

УТВЕРЖДАЮ
Глава городского поселения Игрим



«Схема теплоснабжения городского поселения Игрим Березовского района Ханты- Мансийского автономного округа – Югры до 2026 года»

(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2015 ГОД)

Обосновывающие материалы

2014 год



СОГЛАСОВАНО
Генеральный директор
ООО «ЭнергоКонсалт»

Барановская Н.В.

«25» августа 2014 г

УТВЕРЖДАЮ

Глава городского поселения Игрим



Затирка

«25» августа 2014 г

Г

«Схема теплоснабжения городского поселения Игрим Березовского района Ханты-Мансийского автономного округа – Югры до 2026 года»

(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2015 ГОД)

Разработчик: ООО «ЭнергоКонсалт»

2014 год

Оглавление

Введение	10
Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения	12
Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения	12
Часть 2. Источники тепловой энергии	22
1.2.1.1. Технические характеристики котельных	22
1.2.1.2. Анализ существующего положения по котельным	37
1.2.1.3. Наличие ограничений тепловой мощности и значения располагаемой тепловой мощности. Величина потребления тепловой мощности на собственные нужды и значение тепловой мощности нетто	42
1.2.1.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто	43
1.2.1.5. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса	43
1.2.1.6. Схемы выдачи тепловой мощности котельных	44
1.2.1.7. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя	47
1.2.1.8. Среднегодовая загрузка оборудования	48
1.2.1.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети	49
1.2.1.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии	49
1.2.1.11. Проектный и установленный топливный режим	49
1.2.1.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии	50
Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты	51
1.3.1. Описание структуры тепловых сетей	51
1.3.2. Тепловые сети от централизованных источников теплоснабжения	52
1.3.3. Инженерно-геологическая характеристика грунта в местах залегания тепловых сетей	63
1.3.4. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях	65
1.3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов	65
1.3.6. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности	66
1.3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети	70
1.3.8. Схемы подключения потребителей систем отопления и ГВС к тепловой сети	71
1.3.9. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов	72
1.3.10. 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	77
1.3.11. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя	86

1.3.12	Оценка фактических тепловых потерь в тепловых сетях.....	87
1.3.13	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения	88
1.3.14	Описание типов присоединений теплотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям.....	88
1.3.15	Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя.....	90
1.3.16	Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи	91
1.3.17	Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций	91
1.3.18	Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления.	91
1.3.19	Перечень выявленных безхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию.....	91
Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии		92
Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии		95
1.5.1	Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха	95
1.5.2	Применение отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.....	97
1.5.3	Значения годового потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления	97
1.5.4	Анализ существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение.....	98
1.5.5	Оценка удельных показателей теплоснабжения перспективного энергоэффективного строительства.....	99
Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии		102
1.6.1	Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в сетях и присоединенной тепловой нагрузки.....	102
1.6.2	Резервы и дефициты тепловой мощности нетто	103
104		
1.6.3	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	105
1.6.4	Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения.....	106
1.6.5	Резервы тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможности расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности	106
Часть 7. Балансы теплоносителя.....		108
1.7.1	Построение балансов	108
1.7.2	Требования к водоподготовительным установкам котельных	109

1.7.3	Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в существующих зонах теплоснабжения котельных	111
1.7.4	Анализ достаточности производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в аварийных режимах систем теплоснабжения	112
Часть 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом.....		114
1.8.1	Основное топливо, резервное и аварийное топливо и возможность их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями.....	114
1.8.2	Топливоснабжение. Существующее положение.....	114
1.8.3	Топливные балансы источников тепловой энергии.....	114
1.8.4	Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями.....	115
1.8.5	Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки.....	115
1.8.6	Анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха.....	116
Часть 9. Надежность теплоснабжения		117
1.9.1	Основные положения оценки надежности систем теплоснабжения городского поселения Игрим	117
1.9.2	Описание показателей по расчету уровня надежности	119
Часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих организаций		131
Часть 11. Цены (тарифы) на тепловую энергию в сфере теплоснабжения для потребителей городского поселения Игрим		141
1.11.1	Существующие тарифы на тепловую энергию	141
1.11.2	Прогноз тарифов на тепловую энергию до 2026 года	141
1.11.3	Плата за подключение к системе теплоснабжения и за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности.....	143
Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения городского поселения Игрим		147
1.12.1	Существующие проблемы организации качественного теплоснабжения.....	148
1.12.2	Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения городского поселения Игрим (перечень причин, приводящих к снижению надежного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)	150
1.12.3	Аварийные ситуации в системах теплоснабжения и отопления	153
1.12.4	Возможные способы оперативной локализации и устранения аварийных ситуаций в системах теплоснабжения и отопления	157
1.12.5	Существующие проблемы надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения.....	159
1.12.6	Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения.....	159
Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения.....		161
2.1	Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения	161
2.2	Прогнозы приростов площади строительных фондов.....	161
2.3	Состояние строительства.....	168
2.4	Прирост спроса на тепловую мощность	169

2.4.1	Нормативы удельного теплопотребления зданий перспективного строительства с учетом требований энергоэффективности.....	170
2.4.2	Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов	172
2.4.3	Прогнозы приростов объемов потребления теплоносителя.....	172
2.4.4	Сводные показатели динамики спроса на тепловую мощность жилого, общественного и производственного фондов	174
2.5	Прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимых, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель	176
2.6	Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры на теплоснабжение.....	176
2.7	Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе долгосрочные договоры теплоснабжения по регулируемой цене.....	176
Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения городского поселения Игрим.....		177
Глава 4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки		184
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.....	184
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.....	188
4.3	Выводы о резервах существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей	191
Глава 5. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах.....		193
5.1	Расчет производительности ВПУ котельных для подпитки тепловых сетей в их зонах действия с учетом перспективных планов развития.....	195
5.2	Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения.....	197
Глава 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии.....		198
6.1	Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления	199
6.2	Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергией для обеспечения перспективных тепловых нагрузок	206
6.2.1	Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок.....	209
6.3	Анализ локальных и системных факторов для обоснования предложений по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии городское поселение Игрим	209

6.4	Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии	211
6.4.1	Определение существующих котельных и их зон в зонах действия крупных котельных	211
6.5	Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных, по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработки тепловой и электрической энергии	213
6.6	Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.....	213
6.7	Обоснование предлагаемых для вывода в резерв или вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии	214
6.8	Обоснование предлагаемых для строительства котельных в зонах, необеспеченных централизованным теплоснабжением.....	215
6.9	Обоснование реализации мероприятий по установке нового оборудования на действующих котельных	217
6.10	Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями	217
6.11	Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории городского поселения Игрим	218
6.12	Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения городского поселения Игрим и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии	218
6.13	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.....	219
6.13.1	Определение радиусов эффективного теплоснабжения котельных.....	220
Глава 7. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них		222
7.1	Предложения по реконструкции строительству тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов).....	223
7.2	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную комплексную застройку во вновь осваиваемых районах городского поселения	223
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.....	236
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	236
7.5	Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения.....	237
7.6	Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.....	238
7.7	Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.....	238
7.8	Строительство и реконструкция насосных станций	241
Глава 8. Перспективные топливные балансы.....		242

8.1	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 городского поселения	243
Глава 9. Оценка надежности теплоснабжения		251
9.1	Обоснование перспективных показателей надежности	252
9.2	Предложения, обеспечивающие надежность систем теплоснабжения.....	256
Глава 10. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение		271
10.1	Технико-экономическая информация по строительству новых котельных.....	272
10.2	Стоимости отдельных видов работ котельных и тепловых сетей	273
10.3	Особенности учета демонтажа, ликвидации и динамики строительства энергетического оборудования.....	275
10.3.1	Демонтаж энергетического оборудования.....	275
10.3.2	Динамика строительства и распределения инвестиционных затрат	275
10.4	Обоснования затрат в реконструкцию систем теплоснабжения при переводе с открытой схемы на закрытую схему горячего водоснабжения.	276
10.5	Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей	276
10.5.1	Строительство новых и реконструкция существующих котельных	276
10.5.2	Оснащение приборами учета тепловой энергии котельных	276
10.6	Реконструкция и развитие трубопроводов тепловых сетей к реконструируемым и новым теплоисточникам.....	277
10.7	Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности	279
10.7.1	Собственные средства энергоснабжающих предприятий.....	285
10.7.2	Заемные средства	288
10.7.3	Бюджетное финансирование	289
10.8	Расчеты эффективности инвестиций.....	290
10.8.1	Методические особенности оценки эффективности инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии и тепловых сетей.....	290
10.9	Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения	291
10.9.1	Строительство и модернизация котельных	291
10.9.2	Строительство и реконструкция тепловых сетей.....	291
10.10	Ценовые последствия развития схемы теплоснабжения ГП Игрим на перспективу до 2026 года	291
Глава 11. Обоснование предложений по созданию единой (единых) теплоснабжающей (их) организации в ГП Игрим		296
11.1	Основные положения по обоснованию ЕТО	296
11.2	Сведения о теплоснабжающих организациях ГП Игрим	300
11.3	Актуализация сведений по зонам деятельности ЕТО по состоянию на начало 2014 года	301
11.4	Определение и уточнение изолированных зон действия энергоисточников, планируемых к вводу в эксплуатацию в соответствии со схемой теплоснабжения.....	303

11.5	Выводы.....	304
Глава 12. Основные мероприятия, предусмотренные в схеме теплоснабжения городского поселения Игрим по минимизации воздействия на окружающую природную среду		
		305
Глава 13. Изменения, внесенные при актуализации в утверждаемую часть схемы теплоснабжения		
		306
13.1	Изменения, внесенные в раздел «Общая часть»	306
13.2	Изменения, внесенные в раздел 1 «Показатели перспективного спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель в установленных границах городского поселения Игрим»	306
13.3	Изменения, внесенные в раздел 2 «Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей».....	306
13.4	Изменения, внесенные в раздел 3 «Перспективные балансы теплоносителя»	306
13.5	Изменения, внесенные в раздел 4 «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии».....	306
13.6	Изменения, внесенные в раздел 5 «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них»	307
13.7	Изменения, внесенные в раздел 6 «Перспективные топливные балансы»	307
13.8	Изменения, внесенные в раздел 7 «Инвестиции в новое строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».....	307
13.9	Изменения, внесенные в раздел 8 «Решение об определении единой теплоснабжающей организации (организаций)»	307
13.10	Изменения, внесенные в раздел 9 «Решения о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии»	307
13.11	Изменения, внесенные в раздел 10 «Решения по бесхозяйным тепловым сетям»	307
Список использованных источников		308

Введение

Схема теплоснабжения городского поселения Игрим Березовского района Ханты-Мансийского автономного округа - Югры утверждена главой администрации ГП Игрим после проведения публичных слушаний 12 ноября 2013 г.

В соответствии с п. 22 Требований к порядку разработки и утверждения схем теплоснабжения, утверждённых постановлением Правительства Российской Федерации № 154 от 22.02.2012 г., схема теплоснабжения подлежит ежегодной актуализации в отношении следующих данных:

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

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

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

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

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

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

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

з) строительство и реконструкция тепловых сетей, включая их реконструкцию

в связи с исчерпанием установленного и продленного ресурсов;

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

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

Настоящий документ является актуализацией утвержденной схемы теплоснабжения городского поселения Игрим Березовского района Ханты-Мансийского автономного округа - Югры на 2015 год.

Актуализация Схемы теплоснабжения городского поселения Игрим выполнена в соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения. При этом в ходе выполнения актуализации уточнен и скорректирован прогноз перспективной застройки на территории городского поселения Игрим и прогноз перспективной тепловой нагрузки.

В результате значительной корректировки прогноза перспективной нагрузки потребовали корректировки мероприятий по развитию систем теплоснабжения в части источников тепловой энергии (мощности) и системы транспорта теплоносителя.

Подробное описание изменений (корректировок), выполненных при актуализации схемы теплоснабжения, приведено в Главе 13 «Изменения, выполненных при актуализации схемы теплоснабжения на 2015 год».

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

Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения



Территория городского поселения Игрим является частью территории Березовского района Ханты-Мансийского автономного округа – Югры.

Границы поселения установлены законом Ханты-Мансийского автономного округа – Югры от 25.11.2004

года № 63-оз «О статусе и границах муниципальных образований Ханты-Мансийского автономного округа – Югры». Он расположен на правом берегу реки Северная Сосьва, ниже устья реки Малая Сосьва. Аэропорт с грунтовой ВПП длиной 2030 м.

Автомобильной дорогой местного значения Игрим связан с деревней Нижние Нарыкары (35 км). Дорога на протяжении 2/3 длины имеет щебеночное покрытие.

Муниципальное образование «Городское поселение Игрим» включает в себя четыре населённых пункта:

- пгт. Игрим;
- д. Анеево;
- п. Ванзетур;
- д. Новинская.

Все населенные пункты расположены обособленно в разных частях поселения и связаны между собой только зимниками.

Численность населения городского поселения Игрим, по состоянию на 2014 год составляет 9252 человека, из них 8621 человек проживают в пгт Игрим, 457 человека – в п. Ванзетур, 174 человека в дер. Анеева и 21 человек в дер. Новинская.

Часть населения городского поселения занята в газовой отрасли (ООО «Газпром Трансгаз Югорск»), а так же РЭБ флота филиал ДОО «Спецгазавтотранс» ОАО «Газпром».

В пгт. Игрим пять детских садов, детская школа искусств, детско-юношеский центр, две средние общеобразовательные школы, профессиональный колледж, городская и детская библиотеки, дом культуры, молодёжный центр, выставочный зал, физкультурно-оздоровительный комплекс, дворец спорта для детей и юношества, спорткомплекс «Юность».

Игримская районная больница № 2, в своём составе имеет стационар на 100 коек круглосуточного пребывания, поликлинику на 245 посещений в смену, отделение скорой и неотложной медицинской помощи, клиничко-диагностическую лабораторию, рентгенологическую службу, кабинеты ультразвуковой, функциональной и эндоскопической диагностик.

Основание административного центра - п.г.т. Игрим - связано с именем купца Бешкильцева. Игрим считается основанным в 1902 году на левом берегу реки Северная Сосьва, однако упоминания о посёлке встречается и в официальных документах 19-века. Основным занятием жителей в то время было рыболовство. Позже, в начале 30-х ссыльными на правом берегу реки Северная Сосьва был построен посёлок Игрим-Ледник, где находились рыбозавод и ледник рыбозавода. В 1950-м году Игрим-Луговой (Зырянский) прекратил свое существование. Частые наводнения смыли и Игрим-Ледник. Начинается история Игрима-Горного.

Современный Игрим был построен в 50-х годах юго-восточнее Игрима-Ледника на горе и назывался раньше Игрим-Горный. Большая часть посёлка была построена в 70-80-х годах на месте лесов и осушенных болот - с 60-х годов по настоящее время посёлок увеличился в размерах примерно в пять раз в направлении на Северо-Восток (в три раза на Север и два на Восток). В 1926 году по переписи населения Игрим входил в Берёзовский совет, в 1932 году был образован Анеевский сельский совет, позже в 1959 переименованный в Игримский сельский совет, а 3 декабря 1964 года Игрим получил статус рабочего посёлка и был создан Игримский поселковый совет.

В 1959–1961 в окрестностях посёлка было разведано несколько крупных газовых месторождений. Эксплуатация Северо-Игримского месторождения начата в 1966 году с целью обеспечить посёлок Игрим газом, но всего три года спустя начинается

разработка игримских месторождений с подачей газа в газопровод Игрим – Пунга (далее нитку продолжили до Серова). С этого времени начинается активное развитие посёлка.

Название Игрим происходит из мансийского языка. По одной версии (Югрим, Юхрим) оно означает «тетеривиный ток», по другой – происходит от слова «ягр» – озеро.

Карта населенного пункта пгт Игрим приведена на рисунке 1.



Рисунок1 - Карта пгт Игрим

Населенный пункт Ванзетур, второй по численности населения в городском поселении. "Тур" с языка народа вогулов (манси) переводится как "озеро". Аборигенное население - ханты (остяки), манси (вогулы) - ещё до середины 20-ого века занималось рыбной ловлей, охотой.

Территория п. Ванзетур расположена в восточной части Северо-Сосьвинской возвышенности. Рельеф спокойный, абсолютные отметки в пределах 7 м над уровнем моря. С западной стороны территории протекает река Северная Сосьва. С востока

территория п. Ванзетур покрыта лесным массивом. Карта поселка Ванзетур приведена на рисунке 2.

Застройка поселка характеризуется линейной планировочной структурой, развивающийся с севера на юг вдоль прибрежной территории р. Северная Сосьва. Общественно-деловой центр поселка, который включает в себя основные социально-значимые объекты, сформировался вдоль ул. Таежная. В северо-восточной и восточной части населенного пункта располагаются производственная и коммунально-складская зоны. Жилые постройки-избы, преимущественно деревянные; построены из хвойных пород (сосны, реже кедра, лиственницы).

На территории п. Ванзетур функционируют следующие объекты социальной сферы:

- Учреждения образования (детский сад, школа);
- Учреждения здравоохранения и социального обеспечения (ФАП, молочная кухня на 40 порций в сутки);
- Объекты спортивного назначения и оздоровительного назначения (спортивный комплекс, детское этническое стойбище «Чуанель»);
- Учреждения культурно-досугового назначения (дом культуры с библиотекой);
- Объекты торговли (три магазина);
- Предприятия связи (почтовое отделение);
- Учреждения управления (администрация).

Система теплоснабжения потребителей городского поселения Игрим базируется на котельных, работающих на природном газе и угле (п. Ванзетур). Эксплуатацию, ремонт и обслуживание, как оборудования источников энергии, так и тепловых сетей осуществляет одна теплоснабжающая организация – Игримское муниципальное унитарное предприятие «Тепловодоканал» (далее – МУП «ТВК»).

Игримское муниципальное унитарное предприятие жилищно-коммунального хозяйства было образовано в июле 1996 года приказом Управления жилищно-коммунального хозяйства Березовской районной Администрации №7 от 22.07.1996г. «Об учреждении предприятия ЖКХ п. Игрим».

С февраля 2010г. собственником имущества предприятия является Администрация городского поселения Игрим. В состав предприятия кроме



Рисунок2 - Карта поселка Ванзетур

Игримского участка тепловодоснабжения и водоотведения, цеха механизации, входит участок тепловодоснабжения в п. Ванзетур.

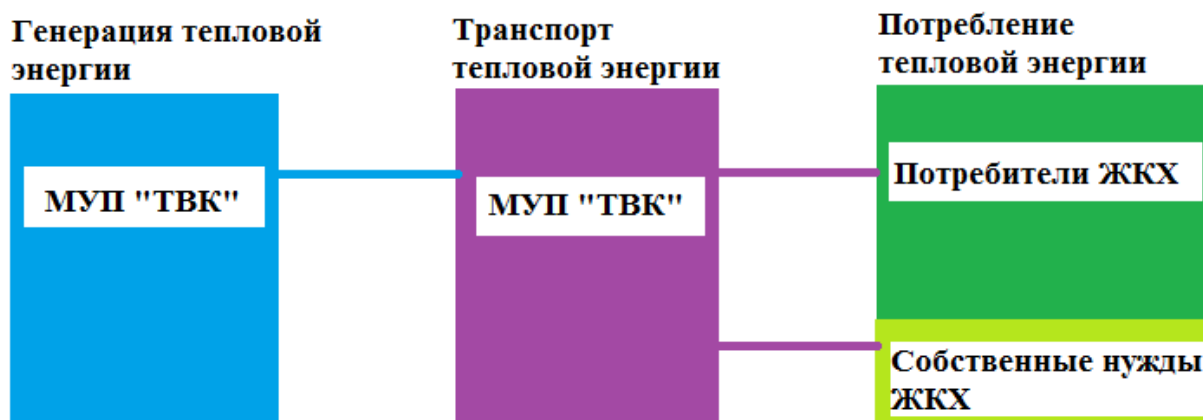
Все имущество передано предприятию на праве хозяйственного ведения.

Основными видами деятельности предприятия являются:

- производство, передача и распределение горячей воды;
- добыча пресных подземных вод для хозяйственно-питьевого и производственного назначения;
- канализование сточных вод, утилизация отходов;
- устройство наружных, внутренних инженерных систем и оборудования зданий и сооружений;
- устройство наружных, внутренних сетей тепловодоснабжения и водоотведения;
- управление эксплуатацией жилого фонда;
- услуги банного хозяйства.

В сфере теплоснабжения – МУП «ТВК» является теплоснабжающей организацией, т.к. осуществляет выработку и продажу тепловой энергии потребителям, и владеет на праве собственности или ином законном основании тепловыми сетями в системе теплоснабжения, посредством которой осуществляется теплоснабжение потребителей тепловой энергии.

Услуги МУП «ТВК» предоставляются населению, предприятиям и социальным объектам городского поселения. МУП «ТВК» располагает в городском поселении Игрим шестью котельными, работающими на природном газе и угле.



При оказании коммунальных услуг предприятие руководствуется тарифами, утвержденными Региональной службой по тарифам.

Существующая система теплоснабжения городского поселения Игрим представлена шестью теплосетевыми районами:

- теплосетевой район котельной №1 пгт Игрим;
- теплосетевой район котельной №2 пгт Игрим;
- теплосетевой район от котельной №3 пгт Игрим;
- теплосетевой район от котельной №4 пгт Игрим;
- теплосетевой район от котельной №5 пгт Игрим;
- п. Ванзетур.

На 1 января 2014 года общая площадь жилищного фонда городского поселения Игрим составила 213,1 тыс. кв.м.

Средняя обеспеченность жильем составляет 17,4 кв. метра на человека, что соответствует среднему уровню по Березовскому району.

Для других населенных пунктов городского поселения Игрим характерна децентрализованная схема теплоснабжения на базе индивидуальных систем отопления.

Степень износа котельного оборудования – около 80 %. Большая часть теплосетей находится в ветхом состоянии и требует замены. Потери тепла достигают 6 % от отпуска в год.

Все котельные городского поселения Игрим работают в недогруженном режиме. Присоединенная нагрузка существенно меньше общей установленной мощности котельных – в среднем составляет 55 %.

Уровень загруженности котельных по установленной тепловой мощности

Котельная	Проектная мощность (Гкал/ч)	Присоединенная нагрузка (Гкал/ч)	Коэффициент использования, %
Котельная п.г.т. Игрим №1	34,09	20,47	60,05
Котельная п.г.т. Игрим №2	33,29	11,02	33,10
Котельная п.г.т. Игрим №3	7,2	1,9	26,39
Котельная п.г.т. Игрим №4	10,3	10,124	98,29
Котельная п.г.т. Игрим №5	10,8	5,32	49,26
Котельная №6 п. Ванзетур	3,2	2,058	64,31
ИТОГО	98,88	50,89	55,23

Большой физический износ тепловых сетей (срок службы некоторых более 35 лет), несовершенство теплоизоляции, ветхость трубопроводов и недостаточный

уровень эксплуатации приводят к значительным потерям в сетях тепловой энергии. На практике подобные тепловые трассы характеризуются сверхнормативным количеством утечки воды, что требует постоянной подпитки тепловой сети.

Тарифы на услуги теплоснабжения устанавливаются исходя из себестоимости производства тепловой энергии котельными.

Ежегодно вместе с ростом себестоимости выработки тепловой энергии, растут тарифы на тепловую энергию. Рост тарифов не позволяет обеспечить социально приемлемые условия оплаты потребителями услуг теплоснабжения без субсидий и дотаций.

Основным топливом индивидуальной и малоэтажной жилой застройки является природный газ, уголь и печное топливо. Подключение существующей индивидуальной застройки к сетям централизованного теплоснабжения не планируется.

Границы зон действия котельных пгт Игрим и п. Ванзетур представлены на рисунках 3 и 4.

Зоны действия индивидуального теплоснабжения сформированы в исторически сложившихся на территории городского поселения микрорайонах с индивидуальной малоэтажной жилой застройкой. Такие здания (одно-двухэтажные, в большей части – деревянные), как правило, не присоединены к системам централизованного теплоснабжения. Теплоснабжение жителей осуществляется либо от индивидуальных газовых котлов, либо используется печное отопление.

Централизованная система теплоснабжения двухтрубная, теплоноситель отпускается потребителям по температурному графику 95-70 °С. Регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется на источниках теплоснабжения (котельных) путем изменения температуры теплоносителя (качественное регулирование).

Тепловые сети проложены подземным способом, бесканально. Компенсация температурных расширений производится с помощью углов поворота теплотрассы (участков самокомпенсации), сильфонных и П-образных компенсаторов.

В качестве тепловой изоляции используются маты минераловатные и ППУ изоляция.

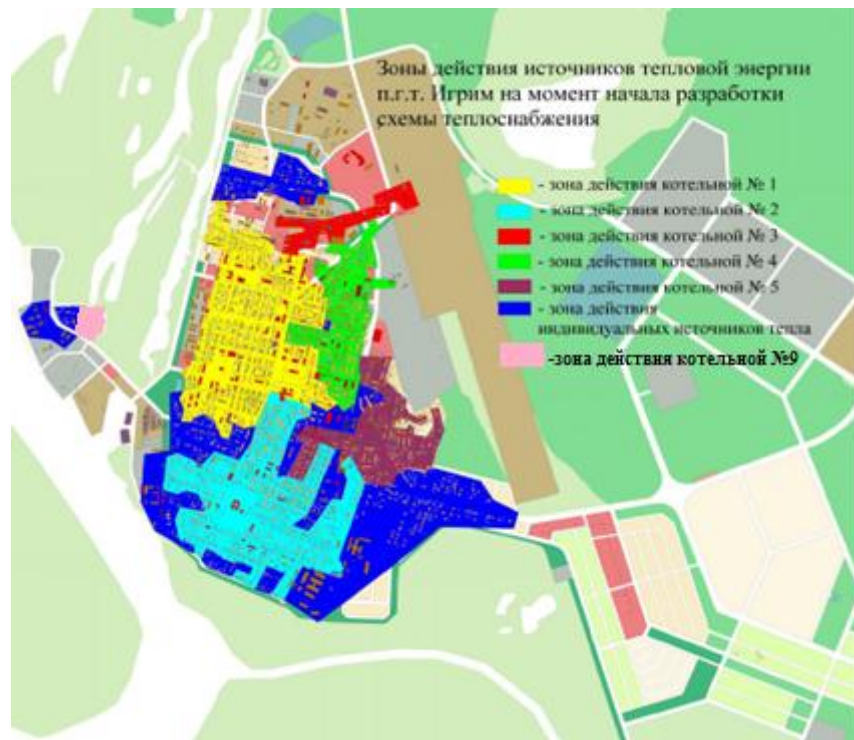


Рисунок3 - Зоны действия котельных в п.г.т. Игрим

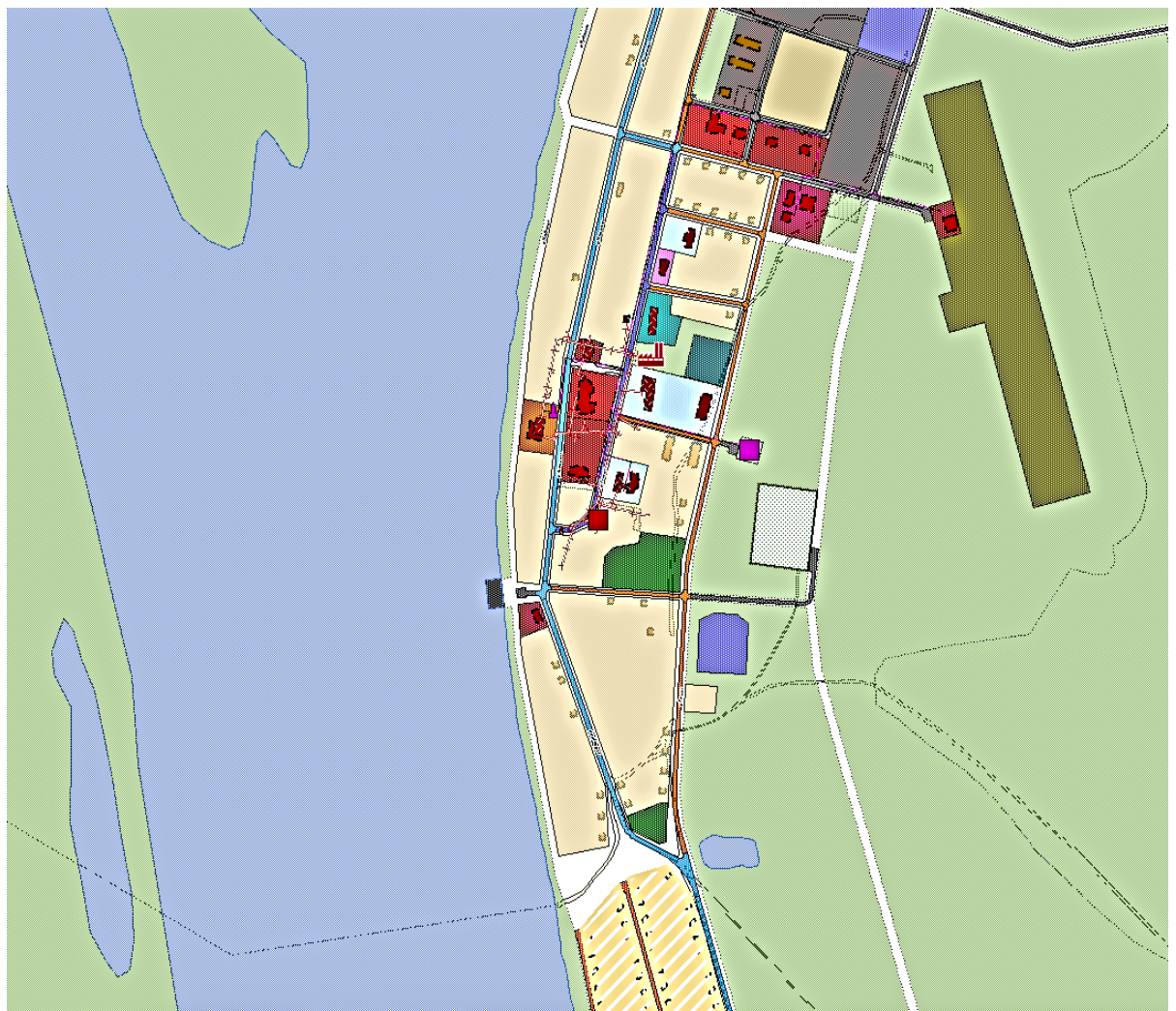


Рисунок4 - Зона действия котельной №6 в п. Ванзетур

1.1.1.1. Изменения функциональной структуры организации теплоснабжения на базовый год актуализации схемы теплоснабжения города

В отопительном периоде 2014-2015 года планируется произвести ввод в эксплуатацию котельной №9 пгт Игрим по ул. Водников д.5а. Котельная будет эксплуатироваться и обслуживаться МУП «ТВК».

Транспорт тепла от котельной до потребителей будет производиться по тепловым сетям эксплуатируемым МУП «ТВК».

Котельная построена для обеспечения теплом существующих потребителей в районе ул. Водников пгт Игрим,

Прогнозируемая тепловая нагрузка котельной составит 0,256 Гкал/ч.

После 2015 года планируется вывод из эксплуатации котельной №5 с передачей нагрузки на котельную №2 и закольцовкой сети.

Планируемая суммарная тепловая нагрузка котельной №2 на перспективу увеличится до 15,35 Гкал/ч.

После 2016 года планируется вывод из эксплуатации котельной №3 с передачей нагрузки на котельную №1 и закольцовкой сети.

Планируемая суммарная тепловая нагрузка котельной №1 на перспективу увеличится до 23,79 Гкал/ч.

Часть 2. Источники тепловой энергии

1.2.1.1. Технические характеристики котельных

Централизованное теплоснабжение потребителей ГП Игрим осуществляется от шести водогрейных котельных, характеристики которых представлены в таблице 1.

Начиная с отопительного периода 2014-2015 гг планируется ввод в эксплуатацию котельной №9 пгт Игрим с установленной мощностью 0,5 Гкал/ч.

Таблица 1 - Котельные, эксплуатируемые Игримским МУП «ТВК»

Наименование	Эксплуатирующая организация	Адрес	Год ввода в эксплуатацию
Котельная №1	Игримское МУП «Тепловодоканал»	Пгт. Игрим, ул. Быстрицкого 9	1966
Котельная №2		Пгт. Игрим, ул. Лермонтова, 1а	1974
Котельная №3		Пгт. Игрим, ул. Кооперативная 70	1975
Котельная №4		Пгт. Игрим, ул. Промышленная 55	2009
Котельная №5		Пгт. Игрим, ул. Промышленная	1988
Котельная №6		П. Ванзетур, ул. Таежная 13	1998
Котельная №9		Пгт Игрим, ул. Водников, 5а	Ввод в эксплуатацию 2014

В таблице 2 представлено количество котельных, входящих в состав городского поселения Игрим с разбивкой по мощностям.

Таблица 2 - Котельные городского поселения Игрим

Принадлежность котельной	Котельные свыше 100 Гкал/ч, шт	Котельные от 50 до 100 Гкал/ч, шт	Котельные от 10 до 50 Гкал/ч, шт	Котельные от 1 до 10 Гкал/ч, шт	Котельные менее 1 Гкал/ч, шт
Муниципальные котельные	0	0	4	2	1

Как следует из таблицы 2, основными теплоисточниками городского поселения Игрим являются четыре котельные тепловой мощностью свыше 10 Гкал/ч, которые обеспечивают 94 % тепловых нагрузок городского поселения.

Топливом для котельных является природный газ, резервное топливо не предусматривается.

Доля котельных по группам установленной мощности в обеспечении тепловой энергией потребителей, входящих в состав городского округа представлена на рисунке 5.

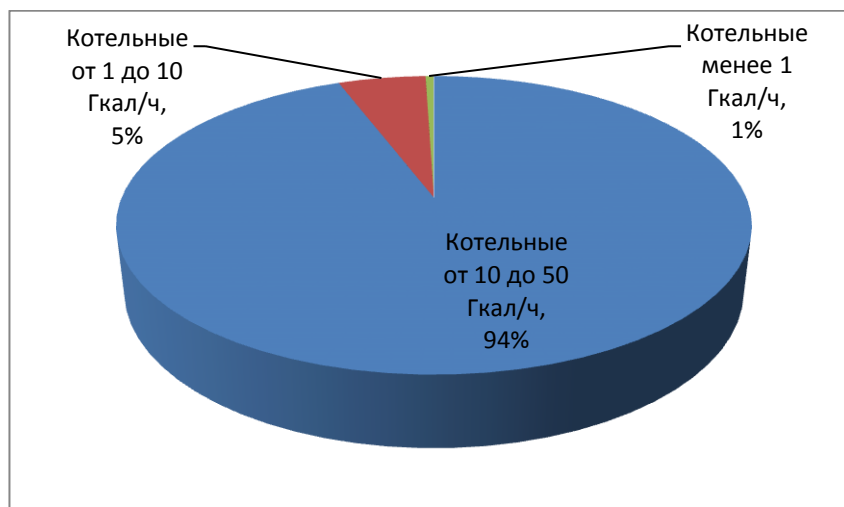


Рисунок5 - Доля котельных по группам тепловой мощности в обеспечении тепловой энергией потребителей

Описание котельных с установленной тепловой мощностью от 10 до 50 Гкал/ч



Котельная №1 поселка городского типа Игрим, установленной мощностью 34,09 Гкал/ч. Зона действия котельной: котельная обеспечивает отоплением потребителей п.г.т. Игрим.

Установленная мощность котельной составляет 39,65 МВт (34,09 Гкал/час). В котельной установлены четыре водогрейных котла серии ТВГ-8М и два паровых котла АВА-2 и Е-1/9. В настоящее время паровой котел АВА-2 работает, а котел Е-1/9 находится в резерве, .

Протяженность 2-х трубной тепловой сети от котельной составляет – 24698 м.

Химводоочистка предусмотрена путем применения двухступенчатого натрий-катионирования. Вода на подпитку поступает из водопровода.

Котельная работает без вакуумных деаэраторов для водогрейных котлов и без атмосферных деаэраторов для паровых котлов. По этой причине происходит интенсивная внутренняя коррозия трубопроводов тепловых сетей посёлка.

Технический паспорт котельной приведен в таблице 3.

Таблица3 - Технический паспорт котельной №1 городского поселения Игрим

Год постройки	1966
Вид отпускаемого теплоносителя	Пар и горячая вода
Топливо	Основное – газ, резервное - отсутствует
Количество котлоагрегатов	Паровые АВА-2 – 1 шт, Е-1/9 -1шт Водогрейные ТВГ-8М – 4шт.
Установленная мощность котельной	34,09 Гкал/ч, в том числе по пару-2,28 Гкал/ч, по воде – 32 Гкал/ч
Фактическая мощность котельной	30,4 Гкал/ч, в том числе по пару-1,85 Гкал/ч, по воде – 28,55 Гкал/ч
Водоподготовка	Имеется
Наличие приборов учета	Топливо – 4 шт, Тепловая энергия – 1 шт Электрическая энергия – 1 шт, Холодная вода – 1 шт, Подпиточная вода -1шт.
Протяженность тепловых сетей в двухтрубном исчислении	24,698 км
Численность персонала котельной	15 человек

Потребление топлива на выработку тепловой энергии в котельной №1 в 2013 году составило 5782,215 тыс м3.

В таблице 4 приведены паспортные характеристики установленных котлов.

Таблица4 - Характеристики котлов

Наименование	Количество, шт	Теплопроизводительность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию	Состояние
АВА-2 паровой	1	1,136	1986	консервация
Е-1/9 паровой	1	0,96	1978	резерв
ТВГ-8М	4	8	1972-1974	рабочее

Годовой отпуск теплоты от котельной составил 38 тыс Гкал/год.

Схема котельной представлена на рисунке 6.

Средневзвешенный срок службы котлов – 38,5 лет

Данные по вспомогательному оборудованию котельной представлены в таблице 5.

Регулирование отпуска теплоты – центральное качественное по нагрузке отопления, в соответствии с утвержденным температурным графиком 95/70 °С.

Установленная тепловая мощность котельной – 34,09 Гкал/ч.

Располагаемая тепловая мощность котельной – 18,56 Гкал/ч.

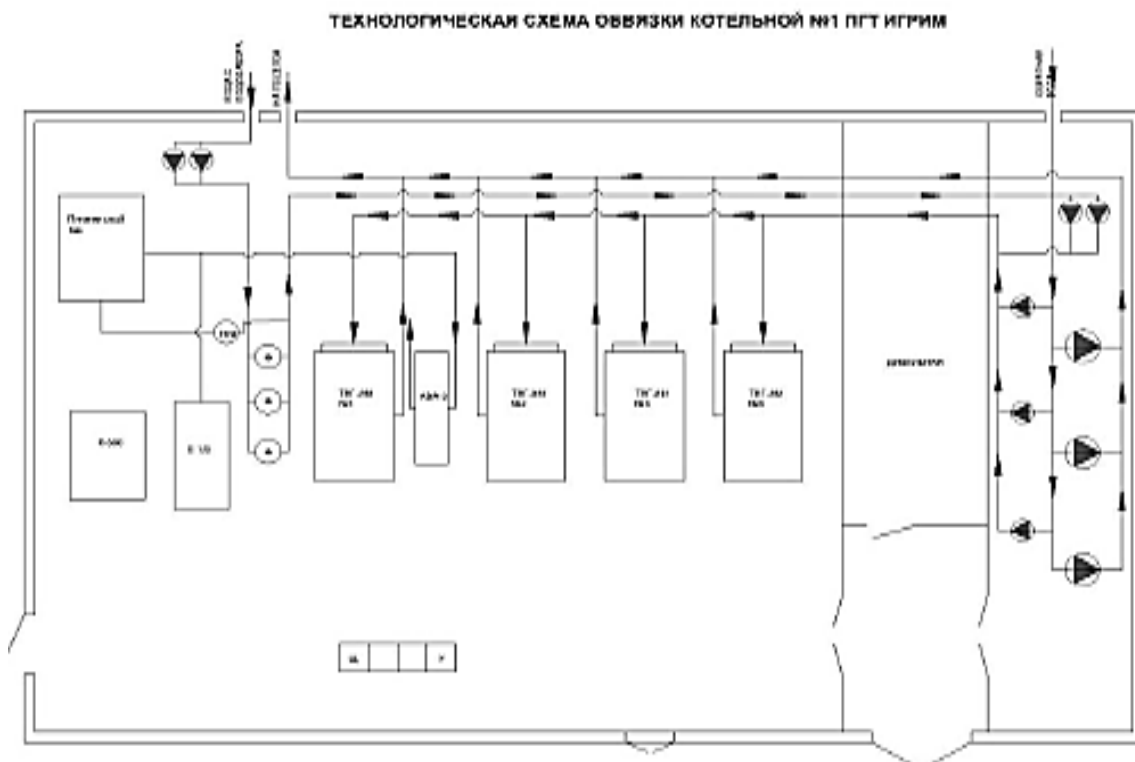


Рисунок 6 - Схема котельной №1 пгт Игрим

Таблица 5 - Характеристики вспомогательного оборудования котельной

Марка	Количество	Производительность, т/ч	Мощность, кВт	Год ввода в эксплуатацию
Насосы котлового контура				
К-45/30	1	45	7,5	1972
ПДГ-6/20Б	1	6	-	1979
ЦНС-8/80	1	8	5	2004
КМ-80/50	1	50	15	1992
S -50-40-100	1	50	5,5	-
Сетевые насосы				
Д-315	1	300	75	1976
Д-320	2	320	75	1999,2001
Циркуляционные насосы				
К-100-65-250	5	100	45	2001
Дутьевые вентиляторы				
ВДН-10	4	340 м ³ /мин	17	
ДН-12,5	4	665 м ³ /мин	55,30,55,40	

Ограничение тепловой мощности – 15,53 Гкал/ч.

Присоединенная нагрузка – 20,47 Гкал/ч.

Количество тепловой энергии, отпускаемой потребителям, вычисляется по данным теплосчетчика, установленного на котельной.

Котельная №2 поселка городского типа Игрим, установленной мощностью



33,29 Гкал/ч. Зона действия котельной: котельная обеспечивает отоплением жилых, бюджетных, административных и производственных потребителей п.г.т. Игрим.

Установленная мощность котельной составляет 38,7 МВт (33,29 Гкал/час). В

котельной установлены три водогрейных котла серии ТВГ-8М, четыре водогрейных котла КВЖ-1/8 и два паровых котла АВА-2 и Е-1/9. В настоящее время паровые котлы и котлы КВЖ-1/8 законсервированы, по причине отсутствия нагрузки.

Протяженность 2-х трубной тепловой сети от котельной составляет – 14955 м.

Химводоочистка предусмотрена путем применения двухступенчатого натрий-катионирования. Вода на подпитку поступает из водопровода.

Котельная работает без вакуумных деаэраторов для водогрейных котлов и без атмосферных деаэраторов для паровых котлов.

Технический паспорт котельной приведен в таблице 6.

Таблица 6 - Технический паспорт котельной №2 городского поселения Игрим

Год постройки	1974
Вид отпускаемого теплоносителя	Пар и горячая вода
Топливо	Основное – газ, резервное - отсутствует
Количество котлоагрегатов	Паровые АВА-2 – 1 шт, Е-1/9 -1шт Водогрейные ТВГ-8М – 3шт, КВЖ-1/8 -4 шт..
Установленная мощность котельной	33,29 Гкал/ч, в том числе по пару-2,28 Гкал/ч, по воде – 31 Гкал/ч
Фактическая мощность котельной	26,21 Гкал/ч, в том числе по пару-1,89 Гкал/ч, по воде – 24,32 Гкал/ч
Водоподготовка	Имеется
Наличие приборов учета	Топливо – 4 шт, Тепловая энергия – 1 шт Электрическая энергия – 1 шт, Холодная вода – 1 шт, Подпиточная вода -1шт.
Протяженность тепловых сетей в двухтрубном исчислении	14,955 км
Численность персонала котельной	16 человек

Потребление топлива на выработку тепловой энергии в котельной №2 в 2013 году составило 4092,399 тыс м3.

В таблице 7 приведены паспортные характеристики установленных котлов.

Таблица 7 - Характеристики котлов

Наименование	Количество, шт	Теплопроизводительность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию	Состояние
АВА-2 паровой	1	1,136	1986	консервация
Е-1/9 паровой	1	0,96	1978	консервация
ТВГ-8М	3	8	1972-1974	рабочее
КВЖ-1/8	4	1,8	1985	Консервация

Годовой отпуск теплоты от котельной составил 22,7 тыс Гкал/год.

Средневзвешенный срок службы котлов – 33,5 лет

Данные по вспомогательному оборудованию котельной представлены в таблице

8.

Таблица 8 - Характеристики вспомогательного оборудования котельной

Марка	Количество	Производительность, т/ч	Мощность, кВт	Год ввода в эксплуатацию
Насосы котлового контура				
КМ-80/50-200	3	50	11	-
ПДГ-6/20Б	1	6	-	-
Сетевые насосы				
Д-320	4	320	75	-
Циркуляционные насосы				
К-100-65-250	4	100	45	-
Дутьевые вентиляторы				
ВДН-10	3	340 м ³ /мин	17	-
ДН-12,5	3	665 м ³ /мин	37	-

Регулирование отпуска теплоты – центральное качественное по нагрузке отопления, в соответствии с утвержденным температурным графиком 95/70 °С.

Установленная тепловая мощность котельной – 33,29 Гкал/ч.

Располагаемая тепловая мощность котельной – 16,53 Гкал/ч.

Ограничение тепловой мощности – 16,76 Гкал/ч.

Присоединенная нагрузка – 11,02 Гкал/ч, из них отопление – 11,02 Гкал/ч.

Количество тепловой энергии, отпускаемой потребителям, вычисляется по данным теплосчетчика, установленного на котельной.

Котельная №4 поселка городского типа Игрим, установленной мощностью 10,3 Гкал/ч. Зона действия котельной: котельная обеспечивает отоплением потребителей п.г.т. Игрим.

Установленная мощность котельной составляет 11,98 МВт (10,3 Гкал/час). В котельной установлены три водогрейных котла серии КВа-4000.



Протяженность 2-х трубной тепловой сети от котельной составляет – 17290 м.

Химводоочистка предусмотрена путем умягчения воды в установке TS-90-14М.

Котельная работает без вакуумных деаэраторов для водогрейных котлов.

Технический паспорт котельной приведен в таблице 9.

Таблица 9 - Технический паспорт котельной №4 городского поселения Игрим

Год постройки	2009
Вид отпускаемого теплоносителя	Горячая вода
Топливо	Основное – газ, резервное – диз топливо
Количество котлоагрегатов	Водогрейные КВа-4000 – 3шт.
Установленная мощность котельной	10,3 Гкал/ч
Фактическая мощность котельной	10,3 Гкал/ч
Водоподготовка	Имеется
Наличие приборов учета	Топливо – 2 шт, Тепловая энергия – 1 шт Электрическая энергия – 1 шт, Холодная вода – 1 шт, Подпиточная вода -1шт.
Протяженность тепловых сетей в двухтрубном исчислении	17,290 км
Численность персонала котельной	10 человек

Потребление топлива на выработку тепловой энергии в котельной №4 в 2013 году составило 2550,52 тыс м3.

В таблице 10 приведены паспортные характеристики установленных котлов.

Таблица 10 - Характеристики котлов

Наименование	Количество, шт	Теплопроизводительность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию	Состояние
КВа-4000	3	3,44	2009	рабочее

Годовой отпуск теплоты от котельной составил 23,7 тыс Гкал/год.

Средневзвешенный срок службы котлов – 5 лет

Данные по вспомогательному оборудованию котельной представлены в таблице 11.

Таблица 11 - Характеристики вспомогательного оборудования котельной

Марка	Количество	Производительность, т/ч	Мощность, кВт	Год ввода в эксплуатацию
Насосы котлового контура				
Wilo-BL80/145-11/2	3	147	11	2009
Сетевые насосы				
Wilo-BL80/170-30/2	3	140	30	2009
Циркуляционные насосы				
Wilo-IPL 25/90-025/2	2	2	0.25	2009
Подпиточные насосы				
Wilo-Economy MHL 504 3	3	5	0.75	2009
Дутьевые вентиляторы				
Kroll LH-630	3	233 м ³ /мин	19	2009

В котельной установлены 4 пластинчатых теплообменника, характеристики, которых представлены в таблице 12.

Таблица 12 - Характеристики теплообменного оборудования котельной

Марка	Количество	Производительность, т/ч	Год ввода в эксплуатацию
M15 BFM	2	200	2009
T5-MFG	2	5	2009

Регулирование отпуска теплоты – центральное качественное по нагрузке отопления, в соответствии с утвержденным температурным графиком 95/70 °С.

Установленная тепловая мощность котельной – 10,3 Гкал/ч.

Располагаемая тепловая мощность котельной – 10,3 Гкал/ч.

Ограничение тепловой мощности – нет.

Присоединенная нагрузка – 10,124 Гкал/ч, из них отопление – 10,124 Гкал/ч.

Количество тепловой энергии, отпускаемой потребителям, вычисляется по данным теплосчетчика, установленного на котельной.



Котельная №5 поселка городского типа Игрим, установленной мощностью 10,8 Гкал/ч. Зона действия котельной: котельная обеспечивает отоплением потребителей п.г.т. Игрим.

Установленная мощность котельной составляет 12,56 МВт (10,8 Гкал/час). В котельной установлены шесть водогрейных котла серии ВВД-1,8.

Протяженность 2-х трубной тепловой сети от котельной составляет – 8955 м.

Химводоочистка не предусмотрена. Вода на подпитку поступает из водопровода.

Технический паспорт котельной приведен в таблице 13.

Таблица 13 - Технический паспорт котельной №5 городского поселения Игрим

Год постройки	1988
Вид отпускаемого теплоносителя	Горячая вода
Топливо	Основное – газ, резервное - отсутствует
Количество котлоагрегатов	Водогрейные ВВД-1,8 – 6шт.
Установленная мощность котельной	10,8 Гкал/ч
Фактическая мощность котельной	8,62 Гкал/ч
Водоподготовка	нет
Наличие приборов учета	Топливо – 2 шт, Тепловая энергия – 1 шт Электрическая энергия – 1 шт, Холодная вода – 1 шт, Подпиточная вода – 1 шт
Протяженность тепловых сетей в двухтрубном исчислении	8,955 км
Численность персонала котельной	12 человек

Потребление топлива на выработку тепловой энергии в котельной №5 в 2013 году составило 1717,942 тыс м3.

В таблице 14 приведены паспортные характеристики установленных котлов.

Таблица 14 - Характеристики котлов

Наименование	Количество, шт	Теплопроизводительность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию	Состояние
ВВД-1,8	6	1,8	1988	рабочее

Годовой отпуск теплоты от котельной составил 12,998 тыс Гкал/год.

Средневзвешенный срок службы котлов – 26 лет

Данные по вспомогательному оборудованию котельной представлены в таблице 15.

Регулирование отпуска теплоты – центральное качественное по нагрузке отопления, в соответствии с утвержденным температурным графиком 95/70 °С.

Установленная тепловая мощность котельной – 10,8 Гкал/ч.

Располагаемая тепловая мощность котельной – 4,26 Гкал/ч.

Таблица 15 - Характеристики вспомогательного оборудования котельной

Марка	Количество	Производительность, т/ч	Мощность, кВт	Год ввода в эксплуатацию
Насосы котлового контура				
ВК-2/26	3	7,2	4	-
Сетевые насосы				
Д-315	1	300	55	-
Д-320	1	320	75	-
Д-310	1	300	55	-

Ограничение тепловой мощности – 6,54 Гкал/ч.

Присоединенная нагрузка – 5,32 Гкал/ч, из них отопление – 5,32 Гкал/ч.

Количество тепловой энергии, отпускаемой потребителям, вычисляется по данным теплосчетчика, установленного на котельной.

В котельной №5 установлены морально и физически устаревшие котлы ВВД-1,8. Среднее значение КПД котлов составляет 75,5%.

Несвоевременное выполнение режимно - наладочных испытаний и несоблюдение режимов топливоиспользующего оборудования приводит к перерасходу топлива при выработке тепла.

Описание котельных с установленной тепловой мощностью от 1 до 10 Гкал/ч

Котельная №3 поселка городского типа Игрим, установленной мощностью 7,2 Гкал/ч. Зона действия котельной: котельная обеспечивает отоплением потребителей п.г.т. Игрим.



Установленная мощность котельной составляет 8,37 МВт (7,2 Гкал/час). В котельной установлены четыре водогрейных котла серии ВВД-1,8.

Протяженность 2-х трубной тепловой сети от котельной составляет – 4332 м.

Химводоочистка не предусмотрена.

Котельная работает без вакуумных деаэраторов для водогрейных котлов и без атмосферных деаэраторов для паровых котлов. По этой причине происходит интенсивная внутренняя коррозия трубопроводов тепловых сетей посёлка.

Технический паспорт котельной приведен в таблице 16.

Таблица 16 - Технический паспорт котельной №3 городского поселения Игрим

Год постройки	1975
Вид отпускаемого теплоносителя	Горячая вода
Топливо	Основное – газ, резервное - отсутствует
Количество котлоагрегатов	Водогрейные ВВД-1,8 – 4шт.
Установленная мощность котельной	7,2 Гкал/ч
Фактическая мощность котельной	7,2 Гкал/ч
Водоподготовка	В настоящее время не работает
Наличие приборов учета	Топливо – 2 шт, Тепловая энергия – 1 шт Электрическая энергия – 1 шт, Холодная вода – 1 шт, Подпиточная вода -1шт.
Протяженность тепловых сетей в двухтрубном исчислении	4,332 км
Численность персонала котельной	6 человек

Потребление топлива на выработку тепловой энергии в котельной №3 в 2013 году составило 845,9 тыс м3.

В таблице 17 приведены паспортные характеристики установленных котлов.

Таблица 17 - Характеристики котлов

Наименование	Количество, шт	Теплопроизводительность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию	Состояние
ВВД-1,8	4	1,8	1975-1979	рабочее

Годовой отпуск теплоты от котельной составил 5,885 тыс Гкал/год.

Средневзвешенный срок службы котлов – 37,5 лет

Данные по насосному оборудованию котельной представлены в таблице 11.

Регулирование отпуска теплоты – центральное качественное по нагрузке отопления, в соответствии с утвержденным температурным графиком 95/70 °С.

Установленная тепловая мощность котельной – 7,2 Гкал/ч.

Располагаемая тепловая мощность котельной – 2,84 Гкал/ч.

Ограничение тепловой мощности – 4,36 Гкал/ч.

Присоединенная нагрузка – 1,9 Гкал/ч, из них отопление – 1,9 Гкал/ч.

Таблица 18 - Характеристики вспомогательного оборудования котельной

Марка	Количество	Производительность, т/ч	Мощность, кВт	Год ввода в эксплуатацию
Насосы котлового контура				
ЗК-6	1	60	17	-
К-20/30	1	20	4	1992
Циркуляционные насосы				
8К-18а	1	315	45	1976
8К-12а	1	315	37	1975
8К-18	2	315	37,22	1971

Количество тепловой энергии, отпускаемой потребителям, вычисляется по данным теплосчетчика, установленного на котельной.

В котельной №3 установлены морально и физически устаревшие котлы ВВД-1,8. У всех котлов вне зависимости от нагрузки КПД менее 80%, это приводит к перерасходу топлива при выработке тепловой энергии.

Котельная №6 поселка Ванзетур, установленной мощностью 3,2 Гкал/ч, расположена в н.п. Ванзетур городского поселения Игрим.



Котельная обеспечивает отопление потребителей п. Ванзетур, среди которых жилые дома и социальные объекты.

Протяженность 2-х трубной тепловой сети от котельной составляет – 5276 м.

Котельная имеет муниципальную форму собственности и обслуживается МУП «ТВК» на правах хозяйственного ведения.

Основным видом топлива для котельной является каменный уголь, резервного и аварийного топлива – не предусмотрено.

Котельная №6 оборудована двумя водогрейными котлами КВр-1,16, на момент разработки схемы находящимися в резерве, и одним котлом КВр-1,5 – находящимся в работе. Система теплоснабжения от котельной №6 - закрытая. В летнее время котельная - не эксплуатируется.

Химводоочистка не предусмотрена. Вода на подпитку поступает из водопровода.

Технический паспорт котельной приведен в таблице 19.

Таблица19 - Технический паспорт котельной №6 городского поселения Игрим

Год постройки	1998
Вид отпускаемого теплоносителя	Горячая вода
Топливо	Основное – уголь, резервное - отсутствует
Количество котлоагрегатов	Водогрейные КВр-1,6 – 2шт, КВр-1,5-1шт.
Установленная мощность котельной	3,2 Гкал/ч
Фактическая мощность котельной	2,56 Гкал/ч
Водоподготовка	Нет
Наличие приборов учета	Тепловая энергия – 1 шт Электрическая энергия – 1 шт, Холодная вода – 1 шт, Подпиточная вода -1шт.
Протяженность тепловых сетей в двухтрубном исчислении	5,276 км

Потребление топлива на выработку тепловой энергии в котельной №6 в 2013 году составило 517 тунт.

В таблице 20 приведены паспортные характеристики установленных котлов.

Таблица20 - Характеристики котлов

Наименование	Количество, шт	Теплопроизводительность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию	Состояние
КВр-1,5	1	1,2	1997	рабочее
КВр-1,16	2	1,0	2005	резерв

Годовой отпуск теплоты от котельной составил 2,533 тыс Гкал/год.

Средневзвешенный срок службы котлов – 13 лет

Данные по насосному оборудованию котельной представлены в таблице 21.

Регулирование отпуска теплоты – центральное качественное по нагрузке отопления, в соответствии с утвержденным температурным графиком 95/70 °С.

Установленная тепловая мощность котельной – 3,2 Гкал/ч.

Располагаемая тепловая мощность котельной – 3,2 Гкал/ч.

Ограничение тепловой мощности – нет.

Присоединенная нагрузка – 2,058 Гкал/ч, из них отопление – 2,058 Гкал/ч.

Количество тепловой энергии, отпускаемой потребителям, вычисляется по данным теплосчетчика, установленного на котельной.

Таблица 21 - Характеристики вспомогательного оборудования котельной

Марка	Количество	Производительность, т/ч	Мощность, кВт	Год ввода в эксплуатацию
Сетевые насосы				
К-100-65-200А	1	100	18	2005
К-100-65-250	1	100	37	2005
К-80-50-200	1	80	15	2003
Подпиточные насосы				
ЦНС-8-80	1	13	5,5	2003
К-20/30	1	20	4	2003
Дутьевые вентиляторы				
ВДН	2	-	11	2006
Дымосос				
ДН-8	1	-	15	2007
ДН-3,5	1	-	3	2012

Описание котельных с установленной тепловой мощностью до 1 Гкал/ч

Котельная №9 в п.г.т. Игрим, установленной мощностью 0,5 Гкал/ч. Котельная построена и будет введена в эксплуатацию в отопительном периоде 2014-2015 гг.

Зона действия котельной: котельная обеспечивает отоплением и горячей водой потребителей п.г.т. Игрим в районе ул. Водников. Котельная полностью автоматизирована и работает без присутствия обслуживающего персонала.

Котельная имеет муниципальную форму собственности и обслуживается МУП «ТВК» на правах хозяйственного ведения.

Основным видом топлива для котельной является природный газ, резервного и аварийного топлива – не предусмотрено.

Котельная №9 оборудована двумя водогрейными котлами КВа-0,3.

Химводоочистка предусмотрена путем умягчения воды в установках TS-91-08М, производительностью 1 м³/час. Вода на подпитку поступает из водопровода.

Технический паспорт котельной приведен в таблице 22.

Планируемое потребление топлива на выработку тепловой энергии в котельной №9 - 67,2 тыс м³.

В таблице 23 приведены паспортные характеристики установленных котлов.

Годовой отпуск теплоты от котельной планируется в объеме 487 Гкал/год.

Данные по установленному насосному оборудованию котельной представлены в таблице 24.

Таблица22 - Технический паспорт котельной №9 городского поселения Игрим

Год постройки	2014
Вид отпускаемого теплоносителя	Горячая вода
Топливо	Основное – газ, резервное - отсутствует
Количество котлоагрегатов	Водогрейные КВа-0,3 – 2шт.
Установленная мощность котельной	0,5 Гкал/ч
Фактическая мощность котельной	0,5 Гкал/ч
Водоподготовка	ТС-91-08М, производительностью 1м3/ч
Наличие приборов учета	Топливо – 3шт, Тепловая энергия – 1 шт, Электрическая энергия – 1 шт, Холодная вода – 1 шт.

Таблица23 - Характеристики котлов

Наименование	Количество, шт	Теплопроизводительность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию	Состояние
КВа-0,3	2	0,25	2014	рабочее

Таблица24 - Характеристики вспомогательного оборудования котельной

Марка	Количество	Производительность, т/ч	Мощность, кВт	Год ввода в эксплуатацию
Котловые насосы				
TOP-S 50/15 PN16	2	10,5	16	2014
Сетевые насосы				
IL 32/170-3/2	2	10,8	3	2014
Подпиточные насосы				
MHIL 105 - 3	2	1,08	0,55	2014
Рециркуляционные насосы				
Wilo TOP-S 25/7	2	3,29	0,2	2014

Регулирование отпуска теплоты – центральное качественное по нагрузке отопления, в соответствии с утвержденным температурным графиком 95/70 °С.

Установленная тепловая мощность котельной – 0,5 Гкал/ч.

Располагаемая тепловая мощность котельной – 0,5 Гкал/ч.

Ограничение тепловой мощности – нет.

Присоединенная нагрузка – 0,256 Гкал/ч, из них отопление – 0,256 Гкал/ч.

Количество тепловой энергии, отпускаемой потребителям, вычисляется по данным теплосчетчика, установленного на котельной.

1.2.1.2. Анализ существующего положения по котельным

В таблице 25 приведены данные по развитию котельных за период с 2012-2014 год.

Таблица 25 - Сравнительные данные по котельным на 2014 год

Наименование	2012 год	2014 год
Количество котельных, шт	6	7
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	98,88	99,38

Всю тепловую нагрузку потребителей городского поселения Игрим покрывают котельные (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 26 представлены данные для анализа загрузки котельных по населенным пунктам городского поселения Игрим.

Загрузка котельных не превышает 64 % от установленной мощности, наиболее загруженной котельной является котельная №4 пгт Игрим (98 %), в целом по городскому поселению Игрим загрузка котельных находится в пределах 55 %.

Таблица 26 - Установленная мощность и присоединенная тепловая нагрузка по населенным пунктам городского поселения Игрим

Котельная	Проектная мощность (Гкал/ч)	Присоединенная нагрузка (Гкал/ч)	Коэффициент использования
Котельная п.г.т. Игрим №1	34,09	20,47	0,60
Котельная п.г.т. Игрим №2	33,29	11,02	0,33
Котельная п.г.т. Игрим №3	7,2	1,9	0,26
Котельная п.г.т. Игрим №4	10,3	10,124	0,98
Котельная п.г.т. Игрим №5	10,8	5,32	0,49
Котельная №6 п. Ванзетур	3,2	2,058	0,64

С учетом имеющихся ограничений по мощности котельных, вследствие больших сроков эксплуатации, резерв установленной мощности котельных составит около 40 %.

Данное обстоятельство следует учитывать при решении вопросов обеспечения перспективных тепловых нагрузок потребителей.

Избыточную установленную тепловую мощность имеют практически все котельные городского поселения Игрим, за исключением котельной №4.

В таблице 27 приведены данные по полезному отпуску и годовому расходу условного топлива котельными города.

Таблица 27 - Полезный отпуск и годовой расход условного топлива котельными городского поселения Игрим

Котельная городского поселения Игрим	Полезный отпуск тепла, Гкал/год	Годовой расход условного топлива, туг
Котельная п.г.т. Игрим №1	35484,35	6591,73
Котельная п.г.т. Игрим №2	21034,5	4665,33
Котельная п.г.т. Игрим №3	5522,14	964,33
Котельная п.г.т. Игрим №4	22397,1	2907,59
Котельная п.г.т. Игрим №5	12281,69	1958,45
Котельная №6 п. Ванзетур	2350	517

В таблице 28 приведены данные по среднему удельному расходу условного топлива на 1 Гкал тепловой энергии по котельным городского поселения Игрим.

Таблица 28 - Удельный расход условного топлива котельными городского поселения Игрим

Котельная городского поселения Игрим	Средний удельный расход условного топлива на отпуск тепла, кгуг/Гкал
Котельная п.г.т. Игрим №1	185,76
Котельная п.г.т. Игрим №2	221,79
Котельная п.г.т. Игрим №3	174,63
Котельная п.г.т. Игрим №4	129,82
Котельная п.г.т. Игрим №5	159,46
Котельная №6 п. Ванзетур	220,00
В среднем по ГП Игрим	182

Как следует из таблицы 28, средний удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии в котельных городского поселения составляет 182 кгуг/Гкал.

Средний эксплуатационный коэффициент полезного действия котельных городского поселения – 78,5 %. Паспортный КПД газовых котлов, установленных в котельных - 92 %, КПД котлов, работающих на угле – 76 %.

Все котельные расположены в отдельно стоящих зданиях.

В таблице 29 представлены данные по средневзвешенному сроку службы котлоагрегатов котельных по населенным пунктам городского поселения Игрим на 2014 год.

Таблица 29 - Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельных

Котельная городского поселения Игрим	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов, лет
Котельная п.г.т. Игрим №1	38,5
Котельная п.г.т. Игрим №2	33,5
Котельная п.г.т. Игрим №3	37,5
Котельная п.г.т. Игрим №4	5
Котельная п.г.т. Игрим №5	26
Котельная №6 п. Ванзетур	13
Итого в среднем по городскому поселению	25,6

Нормативный срок службы котлов определяется в зависимости от их типа и марки завода изготовителя. Как правило срок службы паровых водотрубных котлов – 24 года, водогрейных котлов всех типов – 16 лет.

Как следует из таблицы 29, средневзвешенный срок службы котлов в котельных городского поселения Игрим составляет 25,6 лет, что говорит об окончании нормативного срока службы. Наибольший средневзвешенный срок службы котлоагрегатов в котельной №1 пгт Игрим.

В таблице 30 представлены данные по средневзвешенному сроку службы котлоагрегатов котельных и среднему удельному расходу условного топлива на 1 Гкал тепловой энергии по населенным пунктам городского поселения Игрим.

Таблица 30 - Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельных и средний удельный расход условного топлива

Котельная городского поселения Игрим	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов, лет	Средний удельный расход условного топлива на отпуск тепла, кг/т/Гкал
Котельная п.г.т. Игрим №1	38,5	185,76
Котельная п.г.т. Игрим №2	33,5	221,79
Котельная п.г.т. Игрим №3	37,5	174,63
Котельная п.г.т. Игрим №4	5	129,82
Котельная п.г.т. Игрим №5	26	159,46
Котельная №6 п. Ванзетур	13	220,00

Как правило, сроки службы котлов, превышающие нормативные, снижают эффективность котельных, что подтверждает сравнение данных в таблице 30 по

среднему удельному расходу топлива и средневзвешенному сроку службы котлоагрегатов.

С учетом периода разработки схемы теплоснабжения до 2026 года потребуется поэтапная реконструкция и модернизация котельных городского поселения Игрим.

В таблице 31 представлены основные требования Федеральных законов, Постановлений Правительства и т.п. по модернизации котельных.

Таблица 31 - 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 полного покрытия нагрузки ГВС) и электрической энергии. Остальная тепловая нагрузка покрывается дополнительными котлами. б) При модернизации котельных свыше 10 МВт рассматривать целесообразность надстройки котельных с превращением их в мини-ТЭЦ для покрытия собственных нужд и возможности параллельной работы с сетью	190ФЗ, ст.3, п.3
4	Вывести из эксплуатации неэффективное котельное оборудование и газовые котлы устаревших конструкций с КПД ниже 92 %. В целях более полного использования энергии топлива рекомендуется применять конденсационные котлы или устанавливать теплообменники поверхностного типа на тракте дымовых газов после котлов.	261ФЗ, глава 7, ст.24
5	При вводе в эксплуатацию вновь построенной модульной котельной взамен существующей на «старые» тепловые сети и внутридомовые системы – применять преимущественно двухконтурные системы отопления и ГВС. В качестве теплообменного оборудования в автономных котельных применять пластинчатые теплообменники. В автономных котельных должны применяться автоматизированные блочные станции водоподготовки.	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 3 МВт	

В таблицах 32 и 33 приведены данные по неэффективным котельным городского поселения Игрим на 2014 год исходя из следующих критериев:

- удельный расход топлива на выработку тепловой энергии газовой котельной должен составлять не выше 155,3 кгут/Гкал (КПД не ниже 92 %);

- удельный расход топлива на выработку тепловой энергии угольной котельной должен составлять не выше 188 кгут/Гкал (КПД не ниже 76 %);

- срок службы основного оборудования (котлов) после ввода в эксплуатацию в результате нового строительства, реконструкции или капитального ремонта не должен превышать 20 лет.

В таблице 32 приведены данные по неэффективным котельным городского поселения по критерию удельного расхода условного топлива на выработку единицы тепловой энергии.

Таблица 32 - Данные по неэффективным котельным городского поселения Игрим по критерию удельного расхода топлива на 2014 год

Котельная городского поселения Игрим	Количество котельных	Количество неэффективных котельных	Доля неэффективных котельных, %
Котельные п.г.т. Игрим	5	3	60
Котельная п. Ванзетур	1	1	100
Всего по гп Игрим	6	4	67

Из данных таблицы 32 следует, что 67 % котельных городского поселения Игрим являются неэффективными по критерию принятого расхода условного топлива и соответственно требуют вывода из эксплуатации или реконструкции с заменой основного оборудования.

В таблице 33 приведены данные по неэффективным котельным городского поселения Игрим по критерию срок службы котлоагрегатов.

Таблица 33 - Данные по неэффективным котельным городского поселения Игрим по критерию срок службы котлоагрегатов

Район городского поселения Игрим	Количество котельных	Количество неэффективных котельных	Доля неэффективных котельных, %
Котельные п.г.т. Игрим	5	4	80
Котельная п. Ванзетур	1	0	0
Всего по гп Игрим	6	4	67

Из таблицы 33 следует, что 67 % эксплуатируемых котельных городского поселения являются неэффективными по сроку службы котлоагрегатов и

соответственно требуют вывода из эксплуатации или реконструкции. Самой старой котельной является котельная №1 пгт Игрим.

В таблице 34 приведены данные по котельным, в которых были введены в эксплуатацию котлоагрегаты, начиная с 2009 года.

Таблица 34 - Данные по котельным городского поселения Игрим, где начиная с 2005 года были введены в эксплуатацию котлоагрегаты

Городское поселение Игрим	Количество котельных, где были введены в эксплуатацию котлоагрегаты начиная с 2009 года, шт
Котельные п.г.т. Игрим	2
Котельная п. Ванзетур	0
Всего по гп Игрим	2

Как следует из таблицы 34 ввод в эксплуатацию новых котлоагрегатов с 2009 по 2014 год в городском поселении осуществлялся на котельной №4 п.г.т. Игрим и котельной №9 пгт. Игрим.

1.2.1.3. Наличие ограничений тепловой мощности и значения располагаемой тепловой мощности. Величина потребления тепловой мощности на собственные нужды и значение тепловой мощности нетто

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования источников тепловой энергии МУП «ТВК» по состоянию на 2014 год не выдавались.

В таблице 35 представлен баланс тепловой мощности по котельным ГП Игрим и определены резервы/дефициты тепловой мощности котельных.

Как видно из таблицы, резерв установленной тепловой мощности на котельных №1, №5, №4 недостаточен для обеспечения 100% теплоснабжения потребителей при условии достижения расчетной температуры наружного воздуха (- 43 °С) и выхода из строя самого мощного котла в котельной.

На всех остальных котельных г.п. Игрим наблюдается достаточный резерв установленной тепловой мощности для обеспечения тепловой энергией потребителей централизованной системы теплоснабжения.

Таблица35 - Баланс тепловой мощности котельных ГП Игрим

Котельная	Проектная мощность (Гкал/ч)	Присоединенная нагрузка (Гкал/ч)	Резерв тепловой мощности (Гкал/ч)	Резерв тепловой мощности, %
Котельная п.г.т. Игрим №1	34,09	20,47	-1,91	-10,29
Котельная п.г.т. Игрим №2	33,29	11,02	5,51	33,33
Котельная п.г.т. Игрим №3	7,2	1,9	0,94	33,10
Котельная п.г.т. Игрим №4	10,3	10,124	0,176	1,71
Котельная п.г.т. Игрим №5	10,8	5,32	-1,06	-24,88
Котельная №6 п. Ванзетур	3,2	2,058	1,142	35,69
Всего по ГП Игрим	98,88	50,89	4,798	0,09

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

Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто представлены в таблице 36.

Таблица36 - Баланс тепловой мощности котельных ГП Игрим

Котельная	Установленная мощность (Гкал/ч)	Располагаемая мощность (Гкал/ч)	Тепловая энергия на собственные нужды (Гкал/ч)	Мощность котельной нетто, (Гкал/ч)
Котельная п.г.т. Игрим №1	34,09	18,56	0,17	18,39
Котельная п.г.т. Игрим №2	33,29	16,53	0,18	16,35
Котельная п.г.т. Игрим №3	7,2	2,84	0,08	2,76
Котельная п.г.т. Игрим №4	10,3	10,3	0,02	10,28
Котельная п.г.т. Игрим №5	10,8	4,26	0,06	4,20
Котельная №6 п. Ванзетур	3,2	3,2	0,02	3,18
Всего по ГП Игрим	98,88	55,69	0,54	55,15

1.2.1.5. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса.

Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования котельных представлен в таблице 37.

Таблица 37 - Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования котельных ГП Игрим

Наименование	Эксплуатирующая организация	Адрес	Год ввода в эксплуатацию
Котельная №1	Игримское МУП «Тепловодоканал»	Пгт. Игрим, ул. Быстрицкого 9	1972-1986
Котельная №2		Пгт. Игрим, ул. Лермонтова, 1а	1972-1986
Котельная №3		Пгт. Игрим, ул. Кооперативная 70	1975-1979
Котельная №4		Пгт. Игрим, ул. Промышленная 55	2009
Котельная №5		Пгт. Игрим, ул. Промышленная	1988
Котельная №6		П. Ванзетур, ул. Таежная 13	1997-2005
Котельная №9		Пгт Игрим, ул. Водников, 5а	Ввод в эксплуатацию 2014

Исходя из назначенного СО 153-34.17.469-2003 срока службы котлов (паровые водотрубные – 24 года, водогрейные всех типов – 16 лет), срок службы котлов суммарной мощностью 85,38 Гкал/ч (86 % всей установленной мощности) превышает нормативные значения.

Решения о необходимости проведения капитального ремонта или продления срока службы данного оборудования принимаются на основании технических освидетельствований и технического диагностирования, проведенных в установленном порядке.

Необходимо отметить, что на данный момент котельное оборудование с выработанным парковым ресурсом, но прошедшее техническое освидетельствование и диагностирование, эксплуатируется в рабочем режиме. При этом в ближайшее время может возникнуть необходимость в капитальном ремонте части котельного оборудования со сроком службы выше нормативного.

1.2.1.6. Схемы выдачи тепловой мощности котельных

В общем случае котельная установка представляет собой совокупность котла (котлов) и оборудования, включающего следующие устройства: устройства подачи и сжигания топлива, очистки, химической подготовки и деаэрации воды, теплообменные аппараты различного назначения; насосы исходной (сырой) воды, сетевые или циркуляционные – для циркуляции воды в системе теплоснабжения,

подпиточные – для возмещения воды, расходуемой у потребителя и утечек в сетях, питательные для подачи воды в паровые котлы, рециркуляционные (подмешивающие); баки питательные, конденсационные, баки-аккумуляторы горячей воды; дутьевые вентиляторы и воздушный тракт, дымососы, газовый тракт и дымовую трубу; устройства вентиляции, системы автоматического регулирования и безопасности сжигания топлива, тепловой щит или пульт управления.

Тепловая схема котельной зависит от вида вырабатываемого теплоносителя и от схемы тепловых сетей, связывающих котельную с потребителями пара или горячей воды, от качества исходной воды.

Системы теплоснабжения бывают двух типов: закрытые и открытые. При закрытой системе вода (или пар) отдает свою теплоту в местных системах и полностью возвращается в котельную. При открытой системе вода (или пар) частично, а в редких случаях полностью отбирается в местных установках.

Тип системы теплоснабжения определяет производительность оборудования водоподготовки, а также вместимость баков-аккумуляторов.

В качестве примера приведена принципиальная тепловая схема водогрейных котельных (рисунок 7). Установленный на обратной линии сетевой (циркуляционный) насос обеспечивает поступление питательной воды в котел и далее в систему теплоснабжения. Обратная и подающая линии соединены между собой перемычками – перепускной и рециркуляционной. Через первую из них при всех режимах работы, кроме максимального зимнего, перепускается часть воды из обратной в подающую линию для поддержания заданной температуры.

По условиям предупреждения коррозии металла температура воды на входе в котел при работе на газовом топливе должна быть не ниже 60 °С во избежание конденсации водяных паров, содержащихся в уходящих газах. Так как температура обратной воды почти всегда ниже этого значения, то в котельных со стальными котлами часть горячей воды подается в обратную линию рециркуляционным насосом.

В коллектор сетевого насоса из бака поступает подпиточная вода (насос, компенсирующий расход воды у потребителей). Исходная вода, подаваемая

насосом, проходит через подогреватель, фильтры химводоочистки и после умягчения через второй подогреватель, где нагревается до 75 - 80 °С (на малых котельных исходной водой является вода из водопровода, которая не проходит химической очистки на станции). Далее вода поступает в колонку вакуумного деаэратора. Вакуум в деаэраторе поддерживается за счет отсасывания из колонки деаэратора паровоздушной смеси с помощью водоструйного эжектора. Рабочей жидкостью эжектора служит вода, подаваемая насосом из бака эжекторной установки. Пароводяная смесь, удаляемая из деаэраторной головки, проходит через теплообменник – охладитель выпара. В этом теплообменнике происходит конденсация паров воды, и конденсат стекает обратно в колонку деаэратора.

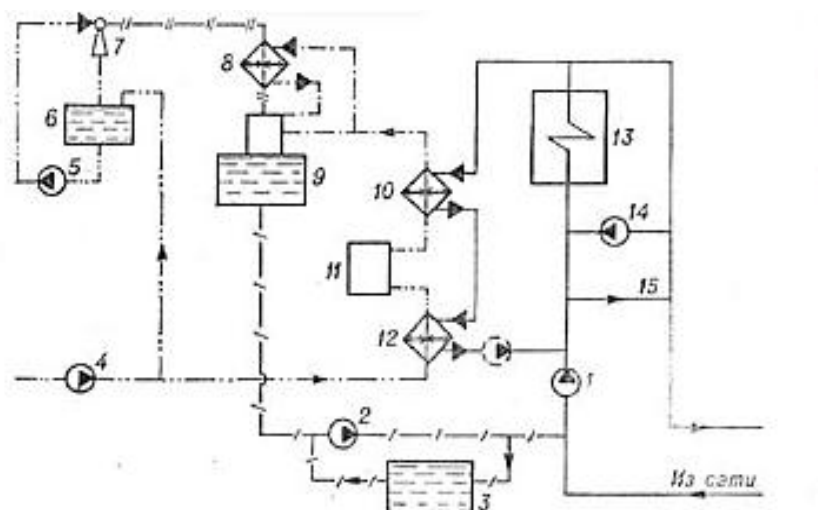


Рисунок7 - Принципиальная схема водогрейной котельной:

1-сетевой насос; 2-подпиточный насос; 3-бак подпиточной воды; 4-насос исходной воды; 5-насос подачи воды к эжектору; 6-расходный бак эжекторной установки; 7-водоструйный эжектор; 8-охладитель выпара; 9-вакуумный деаэратор; 10-подогреватель химочищенной воды; 11-фильтр химводоочистки; 12-водоподогреватель исходной воды; 13-водогрейный котел; 14-рециркуляционный насос; линия перепуска

Деаэрированная вода самотеком поступает к подпиточному насосу, который подает ее во всасывающий коллектор сетевых насосов или в бак подпиточной воды.

В котельных ГП Игрим деаэрация воды не предусмотрена.

Подогрев в теплообменниках химически очищенной и исходной воды осуществляется водой, поступающей из котлов. Во многих случаях насос, установленный на этом трубопроводе (показан штриховой линией), используется также и в качестве рециркуляционного.

Если отопительная котельная оборудована паровыми котлами, то горячую воду для системы теплоснабжения получают в поверхностных паро-водяных подогревателях. Паро-водяные водоподогреватели чаще всего бывают отдельностоящие, но в некоторых случаях применяются подогреватели, включенные в циркуляционный контур котла, а также надстроенные над котлами или встроенные в котлы.

Во многих случаях в паровых котельных для приготовления горячей воды устанавливают и водогрейные котлы, которые полностью обеспечивают потребность в горячей воде или являются пиковыми. Котлы устанавливают за паро-водяным подогревателем по ходу воды в качестве второй ступени подогрева.

Если пароводогрейная котельная обслуживает открытые водяные сети, тепловой схемой предусматривается установка двух деаэраторов – для питательной и подпиточной воды. Для выравнивания режима приготовления горячей воды, а также для ограничения и выравнивания давления в системах горячего и холодного водоснабжения в отопительных котельных предусматривают установку баков-аккумуляторов.

Тягодутьевые установки по схеме применения бывают: общие (для всех котлов котельной), групповые (для отдельных групп котлов), индивидуальные (для отдельных котлов). Общие и групповые установки должны иметь два дымососа и два дутьевых вентилятора. Индивидуальные установки по условиям регулирования их работы при изменении производительности котла являются наиболее желательными.

1.2.1.7. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя

Способ регулирования отпуска теплоты – центральный качественный, заключающийся в изменении температуры теплоносителя на источнике теплоснабжения при изменении температуры наружного воздуха. Используемый температурный график утвержден МУП «ТВК», согласован с администрацией муниципального образования.

Температурные графики центрального качественного регулирования тепловой нагрузки приведены в части 3 главы 1.

1.2.1.8. Среднегодовая загрузка оборудования

По статистическим данным коэффициент использования установленной тепловой мощности по котельным городского поселения Игрим равен 16 % (таблица 38).

Таблица 38 - Сведения по котельным по статистическим данным 2013г

Показатель	Величина
Количество котлов	33
Суммарная мощность источников теплоснабжения	98,88
в том числе мощностью, Гкал/ч	
до 3	-
от 3 до 20	31,5
от 20 до 100	67,38
Произведено тепловой энергии за год – всего, Гкал/год	107427
в том числе мощностью, Гкал/ч	
до 3	-
от 3 до 20	45629
от 20 до 100	61798
Общий КИУМ	0,16
в том числе мощностью, Гкал/ч	
до 3	-
от 3 до 20	0,21
от 20 до 100	0,135

В таблице 39 представлены данные использования установленной тепловой мощности по локальным котельным ГП Игрим, по итогам работы в 2013 году.

Таблица 39 - Коэффициент использования установленной мощности по котельным ГП Игрим

Котельная	Годовой отпуск тепла, Гкал/год	Установленная мощность, Гкал/ч	Процент использования установленной мощности за год, %
Котельная п.г.т. Игрим №1	38004,5	34,09	16,41
Котельная п.г.т. Игрим №2	22678,5	33,29	10,03
Котельная п.г.т. Игрим №3	5885,43	7,2	12,04
Котельная п.г.т. Игрим №4	23659,1	10,3	33,82
Котельная п.г.т. Игрим №5	12997,95	10,8	17,72
Котельная №6 п. Ванзетур	2467	3,2	11,35
Всего по ГП Игрим	105692,5	98,88	15,74

Как видно из таблицы 39 усреднённый коэффициент использования установленной тепловой мощности по всем котельным ГП Игрим составляет

16 %. Минимальный коэффициент использования установленной тепловой мощности наблюдается на котельной № 2, максимальный на котельной № 4.

1.2.1.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Все котельные ГП Игрим оснащены приборами учета, фиксирующими значения расхода, давления и температуры теплоносителя в прямом и обратном трубопроводе, а также в линии подпитки.

Все средства измерения проходят регулярную поверку.

1.2.1.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Данные о статистике отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии предоставлены не были.

1.2.1.11. Проектный и установленный топливный режим

На территории городского поселения работают 6 котельных, из них одна котельная в п. Ванзетур работает на твердом топливе - угле. Загрузка топлива ручная.

Коэффициент полезного действия установленных котлов не превышает 72,5 %.

На пяти котельных (№№ 1,2,3,4,5, в перспективе и котельная №9) работают на природном газе.

Доля установленной мощности котельных, работающих на газе, составляет 97 %, а угольных котельных - 3 % от общей установленной мощности котельных.

Ниже приведено распределение котельных по топливному режиму (рисунок 8).

Поставщиком каменного угля для котельной №6 п. Ванзетур является ООО «Международный центр технологии и торговли».

Доставка угля до п. Ванзетур производится водным путем в навигацию по р. Сосьва. Таким образом, поставка топлива останавливается во время сковывания реки льдом. Однако ограничений на потребление угля в этот период не вводилось.

Разгрузка угля с барж осуществляется прямо на береговую необорудованную территорию. Место хранения угля – склад на территории котельной под открытым

небом. Отсутствие приемных и складских территорий, обеспечивающих условия качественного хранения угля, снижает эффективность сжигания топлива, что в свою очередь несет дополнительные затраты.

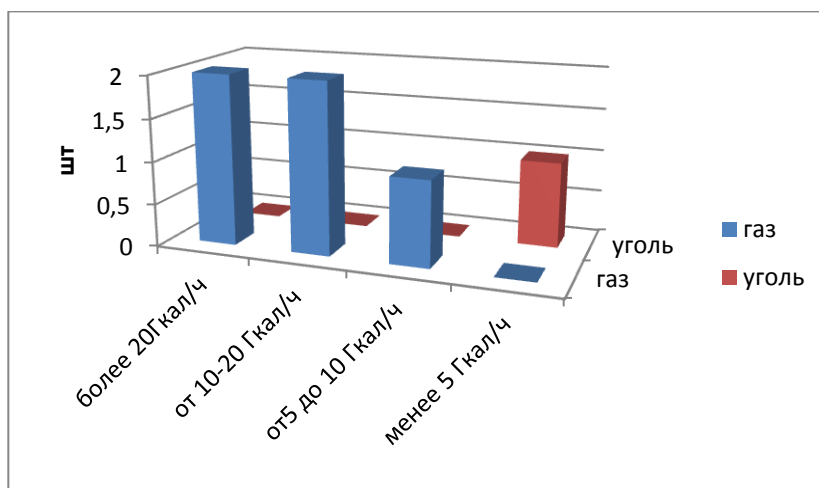


Рисунок8 - Распределение котельных по виду сжигаемого топлива

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

Предписаний надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельных МУП «ТВК» не выдавались.

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 магистральным и распределительным сетям. В настоящее время в теплоснабжающих предприятиях городского поселения Игрим применяется разнообразная номенклатура трубопроводов и оборудования тепловых сетей, различающихся назначением (магистральные, распределительные, внутридомовые), диаметром, типом изоляции.

Единственной теплоснабжающей организацией, эксплуатирующей тепловые сети является МУП «ТВК».

Общая протяженность тепловых сетей ГП Игрим на конец 2014 года составляет 76,506 км, при этом большая часть тепловых сетей проложена с диаметром менее 200 мм, что говорит о разветвленной системе квартальных сетей.

Структура тепловых сетей МУП «ТВК» представлена в таблице 40 и на рисунке 9.

Таблица 40 - Структура тепловых сетей источников тепловой энергии ГП Игрим

Котельная	Протяженность тепловых сетей, м	Максимальный диаметр, мм	Минимальный диаметр, мм
Котельная №1	24698	426	32
Котельная №2	14955	325	32
Котельная №3	4332	159	57
Котельная №4	17290	325	57
Котельная №5	8955	325	32
Котельная №6	5276	150	25
Котельная №9	1000	89	32
ИТОГО	76506		

Наиболее протяженные сети в ГП Игрим проложены от наиболее мощных источников: котельной №1 (32 %) и котельной №2 (19 %), а также от котельных со значительной присоединенной нагрузкой – котельной №4 (23 %).

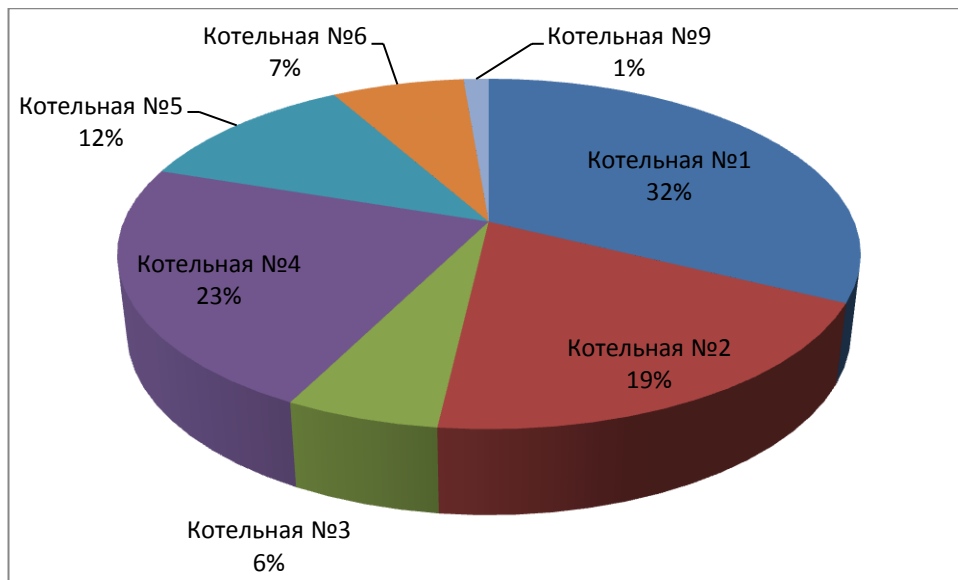


Рисунок9 - Структура тепловых сетей по протяженности от источников теплоснабжения

1.3.2 Тепловые сети от централизованных источников теплоснабжения

Тепловые сети от котельной №1 п.г.т. Игрим

От котельной №1 выходит 2-х трубная магистральная тепловая сеть условным диаметром 400 мм. Тепловая сеть, работающая по температурному графику 95/70 °С транспортирует горячую воду до потребителей.

Магистральные тепловые сети проложены подземно бесканально. Подземная прокладка выполнена на средней глубине заложения 1,2 м.

Протяженность сетей – 24698 м в двухтрубном исчислении.

Схема тепловых сетей от котельной №1 представлена на рисунке 10.

На всем протяжении тепловой сети установлены тепловые камеры. Тепловые камеры выполнены из железобетона и представляют собой конструкцию площадью 6 м².

Тепловые камеры предназначены для размещения и обслуживания в них регулирующей и запорной арматуры, а также контрольно-измерительных приборов, дренажных устройств и воздушников.

Размещаются тепловые камеры в местах ответвлений тепловой сети от главной магистрали.

Тепловые камеры оборудованы двумя люками. Дно камеры выполнено с уклоном 0,002 в сторону водосборного приемка.

Тепловая изоляция трубопроводов выполнена из минераловатных материалов, толщиной от 40 до 80 мм, покровный слой рубероид, часть трубопроводов проложена с использованием заводской изоляции из ППУ.

В тепловых сетях принят качественный способ регулирования отпуска тепловой энергии по отопительной нагрузке с расчетными параметрами 95/70 °С.

Схема присоединения установок отопления потребителей к тепловой сети – непосредственное присоединение без использования смешивающих устройств.

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

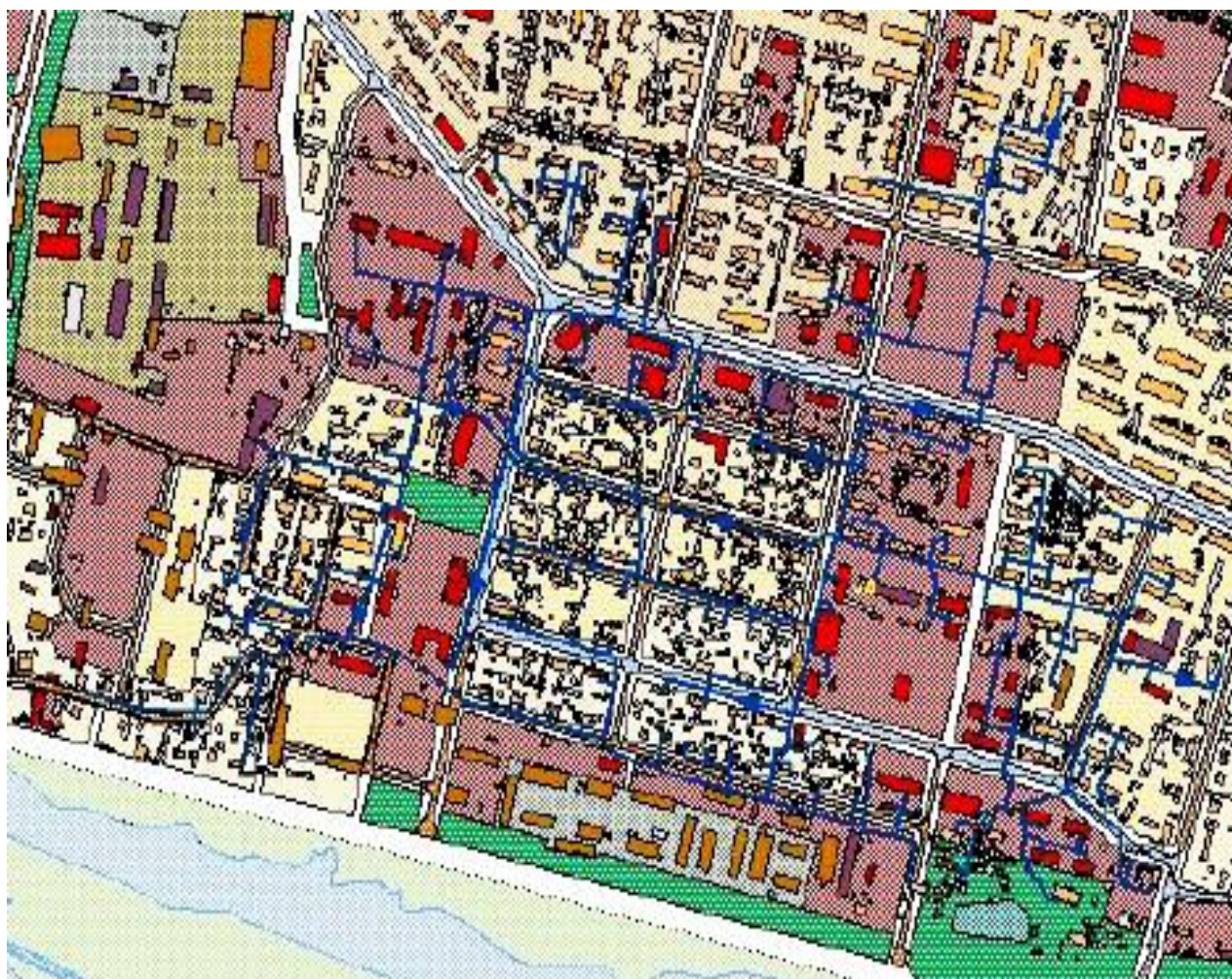


Рисунок10 - Схема квартальных тепловых сетей от котельной №1 пгт Игрим

Для восприятия веса трубопровода на всем протяжении тепловой сети установлены неподвижные опоры. Неподвижные опоры фиксируют трубопровод,

делят его на независимые в отношении температурных деформаций участки и воспринимают вертикальные нагрузки и горизонтальные усилия вдоль оси теплопроводов, возникающие от компенсаторов и участков самокомпенсации.

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

Тепловые сети, тепловые камеры и ИТП потребителей не оборудованы контрольно-измерительными приборами. Тепловые сети оборудованы фланцевой и муфтовой запорной арматурой.

Максимально допустимое давление во внутренних системах 6,0 кгс/см².

Тепловые сети от котельной №2 п.г.т. Игрим

Тепловая сеть двухтрубная, вывод из котельной (Dy=300 мм), обеспечивает расчетную нагрузку отопления – 11,02 Гкал/ч. Общая протяженность сетей в двухтрубном исчислении 14955 м.

Сеть тупиковая. Прокладка трубопроводов подземная бесканальная. Подземная прокладка выполнена на средней глубине заложения 0,8-1,2 м.

На всем протяжении тепловой сети установлены тепловые камеры. Тепловые камеры выполнены из железобетона и представляют собой конструкцию площадью 6 м².

Тепловые камеры предназначены для размещения и обслуживания в них регулирующей и запорной арматуры, а также контрольно-измерительных приборов, дренажных устройств и воздушников.

Размещаются тепловые камеры в местах ответвлений тепловой сети от главной магистрали.

Тепловые камеры оборудованы двумя люками. Дно камеры выполнено с уклоном 0,002 в сторону водосборного приемка.

100 % тепловых сетей введены в эксплуатацию до 1998 года. Перекладка тепловых сетей после 2003 года осуществлялась очень в незначительных количествах.

Изоляция тепловых сетей выполнена из минеральной ваты. Для защиты основного слоя изоляции от увлажнения поверх изоляции выполнен покровный слой из рубероида.

Существующий температурный график тепловых сетей – 95/70 °С, регулирование отпуска теплоты осуществляется на котельной. Принято качественное регулирование по отопительной нагрузке.

Системы отопления потребителей присоединены к тепловой сети непосредственно без использования смешивающих устройств.

Максимальное давление в подающем трубопроводе 6,0-6,2 кгс/см².

Максимально допустимое давление во внутренних системах 5,7 кгс/см².

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

Схема тепловых сетей в границах жилой застройки, представлена на рисунке 11.

Тепловые сети от котельной №3 п.г.т. Игрим

Тепловая сеть двухтрубная, вывод из котельной (Dy=150 мм), обеспечивает расчетную нагрузку отопления – 1,9 Гкал/ч. Общая протяженность сетей в двухтрубном исчислении 4332 м.

Сеть тупиковая. Прокладка трубопроводов подземная бесканальная. Подземная прокладка выполнена на средней глубине заложения 0,8-1,2 м.

Изоляция тепловых сетей выполнена из минеральной ваты. Для защиты основного слоя изоляции от увлажнения поверх изоляции выполнен покровный слой из рубероида.

Существующий температурный график тепловых сетей – 95/70 °С, регулирование отпуска теплоты осуществляется на котельной. Принято качественное регулирование по отопительной нагрузке.

Системы отопления потребителей присоединены к тепловой сети непосредственно без использования смешивающих устройств.

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

Схема тепловых сетей в границах жилой застройки, представлена на рисунке 12.

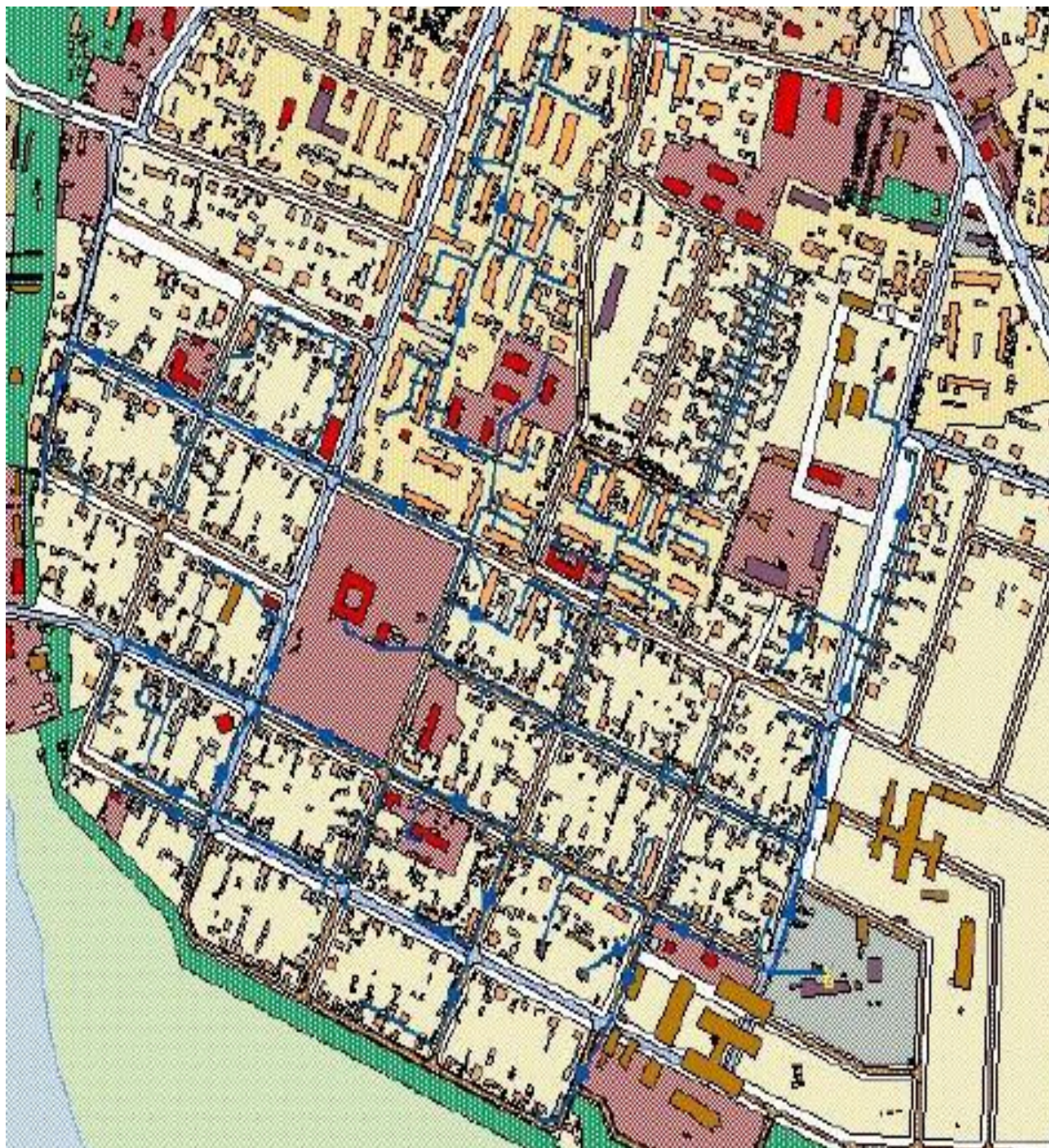


Рисунок11 - Схема централизованного теплоснабжения от котельной №2 п.г.т. Игрим



Рисунок12 - Схема тепловых сетей от котельной №3 пгт Игрим

Тепловые сети от котельной №4 пгт Игрим

Тепловая сеть от котельной двухтрубная, один вывод из котельной ($Dy=300$ мм), обеспечивают расчетную нагрузку отопления – 10,124 Гкал/ч. Общая протяженность сетей 17290 м сетей в двухтрубном исчислении.

Сеть тупиковая. Прокладка трубопроводов подземная бесканальная.

Тепловая изоляция трубопроводов системы отопления выполнена из минеральной ваты и пенополиуретана (ППУ) с покровным слоем из полиэтилена. Пенополиуретан на сегодняшний день обладает наиболее эффективными теплоизолирующими свойствами. Коэффициент теплопроводности труб в ППУ изоляции – 0,038 Вт/(м К). Срок службы труб в ППУ изоляции не менее 25 лет.

На источнике тепловой энергии принят качественный способ регулирования отпуска тепловой энергии по отопительной нагрузке с расчетными параметрами 95/70 °С.

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

Присоединение систем отопления потребителей к тепловой сети - непосредственное, без использования смешивающих устройств.

Схема тепловых сетей в границах жилой застройки, представлена на рисунке 13.



Рисунок13 - Схема централизованного теплоснабжения от котельной №4 п.г.т. Игрим

Для восприятия веса трубопровода на всем протяжении тепловой сети установлены неподвижные опоры. Неподвижные опоры фиксируют трубопровод, делят его на независимые в отношении температурных деформаций участки и воспринимают вертикальные нагрузки и горизонтальные усилия вдоль оси теплопроводов, возникающие от компенсаторов и участков самокомпенсации.

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

Тепловые сети, тепловые камеры не оборудованы контрольно-измерительными приборами. Тепловые сети оборудованы фланцевой и муфтовой запорной арматурой.

Максимально допустимое давление во внутренних системах 6,0 кгс/см².

Фактическое давление у потребителей 5,7 кгс/см².

Тепловые сети от котельной №5 пгт Игрим

Тепловая сеть от котельной двухтрубная, один вывод из котельной ($Dy=300$ мм), обеспечивают расчетную нагрузку отопления – 5,32 Гкал/ч. Общая протяженность сетей 8955 м сетей в двухтрубном исчислении.

Сеть тупиковая. Прокладка трубопроводов подземная бесканальная.

Тепловая изоляция трубопроводов системы отопления выполнена из минеральной ваты и пенополиуретана (ППУ) с покровным слоем из полиэтилена.

На источнике тепловой энергии принят качественный способ регулирования отпуска тепловой энергии по отопительной нагрузке с расчетными параметрами 95/70 °С.

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

Присоединение систем отопления потребителей к тепловой сети - непосредственное, без использования смешивающих устройств.

Схема тепловых сетей в границах жилой застройки, представлена на рисунке 14.

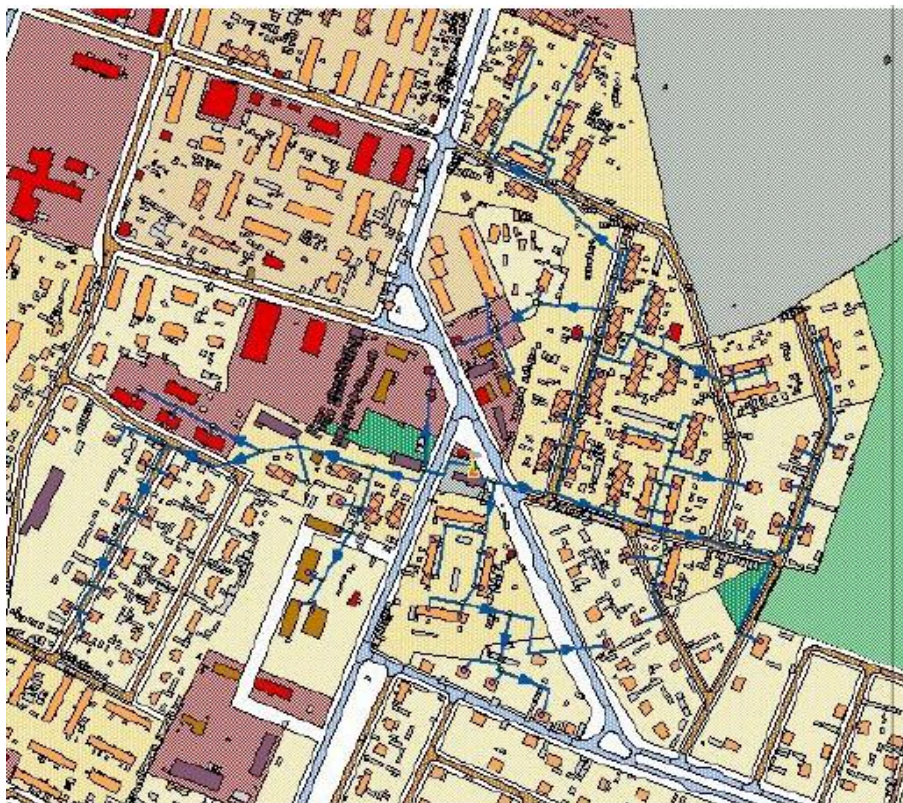


Рисунок14 - Схема централизованного теплоснабжения от котельной №5 п.г.т. Игрим

Для восприятия веса трубопровода на всем протяжении тепловой сети установлены неподвижные опоры. Неподвижные опоры фиксируют трубопровод,

делят его на независимые в отношении температурных деформаций участки и воспринимают вертикальные нагрузки и горизонтальные усилия вдоль оси теплопроводов, возникающие от компенсаторов и участков самокомпенсации.

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

На всем протяжении тепловой сети установлены тепловые камеры. Тепловые камеры выполнены из железобетона и представляют собой конструкцию площадью 6 м².

Тепловые камеры предназначены для размещения и обслуживания в них регулирующей и запорной арматуры, а также контрольно-измерительных приборов, дренажных устройств и воздушников.

Тепловые камеры размещены в местах ответвлений тепловой сети от главной магистрали.

Тепловые камеры оборудованы двумя люками. Дно камеры выполнено с уклоном в сторону водосборного приемка.

100 % тепловых сетей введены в эксплуатацию до 1998 года. Перекладка тепловых сетей после 2003 года осуществлялась очень в незначительных количествах.

Тепловые сети, тепловые камеры не оборудованы контрольно-измерительными приборами. Тепловые сети оборудованы фланцевой и муфтовой запорной арматурой.

Тепловые сети от котельной №6 п. Ванзетур

Тепловая сеть от котельной двухтрубная, один вывод из котельной (Dy=150 мм), обеспечивают расчетную нагрузку отопления – 2,058 Гкал/ч.

Трубопроводы тепловых сетей посёлка находятся в ведении МУП «ТБК» (общая протяженность 5,276 км).

Трубопроводы проложены над землей в деревянном коробе и под землей бесканально. Компенсация температурных расширений решена с помощью углов поворота теплотрассы и П-образных компенсаторов.

В качестве тепловой изоляции используется минеральная вата и пенополиуретан.

Период проектирования сетей – от 1959 г. по 2004 г.

В тепловых сетях п. Ванзетур используются трубопроводы различных диаметров от Ду 20 мм до Ду 150 мм (рисунок 15).

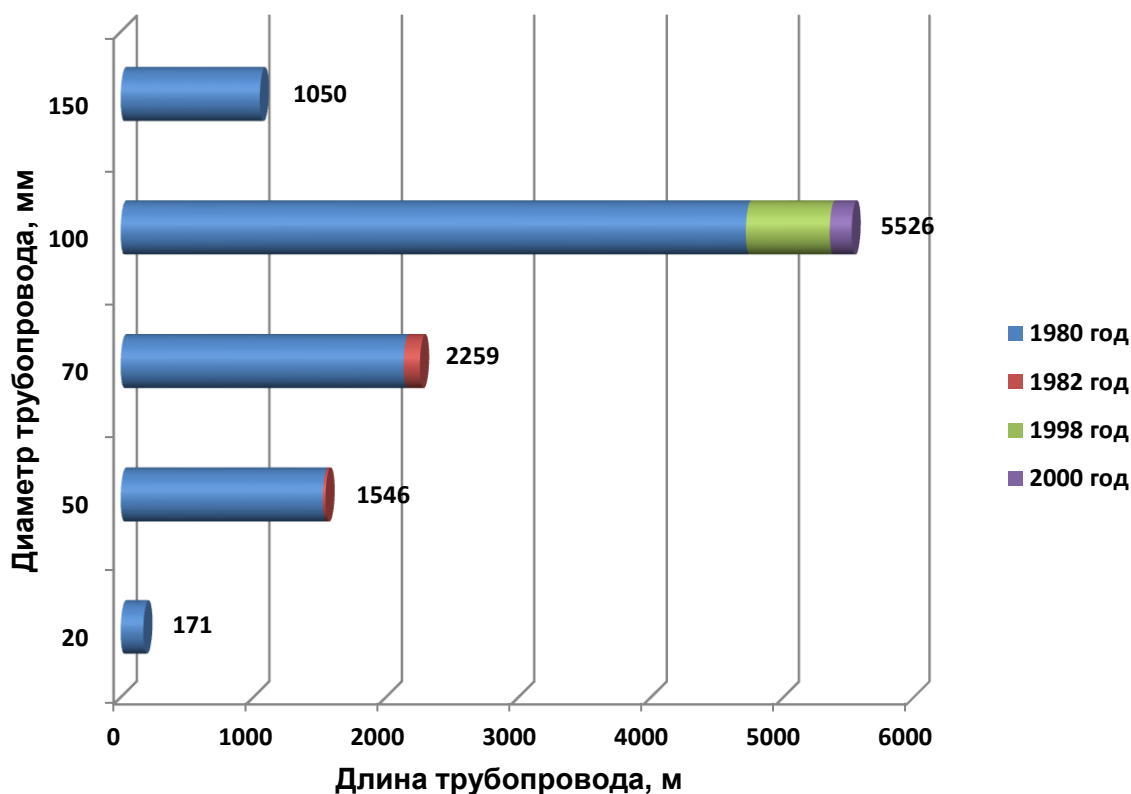


Рисунок 15 - Характеристика тепловых сетей котельной №6

Протяженность тепловых сетей п. Ванзетур и их материальная характеристика с указанием года ввода в эксплуатацию представлены в таблице 41.

Таблица 41 - Протяженность и материальная характеристика тепловых сетей котельной №6

Наружный диаметр трубопровода, мм	Протяженность сетей в двухтрубном исполнении, м	Тип прокладки тепловой сети	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика, м ²
25	85,5	бесканальная	1 980	4
57	763	бесканальная	1 980	87
76	1067,5	бесканальная	1 980	162
108	2359	бесканальная	1 980	510
159	525	бесканальная	1 980	167
76	62	бесканальная	1 982	9
108	84	бесканальная	2 000	18

Наружный диаметр трубопровода, мм	Протяженность сетей в двухтрубном исполнении, м	Тип прокладки тепловой сети	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика, м ²
57	10	бесканальная	1 982	1
108	320	бесканальная	1 998	69
Итого	5276			1 028

Сеть тупиковая. Схема тепловой сети от котельной №6 п. Ванзетур представлена на рисунке 16.

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



Рисунок 16 - Схема централизованного теплоснабжения от котельной №6 п. Ванзетур

Потребители системы отопления подключены к тепловой сети, работающей по температурному графику 95/70 °С.

Схема присоединения установок отопления потребителей к тепловой сети – непосредственное присоединение без использования смешивающих устройств.

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

Максимально допустимое давление во внутренних системах 6,0 кгс/см².

Тепловые сети от котельной №9 пгт Игрим

Тепловая сеть (эксплуатация сети начнется в отопительный период 2014-2015 гг) от котельной двухтрубная, один вывод из котельной ($Du=89$ мм), обеспечивают расчетную нагрузку отопления – 0,256 Гкал/ч. Общая протяженность сетей 1000 м сетей в двухтрубном исчислении.

Сеть тупиковая. Прокладка трубопроводов подземная бесканальная.

Тепловая изоляция трубопроводов системы отопления выполнена пенополиуретана (ППУ) с покровным слоем из полиэтилена.

На источнике тепловой энергии принят качественный способ регулирования отпуска тепловой энергии по отопительной нагрузке с расчетными параметрами 95/70 °С.

Присоединение систем отопления потребителей к тепловой сети - непосредственное, без использования смешивающих устройств.

Для восприятия веса трубопровода на всем протяжении тепловой сети установлены неподвижные опоры. Неподвижные опоры фиксируют трубопровод, делят его на независимые в отношении температурных деформаций участки и воспринимают вертикальные нагрузки и горизонтальные усилия вдоль оси теплопроводов, возникающие от компенсаторов и участков самокомпенсации.

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

100 % тепловых сетей введены в эксплуатацию после 2005 года.

1.3.3 Инженерно-геологическая характеристика грунта в местах залегания тепловых сетей

Городское поселение Игрим расположено в срединной части России. Оно занимает центральную часть Западно-Сибирской равнины.

Рельеф представлен сочетанием равнин, предгорий и гор. Выделяются возвышенные равнины (150-301 м), низменные (100-150 м), а также низины (менее 100 м).

Почвенный покров отличается большим разнообразием. На приречных дренированных участках развивается подзолистый почвообразовательный процесс. На водоразделах со слабым поверхностным и грунтовым стоком преобладают полугидроморфные почвы, которые в центральной части обычно сменяются болотными. На породах тяжёлого механического состава встречаются глеезёмы и глееподзолистые почвы, на песчаных и супесчаных породах – иллювиально-железистые, иллювиально-железисто-гумусовые и иллювиально-гумусовые подзолы.

Самый крупный водоток на территории городского поселения - река Северная Сосьва. Длина реки — 754 км, площадь её водосборного бассейна — 98300 км². Образуется слиянием рек Большая и Малая Сосьва. Впадает в реку Обь слева (рукав Малая Обь) на 287 км от её устья.

Растительность представлена сообществами лесов, болот, лугов, водоёмов, горных тундр. Лесистость территории округа составляет 52,1%. Доминирует зона средней тайги. Она представлена темнохвойными, светлохвойными, мелколиственными и смешанными лесами. В них произрастают ель, кедр, лиственница, пихта, сосна. К поймам рек, низинам приурочена луговая растительность. Леса и болота богаты плодово-пищевыми видами растительности: клюквой, брусникой, черникой, голубикой, смородиной, морошкой, малиной, шиповником, черёмухой, рябиной.

На основании выше перечисленных оценочных параметров выделяются следующие территории по инженерно-строительным условиям.

К территориям благоприятным для градостроительного освоения относятся: участки полого-холмистых равнин.

К территориям ограниченно благоприятным для градостроительного освоения относятся:

- плоские переувлажненные равнины с характерным близким залеганием грунтовых вод, процессами заболачивания; грунты оснований представлены валунными и щебнистыми супесями и песками, безвалунными и галечными песками и супесями, безвалунными глинами и суглинками, маломощным торфом (до 0,5 м);

- холмистый рельеф с уклонами поверхности до 15 %; понижения заболочены, нередко идут процессы торфообразования; на склонах идет активное развитие эрозионных процессов;
- глубокие врезы речных долин.

К территориям неблагоприятным для градостроительного освоения относятся:

- участки грядово-холмистого рельефа с уклоном поверхности более 15 % и перепадами относительных высот до 160 метров; распространены обнаженные и местами обрывистые склоны;
- болота с мощностью торфа более 2 м.

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

Запорная и регулирующая арматура тепловых сетей располагается:

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

Основным видом запорной арматуры на тепловых сетях являются стальные задвижки с ручным приводом, шаровые клапаны и дисковые затворы.

В последние годы при капитальном ремонте и прокладке новых участков тепловых сетей предпочтение отдается в установке шаровых клапанов.

1.3.5 Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов

Для обслуживания отключающей арматуры при подземной прокладке на сетях установлены теплофикационные камеры.

В тепловой камере установлены стальные задвижки, спускные и воздушные устройства, требующие постоянного доступа и обслуживания. Тепловые камеры выполнены в основном из сборных железобетонных конструкций, оборудованных приемками, воздуховыпускными и сливными устройствами. Высота камеры 1,8 м. Днище камеры устроено с уклоном 0,002 в сторону водосборного приемка. В перекрытии оборудовано два или четыре люка.

При строительстве тепловых сетей, использованы стандартные железобетонные конструкции каналов, выполненные по альбомам Промстройниипроект, серия 3.006-2. Сборные железобетонные камеры изготовлены по серии и 3.903 КЛ-3, вып. 1-9 (Ленгипроинжпроект).

Конструкции смотровых колодцев выполнены по соответствующим чертежам и отвечают требованиям ГОСТ 8020-90 и ТУ 5855-057-03984346-2006.

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

Котельная №1 пгт Игрим работает по утвержденному температурному графику 95 / 70 °С со срезкой 60 °С (рисунок 17). Регулирование отпуска тепловой энергии – качественное.

Применение данного температурного графика в системах отопления потребителей, позволяет значительно упростить и удешевить устройство абонентских вводов потребителей, так как в данном случае появляется возможность использовать непосредственное присоединение систем отопления без применения смешивающих устройств (элеваторов, насосов).

Температурный график является обоснованным.

Тепловые сети имеют запас пропускной способности.

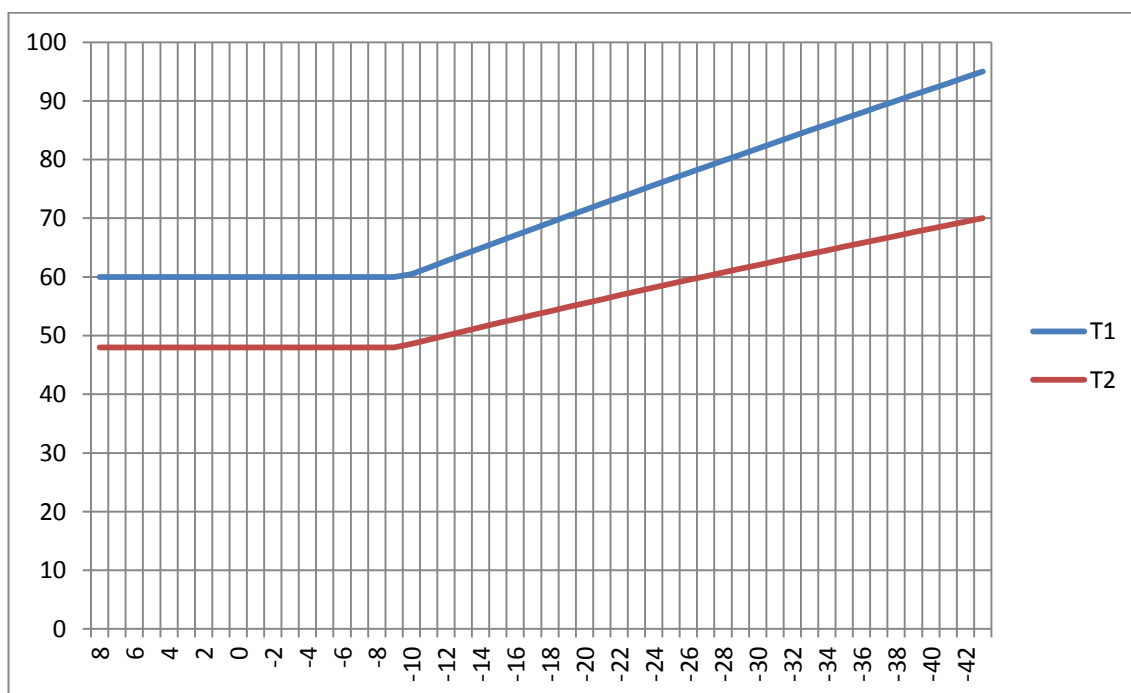


Рисунок17 - Температурный график тепловой сети

На рисунке 18 показан график годового потребления тепловой энергии на цели отопления от котельной №1 пгт Игрим.

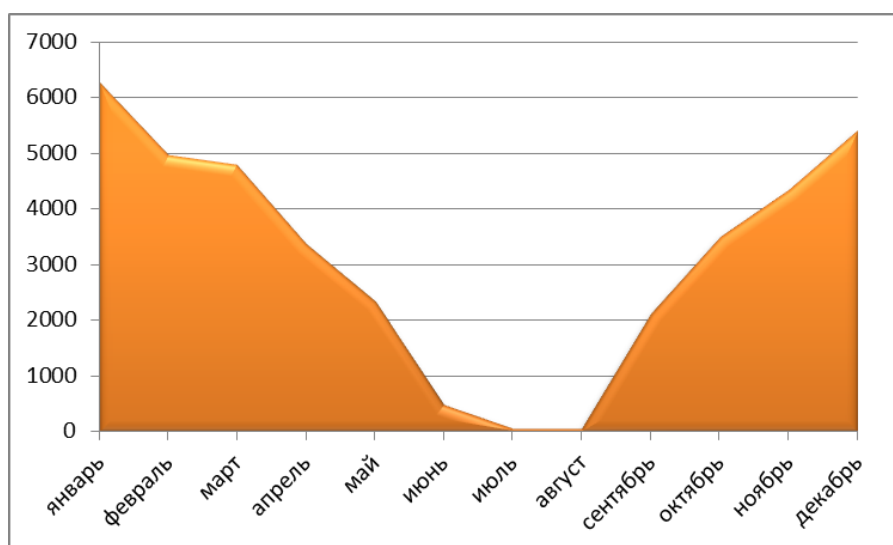


Рисунок18 - Годовое потребление тепловой энергии от котельной №1 пгт Игрим

Объем отпуска тепловой энергии от котельной в 2013 году составил – 38,004 тыс. Гкал.

Котельная №2 пгт Игрим работает по утвержденному температурному графику для системы отопления - 95 / 70 °С. Регулирование отпуска тепловой энергии – качественное, заключающееся в изменении температуры теплоносителя в зависимости от изменения температуры наружного воздуха.

Температурный график является обоснованным.

На рисунке 19 показан график годового потребления тепловой энергии.

Объем отпуска тепловой энергии от котельной в 2013 году составил – 22,7 тыс. Гкал.

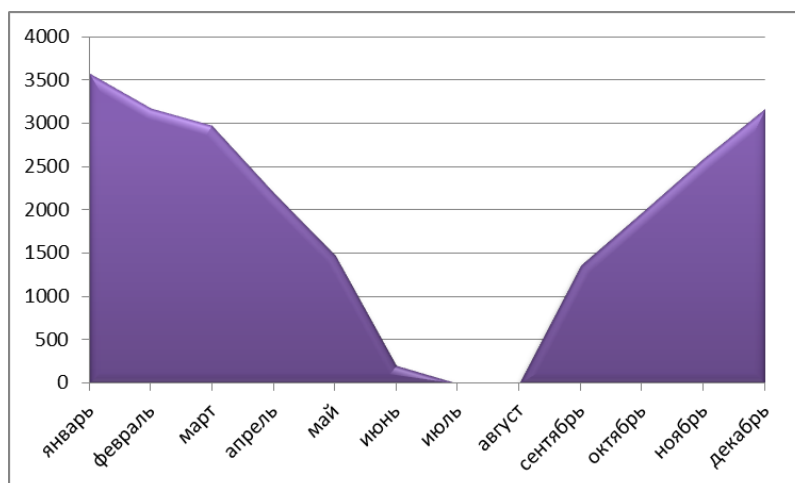


Рисунок19 - Годовое потребление тепловой энергии от котельной №2 пгт Игрим

Котельная №3 пгт Игрим работает по утвержденному температурному графику для системы отопления - 95 / 70 °С. Используемый температурный график показан на рисунке 20.

Регулирование отпуска тепловой энергии – качественное, заключающееся в изменении температуры теплоносителя в зависимости от изменения температуры наружного воздуха.

Температурный график является обоснованным.

На рисунке 21 показан график годового потребления тепловой энергии.

Объем отпуска тепловой энергии от котельной в 2013 году составил – 5,89 тыс. Гкал.

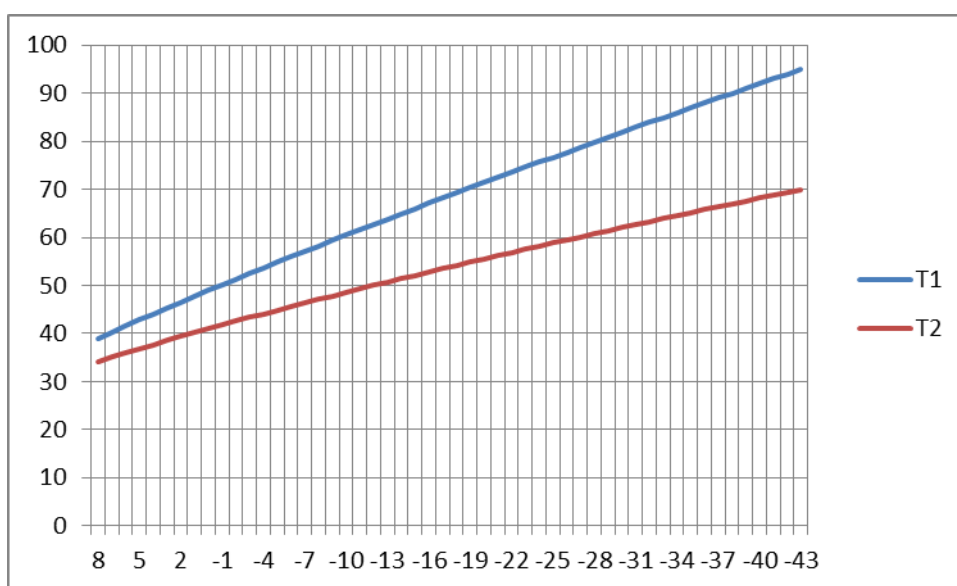


Рисунок20 - Температурный график тепловой сети

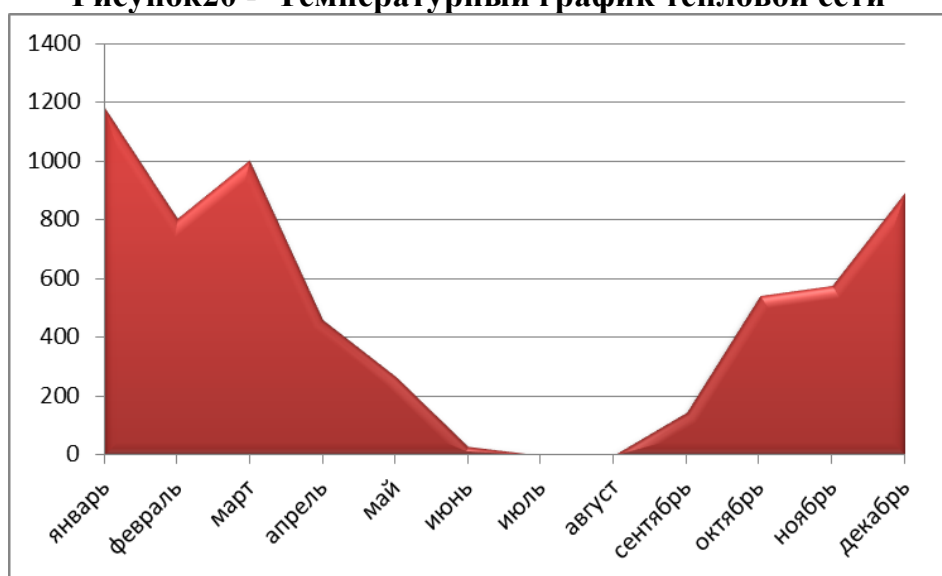


Рисунок21 - Годовое потребление тепловой энергии от котельной №3 пгт Игрим

Котельная №4 пгт Игрим работает по утвержденному температурному графику для системы отопления - 95 / 70 °С. Регулирование отпуска тепловой энергии – качественное, заключающееся в изменении температуры теплоносителя в зависимости от изменения температуры наружного воздуха.

Температурный график является обоснованным.

На рисунке 22 показан график годового потребления тепловой энергии.

Объем отпуска тепловой энергии от котельной в 2013 году составил – 23,7 тыс. Гкал.

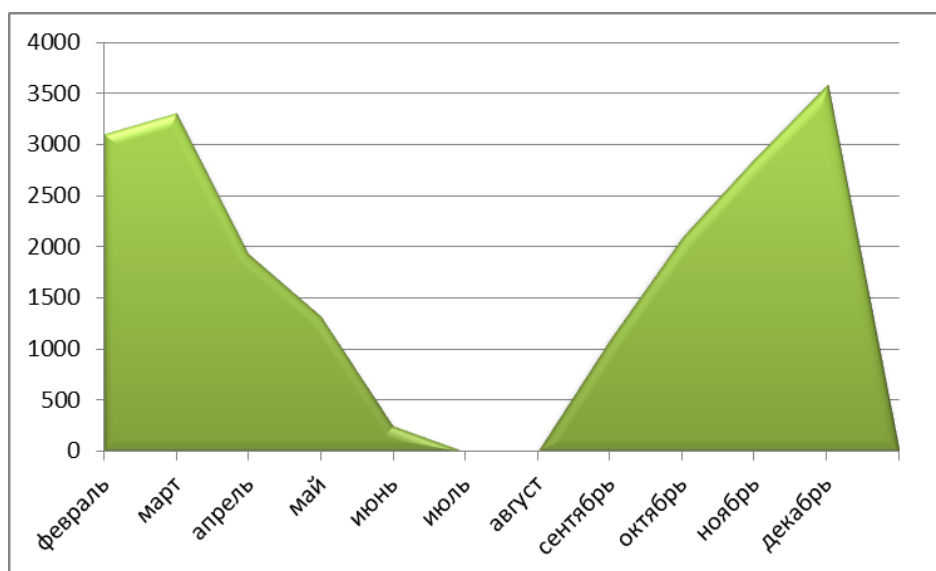


Рисунок22 - Годовое потребление тепловой энергии от котельной №4 пгт Игрим

Котельная №5 пгт Игрим работает по утвержденному температурному графику для системы отопления - 95 / 70 °С. Регулирование отпуска тепловой энергии – качественное, заключающееся в изменении температуры теплоносителя в зависимости от изменения температуры наружного воздуха.

Температурный график является обоснованным.

На рисунке 23 показан график годового потребления тепловой энергии.

Объем отпуска тепловой энергии от котельной в 2013 году составил – 13 тыс. Гкал.

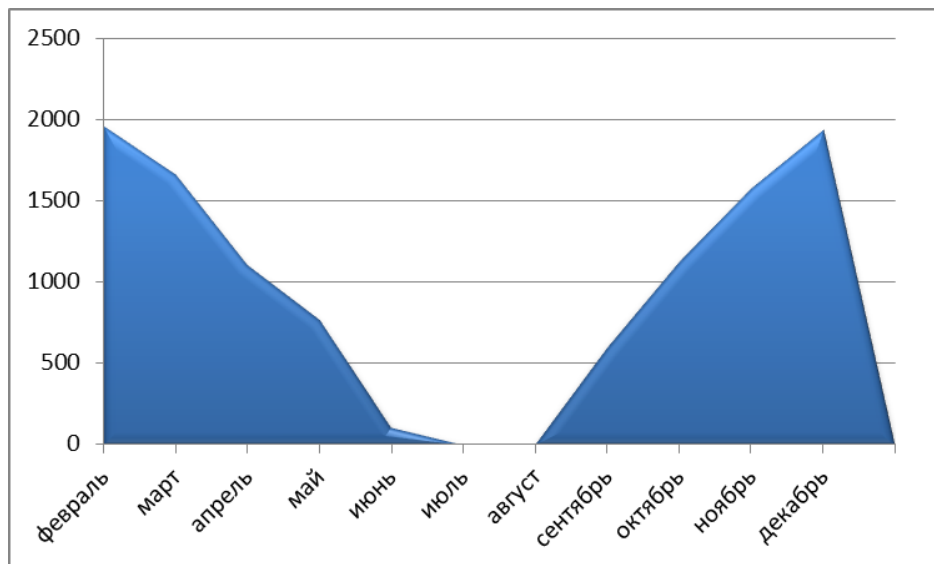


Рисунок23 - Годовое потребление тепловой энергии от котельной №4 пгт Игрим

Котельная №6 п. Ванзетур работает по утвержденному температурному графику для системы отопления - 95 / 70 °С. Регулирование отпуска тепловой энергии – качественное, заключающееся в изменении температуры теплоносителя в зависимости от изменения температуры наружного воздуха.

Температурный график является обоснованным.

Объем отпуска тепловой энергии от котельной в 2013 году составил – 2,5тыс. Гкал.

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

При анализе отчетов по котельным г.п. Игрим, выявлены единичные случаи снижения температуры в подающем трубопроводе и превышения температуры. Среднее отклонение температуры теплоносителя от нормативных показателей за 2013 год не превышает 3% («Типовая инструкция по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей)» РД 153-34.0-20.507-98:

"2.3.4. Организация, эксплуатирующая тепловые сети, как ответственный представитель теплоснабжающей организации обязана поддерживать температуру сетевой воды в подающем трубопроводе на границе

эксплуатационной ответственности в соответствии с приложенным к договору температурным графиком, не допуская отклонений среднесуточной температуры более, чем указано в договоре; если в договоре не указаны допустимые отклонения, то они должны приниматься равными плюс-минус 3%...").

Следует отметить превышение температуры в обратном трубопроводе на протяжении всего отопительного сезона относительно утвержденного графика. Это свидетельствует о недостаточном теплосъеме в системах отопления потребителей и разбалансированности местных систем отопления.

1.3.8 Схемы подключения потребителей систем отопления и ГВС к тепловой сети

Все потребители систем отопления городского поселения Игрим присоединены к тепловой сети непосредственно, без использования смешивающих устройств (рисунок 24).

Присоединение установок горячего водоснабжения осуществляется путем закрытого водоразбора. На источниках теплоснабжения (котельных) осуществляется приготовление воды для системы горячего водоснабжения путем нагрева водопроводной воды до температуры 60 С.

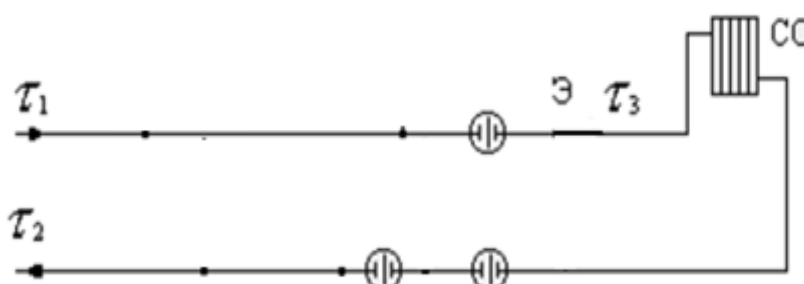


Рисунок 24 - Непосредственное присоединение системы отопления к тепловой сети

Для потребителей системы ГВС, запитываемых от котельных №1 и №2 пгт Игрим предусмотрена подготовка горячей воды на ГВС в ИТП потребителей, где установлены водоводяные подогреватели, вода после которых по однотрубной системе подается потребителям.

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

Система диагностики тепловых сетей предназначена для формирования пакета данных о состоянии тепломагистралей городского поселения Игрим. 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 42).

Таблица 42 - 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.

Полевой журнал магнитометрического обследования

Эксплуатирующая Организация - (Владелец)				
Наименование трубопровода _____				
Участок обследования Км _____ Км _____				
Точка «0» _____				
Дата _____ Время: начало записи _____				
конец записи _____				
Название файла, направление обследования	Точки	Метры	Привязки на местности	
			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 43).

Таблица 43 - 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, желательной 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 перекладок на основе данных мониторинга состояния прокладок ТС представлена на рисунке 25.

Общая длина сетей в двухтрубном исчислении порядка 76,506 км. Проблемных сетей, которые требуют перекладки, порядка 19 км.

1.3.10 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 межтопительный период.

В отношении периодичности проведения так называемых летних ремонтов, а также параметров и методов испытаний тепловых сетей констатируется следующее:

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»).

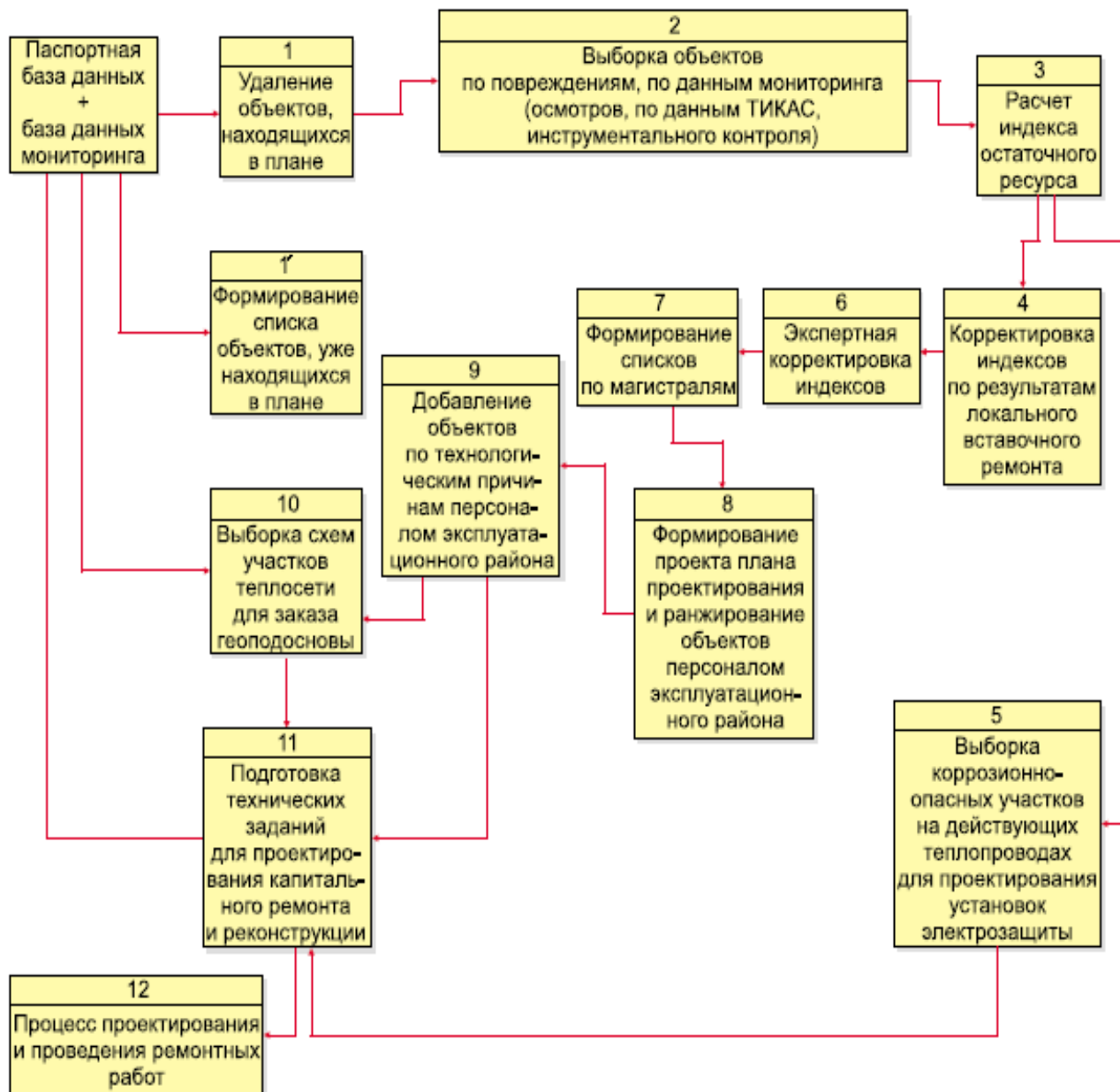


Рисунок25 - Схема формирования плана проектирования и переключений

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/см²), системы отопления с чугунными отопительными приборами давлением 1,25 рабочего, но не ниже 0,6 МПа (6 кгс/см²), а системы панельного отопления давлением 1 МПа (10 кгс/см²) (п.5.28 МДК 4-02.2001).

3. Испытанию на максимальную температуру теплоносителя должны подвергаться все тепловые сети от источника тепловой энергии до тепловых пунктов систем теплопотребления. Данное испытание следует проводить, как правило, непосредственно перед окончанием отопительного сезона при устойчивых суточных плюсовых температурах наружного воздуха (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 строительного-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 теплоснабжения 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.

1.3.11 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 32 приведена доля потерь тепловой энергии в зависимости от мощности источника.

В таблице 44 приведена информация об утвержденных нормативах технологических потерь по источникам теплоснабжения.



Рисунок 26 - Доля потерь тепловой энергии в зависимости от мощности источника

Таблица 44 - Утвержденные нормативы технологических потерь по источникам за 2013 год

Источник	Установленная тепловая мощность	Подключенная тепловая нагрузка	Отпуск тепловой энергии в сеть	Нормативные тепловые потери	Доля тепловых потерь тепловой энергии
	Гкал/ч	Гкал/ч	тыс Гкал	Гкал	%
Котельная №1	34,09	20,47	38,0	2520	6,63
Котельная №2	33,29	11,02	22,7	1644	7,24
Котельная №3	7,2	1,9	5,89	363	6,16
Котельная №4	10,3	10,124	23,7	1262	5,32
Котельная №5	10,8	5,32	13,0	716	5,51
Котельная №6	3,2	0,75	2,47	117	4,74

1.3.12 Оценка фактических тепловых потерь в тепловых сетях

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

На рисунке 27 приведен баланс тепловой энергии от теплоснабжающих компаний, обслуживающих потребителей городского поселения Игрим.

Величина потерь ежегодно утверждается комитетом по тарифам и ценовой политике. Потери находятся на уровне - 6 % от отпуска в сеть.

Приборы учета тепловой энергии у большей части потребителей отсутствуют.

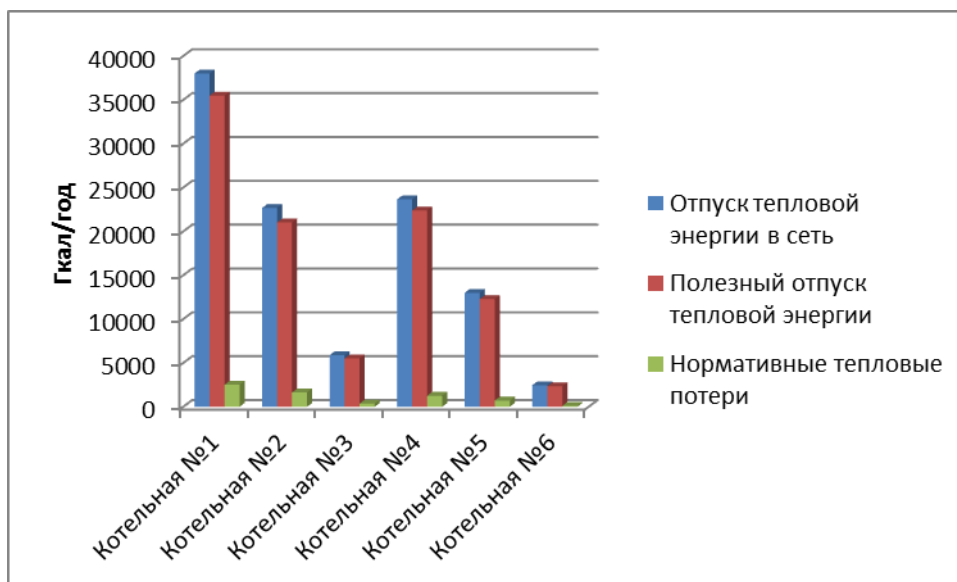


Рисунок27 - Баланс тепловой энергии теплоснабжающих компаний

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловых сетей городского поселения Игрим по состоянию на 2014 год отсутствуют.

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

Для потребителей получающих тепловую энергию по температурному графику 95/70 °С используется непосредственное присоединение систем отопления к тепловой сети. Схема подключения систем отопления приведена на рисунке 24.

100 % систем отопления потребителей присоединены к тепловой непосредственно. Изменение температурных графиков не предполагается.

Горячее водоснабжение потребителей осуществляется по независимой схеме через водоподогреватели, установленные в индивидуальных тепловых пунктах потребителей.

Подключение подогревателей горячего водоснабжения к тепловой сети выполнено по параллельной схеме (рисунок 28).

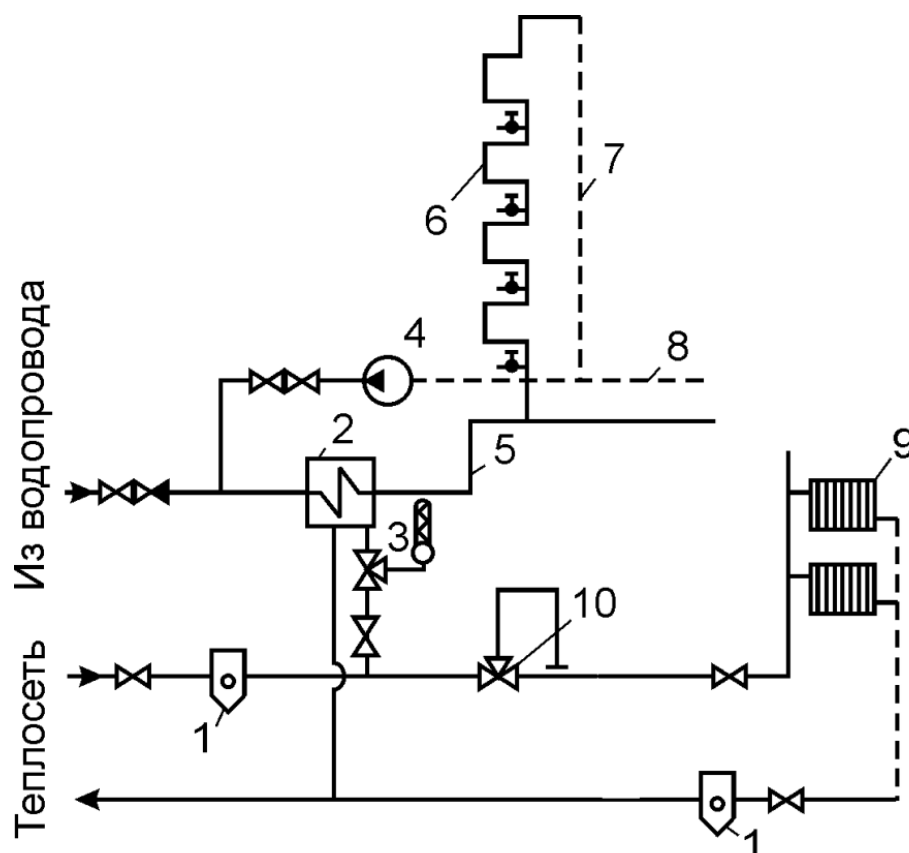


Рисунок 28 - Включение водонагревателя горячего водоснабжения по параллельной схеме:

1 – грязевик; 2 – водонагреватель; 3 – регулятор температуры нагреваемой воды; 4 – циркуляционный насос; 5 – разводящий трубопровод; 6 – водоразборный стояк; 7 – циркуляционный стояк; 8 – циркуляционный трубопровод; 9 – система отопления; 10 – регулятор постоянства расхода

подавляющее большинство абонентов не имеют оборудованных тепловых пунктов.

Потребители одноэтажной застройки, имеющие относительно малые гидравлические сопротивления систем отопления, подключены к магистралям распределительных теплосетей, что при отсутствии дополнительных сопротивлений приводит к значительному завышению циркуляции теплоносителя через них и гидравлической разрегулировке тепловой сети в целом.

1.3.15 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 23.11.2009 г. №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» собственники жилых домов, собственники помещений в многоквартирных домах, введенных в эксплуатацию на день вступления Закона № 261-ФЗ в силу, обязаны в срок до 1 января 2012 года обеспечить оснащение таких домов приборами учета используемых воды, природного газа, тепловой энергии, электрической энергии, а также ввод установленных приборов учета в эксплуатацию.

При этом многоквартирные дома в указанный срок должны быть оснащены коллективными (общедомовыми) приборами учета используемых коммунальных ресурсов, а также индивидуальными и общими (для коммунальной квартиры) приборами учета.

Приборы коммерческого учета тепловой энергии присутствуют у части потребителей.

Расчеты с потребителями, не оборудованными приборами учета производятся по утвержденному в г.п. Игрим нормативу.

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

Стоит также отметить, что установка приборов учета должна осуществляться с проведением комплексной реконструкции теплового пункта. Автоматизированные тепловые пункты должны иметь соответствующую автоматику, для регулирования отпуска теплоты в зависимости от погодных условий для поддержания комфортных параметров микроклимата в помещениях.

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

На котельных городского поселения Игрим регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется вручную.

Тепловые сети имеют слабую диспетчеризацию. Регулирующие и запорные задвижки в тепловых камерах не имеют средств телемеханизации. На балансе тепловых пунктов и устройств автоматического регулирования и защиты тепловых сетей нет.

1.3.17 Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций

В настоящее время на территории городского поселения Игрим не используются центральные тепловые пункты и насосные станции смешения.

1.3.18 Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления.

Сведений о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления не предоставлено

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

На территории городского поселения Игрим безхозные тепловые сети не выявлены.

Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии

Централизованное теплоснабжение в г.п. Игрим осуществляет единственная теплоснабжающая организация – МУП «Тепловодоканал».

В качестве теплоносителя в системе централизованного теплоснабжения в городском поселении Игрим используется только горячая вода. Отпуск тепла в виде пара не производится, так как в настоящее время нет парового потребителя.

Система теплоснабжения закрытая, двухтрубная, способ отпуска теплоты – качественный. Отпуск тепла потребителям производится по температурному графику 95-70 °С. Горячее водоснабжение осуществляется котельными №1 и №4.

Котельная №1 п.г.т. Игрим имеет установленную тепловую мощность – 34,09 Гкал/ч. Присоединенная тепловая нагрузка составляет 20,47 Гкал/ч. Котельная расположена в п.г.т. Игрим Березовского района ХМАО-Югры.

Для определения зоны действия котельной был использован реестр абонентов на 01.01.14 г.

На рисунке 29 показана зона действия котельной №1 п.г.т. Игрим.

Котельная №2 п.г.т. Игрим имеет установленную тепловую мощность – 33,29 Гкал/ч. Присоединенная тепловая нагрузка составляет 11,02 Гкал/ч. Котельная расположена в п.г.т. Игрим Березовского района ХМАО-Югры.

Для определения зоны действия котельной был использован реестр абонентов на 01.01.14 г.

На рисунке 29 показана зона действия котельной №2 п.г.т. Игрим.

Котельная №3 п.г.т. Игрим имеет установленную тепловую мощность – 7,2 Гкал/ч. Присоединенная тепловая нагрузка составляет 1,9 Гкал/ч. Котельная расположена в п.г.т. Игрим Березовского района ХМАО-Югры.

Для определения зоны действия котельной был использован реестр абонентов на 01.01.14 г.

На рисунке 29 показана зона действия котельной №3 п.г.т. Игрим.

Котельная №4 п.г.т. Игрим имеет установленную тепловую мощность – 10,3 Гкал/ч. Присоединенная тепловая нагрузка составляет 10,124 Гкал/ч. Котельная расположена в п.г.т. Игрим Березовского района ХМАО-Югры.

Для определения зоны действия котельной был использован реестр абонентов на 01.01.14 г.

На рисунке 29 показана зона действия котельной №4 п.г.т. Игрим.

Котельная №5 п.г.т. Игрим имеет установленную тепловую мощность – 10,8 Гкал/ч. Присоединенная тепловая нагрузка составляет 5,32 Гкал/ч. Котельная расположена в п.г.т. Игрим Березовского района ХМАО-Югры.

Для определения зоны действия котельной был использован реестр абонентов на 01.01.14 г.

На рисунке 29 показана зона действия котельной №5 п.г.т. Игрим.

Котельная № 6 п. Ванзетур имеет установленную тепловую мощность – 3,2 Гкал/ч. Присоединенная тепловая нагрузка составляет 2,058 Гкал/ч. Котельная расположена в п. Ванзетур Березовского района ХМАО-Югры.

На рисунке 30 показана зона действия котельной №6 п. Ванзетур.

Котельная №9 п.г.т. Игрим (планируется ввод в эксплуатацию в 2014 году)

Котельная имеет установленную тепловую мощность 0,5 Гкал/ч. Присоединенная тепловая нагрузка составляет 0,256 Гкал/ч.

Котельная расположена в п.г.т. Игрим Березовского района ХМАО-Югры.

На рисунке 31 показана зона действия котельной №9 п.г.т. Игрим.

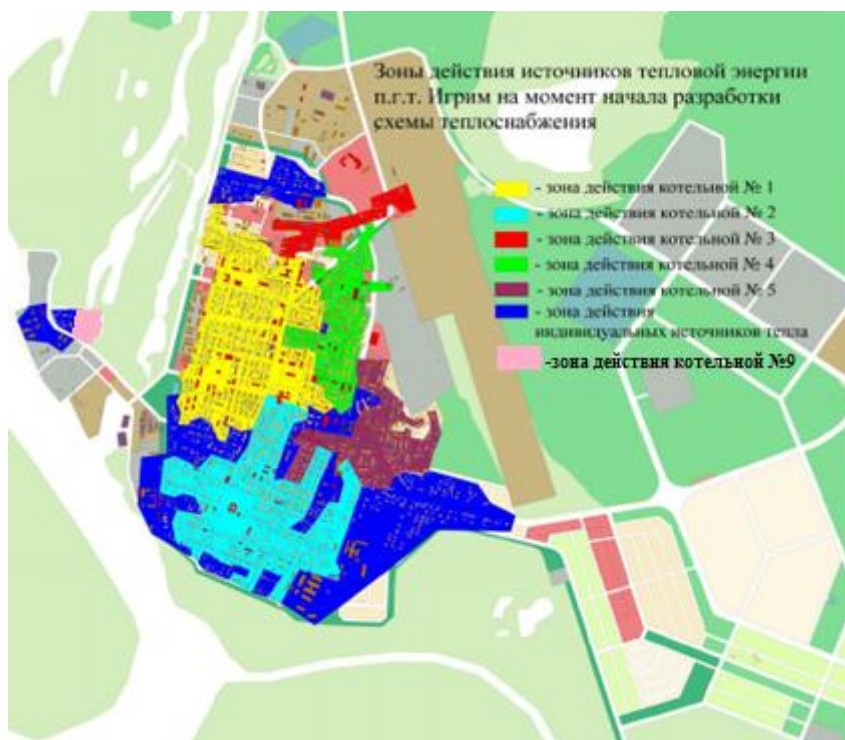


Рисунок 29 - Зоны действия источников теплоснабжения



Рисунок30 - Зона действия котельной №6 п. Ванзетур

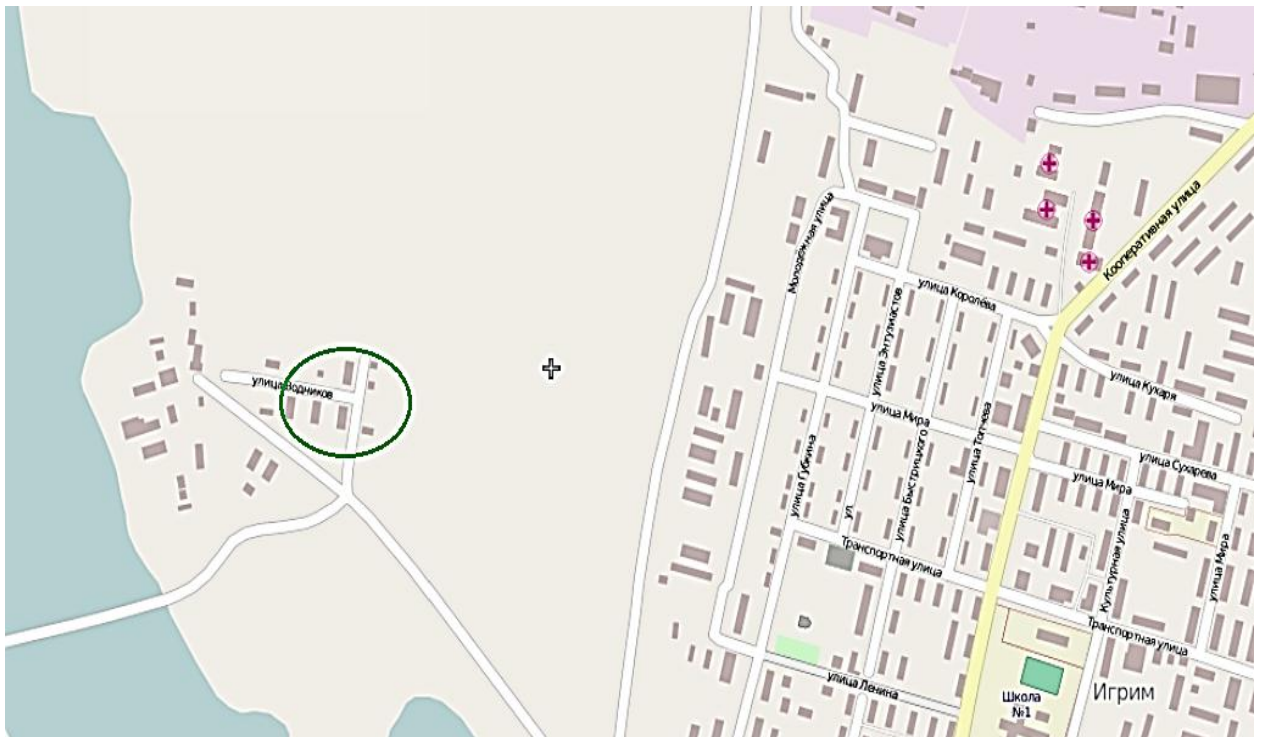


Рисунок31 - Перспективная зона действия котельной №9 п.г.т. Игрим

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 зонах действия котельных представлены в таблице 45. Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, вентиляции и ГВС на территории городского поселения составляет -43 °С.

Общая подключенная нагрузка отопления и ГВС в границах поселения составляет 50,89 Гкал/ч.

Нагрузки в границах кварталов представлены в таблице 45 и на рисунках 32-33.

Таблица 45 - Расчетные тепловые нагрузки в границах кварталов

Наименование района	Всего	Жилые здания	Административные и прочие
	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч
Котельная №1			
Пгт Игрим	20,47	8,7	11,766
Котельная №2			
Пгт Игрим	11,02	7,522	3,498
Котельная №3			
Пгт Игрим	1,9	-	1,9
Котельная №4			
Пгт Игрим	10,124	8,075	2,048
Котельная №5			
Пгт Игрим	5,32	4,563	0,757
Котельная №6			
П. Ванзетур	2,058	2,058	-
Всего	50,89	30,92	19,97

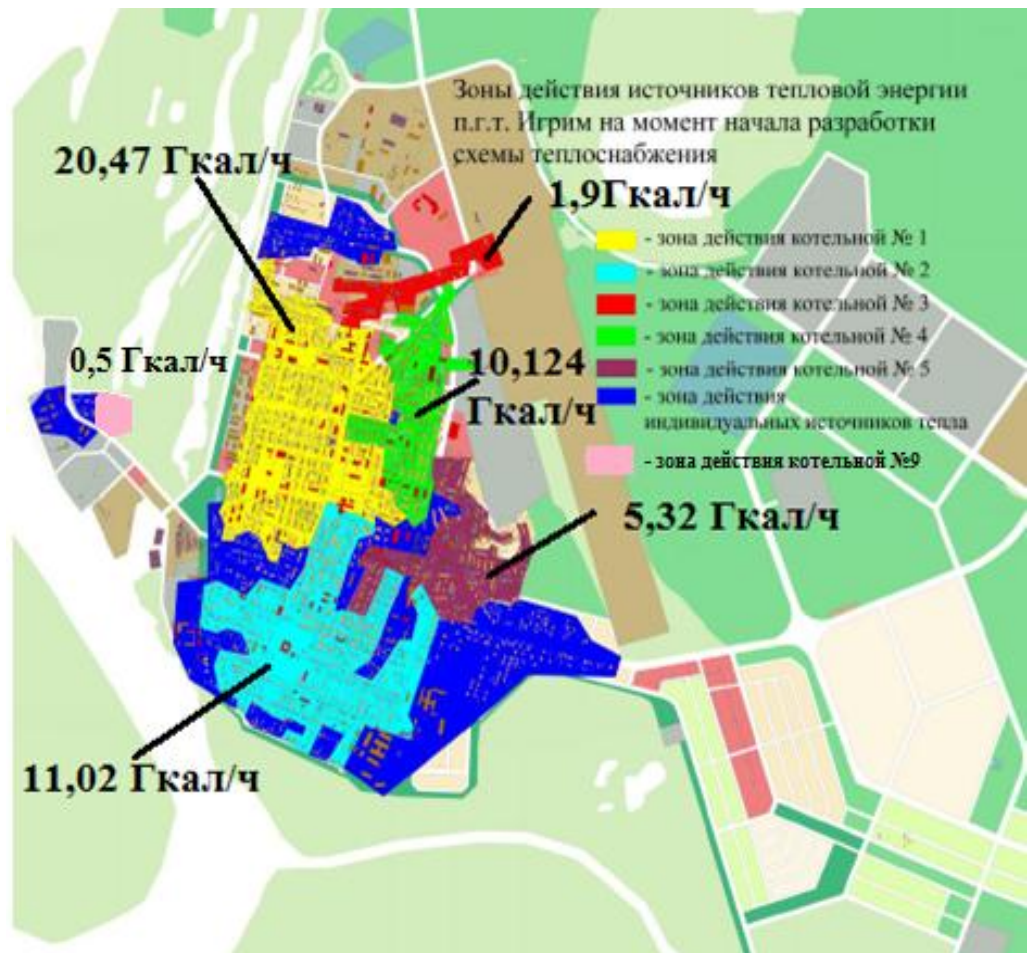


Рисунок32 - Расчетные тепловые нагрузки в границах кварталов пгт Игрим



Рисунок33 - Расчетные тепловые нагрузки в границах кварталов п. Ванзетур

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

Применение поквартирного отопления в многоквартирных домах на территории городского поселения Игрим не распространено.

Перевод встроенных помещений в домах, отопление которых осуществляется централизованно, на поквартирные источники тепловой энергии, прямо запрещается ФЗ №190 «О теплоснабжении». Расширение опыта перевода многоквартирных жилых домов на использование поквартирных источников не ожидается.

1.5.3 Значения годового потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления

Для подавляющего большинства потребителей расчет за потребляемое количество теплоты осуществляется по расчетной (договорной) величине.

Расчетные значения потребления тепловой энергии за год приведены в таблице 46.

Как показано на диаграмме рисунка 34, 73 % годового потребления тепловой энергии приходится на жилой сектор (население), административные и прочие потребители составляют – 27 % от общего потребления тепла.

Таблица46 - Расчетные значения годового потребления тепловой энергии, Гкал

Наименование района	Всего	Население	Административные и прочие
	Гкал	Гкал	Гкал
Котельная №1	35484	26830,80	8653,20
Котельная №2	21035	14358,01	6676,99
Котельная №3	5522		5522
Котельная №4	22397	17864,06	4532,94
Котельная №5	12282	10534,35	1747,65
Котельная №6	2350	2350,00	
Всего по ГП Игрим	99070	71937,23	27132,77

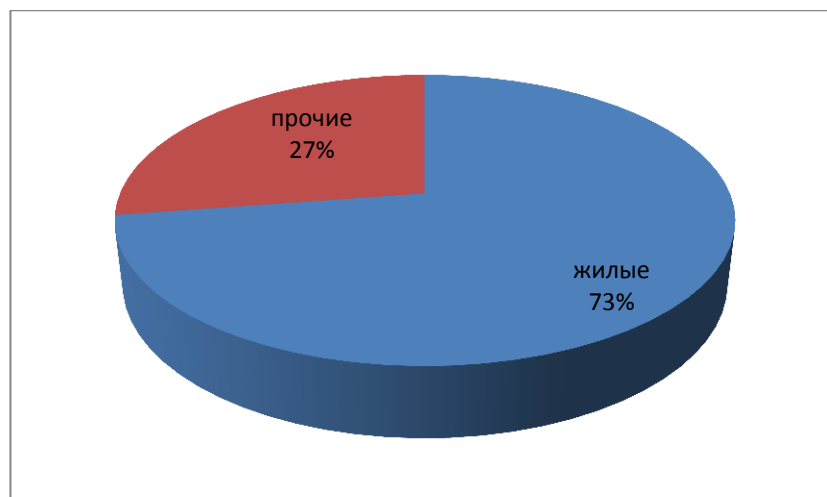


Рисунок34 - Распределение расчетных годовых тепловых нагрузок по потребителям

1.5.4 Анализ существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение

Приказом Департамента жилищно-коммунального комплекса и энергетики Ханты-Мансийского автономного округа - Югры от 09.12.2013 г. №26 нп "Об утверждении нормативов потребления коммунальной услуги по отоплению на территории муниципальных образований Ханты-Мансийского автономного округа - Югры" установлены следующие нормативы потребления тепловой энергии на отопление жилых зданий (таблицы 47-48).

Таблица47 - Нормативы потребления услуг по отоплению для жилых домов пгт Игрим

Категории жилых домов	Постройки до 1999 года включительно	Постройки после 1999 года
	Для жилых и нежилых помещений, Гкал на 1 м2 общей площади всех помещений в многоквартирном доме или жилом доме в месяц	Для жилых и нежилых помещений, Гкал на 1 м2 общей площади всех помещений в многоквартирном доме или жилом доме в месяц
1-этажные жилые дома	0,0377	-
2-этажные жилые дома	0,0350	-
3-этажные жилые дома	-	0,0140
3 - 4-этажные жилые дома	0,0221	-
4 - 5-этажные жилые дома	-	0,0122

Таблица 48 - Нормативы потребления услуг по отоплению для жилых домов п. Ванзетур

Категории жилых домов	Постройки до 1999 года включительно	Постройки после 1999 года
	Для жилых и нежилых помещений, Гкал на 1 м2 общей площади всех помещений в многоквартирном доме или жилом доме в месяц	Для жилых и нежилых помещений, Гкал на 1 м2 общей площади всех помещений в многоквартирном доме или жилом доме в месяц
1-этажные жилые дома	0,0377	0,0168
2-этажные жилые дома	0,0350	-

Фактическое потребление тепловой энергии на 1 м2 жилых помещений в среднем по пгт Игрим составляет 0,054 Гкал/м2 в месяц, что превышает установленный по пгт Игрим норматив потребления тепловой энергии на отопление жилых помещений. Но в тоже время фактическое потребление тепловой энергии равное 75 ккал/ч на 1 м2, соответствует требованиям Постановления Правительства РФ от 28.03.2012 № 258 (взамен Постановления Правительства РФ от 23 мая 2006 г. № 306).

Фактическое потребление тепловой энергии на 1 м2 жилых помещений по п. Ванзетур составляет 0,12 Гкал/м2 в месяц, что превышает установленный по п. Ванзетур норматив потребления тепловой энергии на отопление жилых помещений и превышает показатели требования Постановления Правительства РФ от 28.03.2012 № 258 .

1.5.5 Оценка удельных показателей теплотребления перспективного энергоэффективного строительства

Удельные показатели теплотребления 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.

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 49.

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 50.

Таблица 49 - Нормативные показатели удельного расчетного расхода тепловой энергии на отопление (вентиляцию) и горячее водоснабжение существующего и нового строительства жилых зданий, Вт/м²

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

Тип застройки	При не соблюдении требований энергоэффективности, старая застройка	Новое строительство			
		Базовые значения	12-15 год	16-20 год	После 20 г
Многоквартирная средней этажности	122,1	86,2	77,1	65,8	59,1
Многоквартирная многоэтажная	102,1	79,1	71,0	60,8	54,9

Таблица 50 - Нормативные показатели удельного расчетного расхода тепловой энергии на отопление (вентиляцию) и горячее водоснабжение зданий нового строительства общественной и деловой застройки, Вт/м²

Тип застройки	При не соблюдении требований энергоэффективности, старая застройка	Новое строительство			
		Базовые значения	12-15 год	16-20 год	После 20 г
Офисная					
Малозэтажная	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)					
Малозэтажная	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 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 51 представлены балансы тепловой мощности по котельным ГП Игрим.

Таблица 51 - Баланс тепловой мощности источника теплоснабжения

Источник	Установленная тепловая мощность	Подключенная тепловая нагрузка (горячая вода)	Полезный отпуск тепловой энергии	Нормативные тепловые потери
	Гкал/ч	Гкал/ч	тыс Гкал	Гкал
Котельная п.г.т. Игрим №1	34,09	20,47	38	2520
Котельная п.г.т. Игрим №2	33,29	11,02	22,7	1644
Котельная п.г.т. Игрим №3	7,2	1,9	5,89	363
Котельная п.г.т. Игрим №4	10,3	10,124	23,7	1262

Источник	Установленная тепловая мощность	Подключенная тепловая нагрузка (горячая вода)	Полезный отпуск тепловой энергии	Нормативные тепловые потери
	Гкал/ч	Гкал/ч	тыс Гкал	Гкал
Котельная п.г.т. Игрим №5	10,8	5,32	13	716
Котельная №6 п. Ванзетур	3,2	0,75	2,47	117
Всего по ГП Игрим	98,88	49,584	105,76	6622

1.6.2 Резервы и дефициты тепловой мощности нетто

В таблице 52 и на рисунках 35 и 36 представлены данные о резерве тепловой мощности нетто на котельных городского поселения Игрим. Суммарный резерв тепловой мощности – 5,576 Гкал/ч, что составляет 10 % от суммарной мощности нетто источников теплоснабжения.

Таблица52 - Баланс мощности нетто

Источник	Установленная тепловая мощность	Располагаемая тепловая мощность	Мощность источника нетто	Подключенная тепловая нагрузка (горячая вода)	Резерв тепловой мощности нетто
	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч
Котельная п.г.т. Игрим №1	34,09	18,56	18,39	20,47	-2,08
Котельная п.г.т. Игрим №2	33,29	16,53	16,35	11,02	5,33
Котельная п.г.т. Игрим №3	7,2	2,84	2,76	1,9	0,86
Котельная п.г.т. Игрим №4	10,3	10,3	10,28	10,124	0,156
Котельная п.г.т. Игрим №5	10,8	4,26	4,20	5,32	-1,12
Котельная №6 п. Ванзетур	3,2	3,2	3,18	2,058	1,122
Всего по ГП Игрим	98,88	55,69	55,16	49,584	5,576

В котельных №1 и №5 подключенная нагрузка потребителей превышает мощность источника нетто.

В соответствии со СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» на теплоисточниках аварийный резерв тепловой мощности должен составлять порядка 90 % тепловой нагрузки потребителей при выходе из работы котла с наибольшей тепловой мощностью.

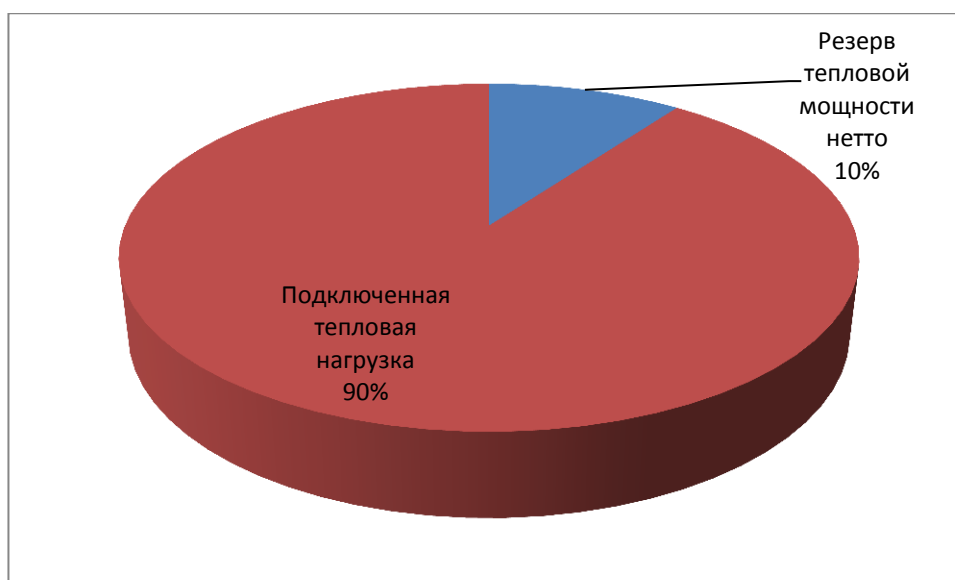


Рисунок35 - Резерв тепловой мощности нетто на источниках теплоснабжения городского поселения Игрим

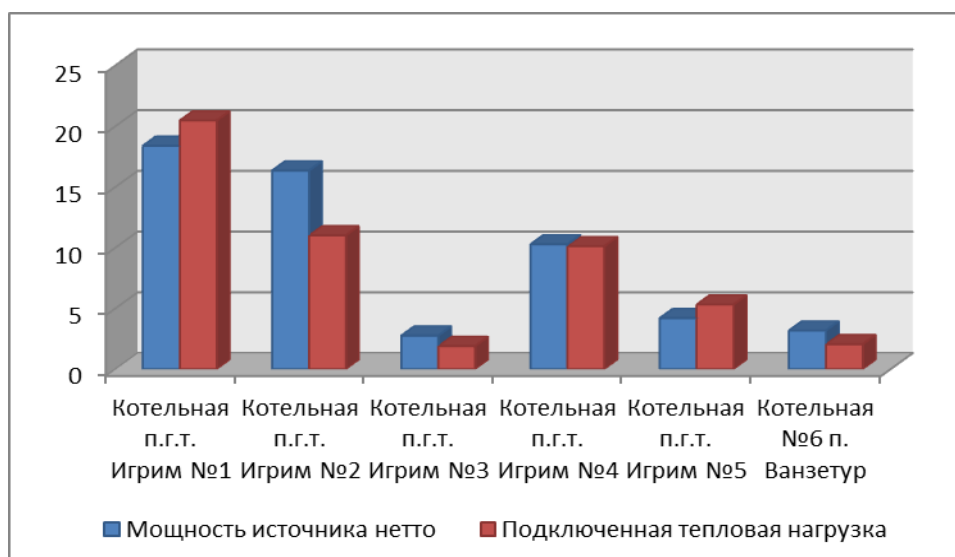


Рисунок36 - Данные по тепловой мощности нетто и подключенных нагрузках на источниках теплоснабжения городского поселения Игрим

В таблице 53 представлены результаты расчета резерва тепловой мощности котельных МУП «ТВК» при выходе из строя котла с наибольшей тепловой мощностью.

Как видно из представленной выше таблицы аварийный резерв тепловой мощности обеспечен на всех источниках кроме котельной №4.

Таблица53 - Расчет резерва тепловой мощности котельных МУП «ТВК»

Источник	Установленная тепловая мощность	Подключенная тепловая нагрузка с учетом	Кол-во котлов	Производительность самого мощного	Мощность котельной при выходе из	Резерв мощности	Надежность

		собственных нужд		котла	строя одного котла		
	Гкал/ч	Гкал/ч	шт	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	
Котельная п.г.т. Игрим №1	34,09	18,423	6	8	26,1	7,677	Обес пече на
Котельная п.г.т. Игрим №2	33,29	9,918	9	8	14,182	4,264	Обес пече на
Котельная п.г.т. Игрим №3	7,2	1,71	4	1,8	3,171	1,461	Обес пече на
Котельная п.г.т. Игрим №4	10,3	9,1116	3	3,44	6,86	-2,252	Не обесп ечена
Котельная п.г.т. Игрим №5	10,8	4,788	6	1,8	9	4,212	Обес пече на
Котельная №6 п. Ванзетур	3,2	1,85	3	1,2	2	0,15	Обес пече на

1.6.3 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

При поверочном расчете, выполненном в программном комплексе «ZuluThermo 7.0» выявлено:

- Существующий гидравлический режим обеспечивает надежную циркуляцию теплоносителя, напора сетевых насосов достаточно для работы тепловой сети;
- Повсеместные случаи неравномерного распределения тепловой энергии между потребителями, вследствие которого ближайшие потребители имеют избыток «тепла», наиболее удаленные потребители имеют недостаток «тепла»;
- Все тепловые сети требуют наладки;
- Резерв тепловой мощности позволяет расширить зону действия источников и подключить дополнительных потребителей.

1.6.4 Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения

В ГП Игрим дефицит тепловой мощности при расчетной температуре наружного воздуха наблюдается на котельных №1 и №5. На котельной №1 дефицит составляет 2,08 Гкал/ч, на котельной №5 – 1,12 Гкал/ч при составлении баланса по расчетным нагрузкам.

Причиной возникновения дефицита тепловой мощности на котельных является ограничение установленной тепловой мощности, а именно большой износ котельного оборудования и низкий фактический КПД работы котлоагрегатов

Локальные дефициты тепловой мощности на котельных приводят к ухудшению качества теплоснабжения потребителей при расчетных температурах наружного воздуха (и близких к ним).

1.6.5 Резервы тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможности расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности

В таблице 54 приведены резервы и дефициты тепловой мощности на теплоисточниках ГП Игрим.

Таблица 54 - Резервы/дефициты тепловой мощности по источникам теплоснабжения ГП Игрим

Источник	Резерв тепловой мощности
	Гкал/ч
Котельная п.г.т. Игрим №1	-2,08
Котельная п.г.т. Игрим №2	5,33
Котельная п.г.т. Игрим №3	0,86
Котельная п.г.т. Игрим №4	0,156
Котельная п.г.т. Игрим №5	-1,12
Котельная №6 п. Ванзетур	1,122
Всего по ГП Игрим	5,576

Резерв тепловой мощности на всех источниках тепловой энергии составляет 5,576 Гкал/ч.

Дефицит тепловой мощности возможен на котельных №1 и №5 городского поселения Игрим.

В схеме теплоснабжения предлагается перевести нагрузку потребителей котельной №5 на котельную №2 с закольцовкой тепловой сети.

Существующую нагрузку котельной №1 пгт Игрим перераспределить на другие источники теплоснабжения не представляется возможным, поэтому одним из вариантов решения данной проблемы является вывод из эксплуатации существующей котельной №1 и строительство нового источника теплоснабжения большей тепловой мощности.

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.

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 от источников 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 котельной выполнено следующее:

1. Произведены расчеты нормативного (проектного) часового расхода воды на подпитку тепловой сети и норм расхода теплоносителя на подпитку тепловой сети в зависимости от мощности котельной.

2. Сделано сравнение расчетных данных с данными теплоснабжающих организаций, эксплуатирующей котельную, 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 котельной.

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

В котельных пгт Игрим (котельная №1 и котельная №2) предусмотрена водоподготовка. Для подготовки питательной воды котлового контура используется натрий-катионирование.

Установка состоит из механического фильтра диаметром 0,48 м, катионитного фильтра, диаметром 0,48 м, бака раствора соли, диаметром 0,48 м. Фильтры загружены катионитом КУ-2-8.

Проектная производительность установки 2,0 м³/ч на котельной №1 и 1,5 м³/ч на котельной №2.

Исходной водой для химводоочистки является вода из водопроводной сети.

Показатели подпиточной воды соответствуют нормативным требованиям.

Показатели качества сетевой воды соответствуют нормативным требованиям

Удельные расходы соли составляют величину 118 г/г-экв, что соответствует нормативным показателям.

Химическая очистка водогрейных котлов не проводилась.

Повреждений поверхностей нагрева теплообменного оборудования по причине водно-химического режима за последние 5 лет не наблюдалось.

На котельной №4 для подготовки воды котлового и сетевого контуров используется натрий-катионитная умягчительная установка -90-14М, производительностью 4,2 м³/ч.

Умягчение воды на установках TS осуществляется методом натрий-катионирования при фильтровании исходной воды через слой ионообменной смолы, регенерация которой производится раствором поваренной соли автоматически с заданной периодичностью.

Объем фильтрующей загрузки составляет 84 л.

В таблице 55 приведены сравнительные данные по расчетному часовому расходу воды для определения производительности водоподготовки, норме расхода воды на подпитку тепловых сетей, по фактическому часовому расходу воды на подпитку тепловых сетей и установленной производительности ВПУ котельной №1, котельной №2 и котельной №4 гп Игрим.

Таблица 55 - Сравнительные данные по расчетному часовому расходу воды для определения производительности водоподготовки, норме расхода воды на подпитку тепловых сетей, по фактическому часовому расходу воды на подпитку тепловых сетей и установленной производительности ВПУ

Показатель	Значение		
	Кот №1	Кот №2	Кот №4
Установленная тепловая мощность котельной	34,09	33,29	10,3
Максимальный (расчетный) часовой расход на подпитку тепловой сети, расчетная производительность ВПУ, м3/ч	2,0	1,5	4,2
Норма расхода воды на подпитку тепловой сети, м3/ч	1,91	1,4	1,49
Резерв ВПУ, м3/ч	0,09	0,1	2,71

Приведенная в таблице 55 норма часового расхода воды на подпитку тепловых сетей котельных рассчитана согласно приказу Министерства энергетики РФ от 24 марта 2003 года № 115 «Об утверждении Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок».

На всех котельных наблюдается резерв мощности ВПУ.

1.7.4 Анализ достаточности производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в аварийных режимах систем теплоснабжения

Описание утвержденных балансов производительности ВПУ теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения, требуемое по Постановлению Правительства № 154, может быть выполнено на основании данных расчета аварийной подпитки тепловых сетей котельных ГП Игрим. При этом расчет аварийной подпитки тепловых сетей выполняется по СНиП 41-02-2003. В этом случае система ВПУ котельных не задействована, а аварийная подпитка осуществляется по обводной линии напрямую в тепловую сеть.

Согласно п. 6.17 СНиП 41-02-2003 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.

При наличии нескольких отдельных тепловых сетей, отходящих от коллектора теплоисточника, аварийную подпитку допускается определять только для одной наибольшей по объему тепловой сети.

В таблице 56 приведены данные по расчету аварийной подпитки тепловых сетей котельных ГП Игрим.

Таблица 56 - Данные по расчету аварийной подпитки тепловой сети от котельных городского поселения Игрим

Показатель	Значение
Котельная № 1 пгт Игрим	
Установленная тепловая мощность котельной, Гкал/ч	34,09
Расчетный расход аварийной подпитки тепловой сети, м3/ч	5,09
Котельная № 2 пгт Игрим	
Установленная тепловая мощность котельной, Гкал/ч	33,29
Расчетный расход аварийной подпитки тепловой сети, м3/ч	3,73
Котельная № 3 пгт Игрим	
Установленная тепловая мощность котельной, Гкал/ч	7,2
Расчетный расход аварийной подпитки тепловой сети, м3/ч	2,87
Котельная № 4 пгт Игрим	
Установленная тепловая мощность котельной, Гкал/ч	10,3
Расчетный расход аварийной подпитки тепловой сети, м3/ч	4,43
Котельная № 5 пгт Игрим	
Установленная тепловая мощность котельной, Гкал/ч	10,8
Расчетный расход аварийной подпитки тепловой сети, м3/ч	4,5
Котельная №6 п Ванзетур	
Установленная тепловая мощность котельной, Гкал/ч	3,2
Расчетный расход аварийной подпитки тепловой сети, м3/ч	0,56

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 ГП Игрим являются источники теплоснабжения - котельные. В качестве топлива на котельных используется природный газ и уголь.

1.8.2 Топливоснабжение. Существующее положение

Поставки природного газа осуществляются централизованно, по газопроводу. Закупки газа производятся у ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ ЮГОРСК».

Топливоснабжающей организацией производится ежемесячный отбор проб газа с целью определения соответствия его компонентного состава установленным нормам.

Поставщиком каменного угля для котельной №6 п. Ванзетур является ООО «Международный центр технологии и торговли».

Доставка угля до п. Ванзетур производится водным путем в навигацию по р. Сосьва. Таким образом, поставка топлива приостанавливается после окончания навигации. Однако ограничений на потребление угля в эти периоды не вводилось.

Разгрузка угля с барж осуществляется прямо на береговую необорудованную территорию. Место хранения угля – склад на территории котельной под открытым небом. Отсутствие приемных и складских территорий, обеспечивающих условия качественного хранения угля, снижает эффективность сжигания топлива, что в свою очередь несет дополнительные затраты и увеличивает себестоимость тепловой энергии, ухудшает экологическую обстановку.

1.8.3 Топливные балансы источников тепловой энергии

В таблице 57 приведен общий расход всех используемых видов топлива на выработку тепловой энергии в котельных ГП Игрим.

Таблица 57 - Общий расход всех используемых видов топлива на выработку тепловой энергии

Наименование	Уголь	Природный газ	Всего
	тут		
Котельная №1 пгт Игрим			
Расход топлива котельной на выработку тепловой энергии		6591,73	6591,73
Котельная №2 пгт Игрим			
Расход топлива котельной на выработку тепловой энергии		4665,33	4665,33
Котельная №3 пгт Игрим			
Расход топлива котельной на выработку тепловой энергии		964,33	964,33
Котельная №4 пгт Игрим			
Расход топлива котельной на выработку тепловой энергии		2907,59	2907,59
Котельная №5 пгт Игрим			
Расход топлива котельной на выработку тепловой энергии		1958,45	1958,45
Котельная №6 п Ванзетур			
Расход топлива котельной на выработку тепловой энергии	517		517
ИТОГО, тут			17604,43

В 2013 году потребление природного газа составило около 17087 т у.т., или 97 % от общего потребления топлива, угля – 517 т у.т., или 3 %. Изменения в структурном балансе топлива за последние 5 лет лет незначительны.

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

Для источников тепловой энергии Игримского МУП «ТВК», резервным является зимнее дизельное топливо. Резервное топливо используется только на котельной №4, на источниках №1, № 2, №3, №5 и №6 резервное топливо отсутствует.

1.8.5 Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки

Качественная характеристика угля слабоспекающегося марки ССПК

В марку ССПК объединены угли с показателем отражения витринита (R0) от 0,7 до 1,79 % с выходом летучих веществ от 22 до 32 %. Общим объединяющим признаком для них является слабая спекаемость (у – менее 6 мм), или полное ее отсутствие при выходе летучих веществ, характерном для хорошо коксующихся углей марок ОС, КС, К. Влажность свежедобытого угля марки ССПК достигает 8-9 %. Зольность колеблется от 8 до 45 %. Содержание серы обычно не превышает 0,5%.

Содержание углерода колеблется от 74 до 90 %. Угли марки ССПК используются главным образом на крупных электростанциях и в коммунально-бытовом секторе.

Поставки производятся у ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ ЮГОРСК».

Состав газа в % по объему:

Метан CH_4 – 98,97

Этан C_2H_6 – 0,23

Пропан C_3H_8 – 0,02

Углекислый газ CO_2 – 0,02

Азот и др. – 0,76.

Плотность газа $\rho = 0,73 \text{ кг/м}^3$.

$Q_p^H = 7984,9 \text{ ккал/м}^3$.

Состав природного газа не изменяется в течении года.

1.8.6 Анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха

Статистика и анализ поставки топлива в зависимости от температуры наружного воздуха на котельных не ведется.

Часть 9. Надежность теплоснабжения

1.9.1 Основные положения оценки надежности систем теплоснабжения городского поселения Игрим

Существующее состояние надежности теплоснабжения потребителей городского поселения Игрим 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 2013 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°C - более 8 часов; от -10°C до -15°C - более 4 часов; ниже -15°C - 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

телопотребляющую 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, исключая 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_ч – 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:

$$P_{ч} = M_0/L \quad (1)$$

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 ($\sum Q_j$) по всем договорам с потребителями тепловой энергии (в Гкал) данной организации (в отсутствие нагрузки принимается равной 1) и суммарной протяженности ($\sum l_j$) линий (в км) тепловой сети

(в отсутствие тепловой сети принимается равной 1) данной регулируемой организации:

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

Фактические значения показателей уровня надёжности поставок тепловой энергии потребителям должны быть рассчитаны по статистическим отчетным данным поставщиков тепловой энергии, полученным согласно стандартам раскрытия информации (в соответствии с постановлением Правительства РФ от 30.12.2009 № 1140 о раскрытии информации в сфере теплоснабжения и горячего водоснабжения).

2. Показатель, определяемый продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии

R_П – показатель уровня надежности, определяемый суммарной приведенной продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии в отопительный период, рассчитывается по выражению:

$$R_{\text{П}} = \frac{\sum_{j=1}^{M_{\text{по}}} T_{\text{пр}j}}{L} \quad (3)$$

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

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

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

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 $T_{\text{пр}j}$ 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:

$$T_{ji} = \sum(T_{jil}K_{Vjil}) \quad (5)$$

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 $K_b = 1,00$;

- 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 $K_b = 0,5$.

Для периода до 2012 года включительно при расчете значений показателей надежности используется значение $K_b = 1,00$ 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 ($^{\circ}\text{C}$);

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_{vi} – 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_{Bm} и R_{Bp} , 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 ($R_{в\text{им}}$) 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 ($R_{п\text{i}}$) 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», разработанный ФГУП «ВНИИНМАШ», 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 надёжности 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 надёжности поставок тепловой энергии, являясь приведенными показателями, позволяют сравнивать надёжность 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 и не всеми теплоснабжающими организациями.

Игримский МУП «Тепловодоканал» обслуживает и эксплуатирует в ГП Игрим шесть котельных, установленной тепловой мощностью 98,88 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 49,584 Гкал/ч. Объем отпуска тепловой энергии – 105,76 тыс Гкал.

Протяженность разводящих сетей предприятия в двухтрубном исчислении составляет 45,376 км.

Таблица 58 - Информация об основных показателях хозяйственной деятельности МУП «ТВК» в ГП Игрим в сфере теплоснабжения в 2013 году

№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	Значения	% от себестоимости
1	Вид регулируемой деятельности (производство, передача тепловой энергии)	X	производство тепловой энергии	
2	Выручка от регулируемой деятельности	тыс.руб.	171517	
3	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, в том числе:	тыс.руб.	133831,89	100
3.1.	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	тыс.руб.		
3.2.	Расходы на топливо, всего	тыс.руб.	46457,98	34,71
	в том числе по видам топлив			
3.3.	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе	тыс.руб.	11846,76	8,85
3.4.	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс.руб.	1824,02	1,36
3.5.	Расходы на материалы на производственные нужды	тыс.руб.	429,533	0,32
3.6.1.	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс.руб.	20025,33	14,96
3.6.2.	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс.руб.	6033,03	
3.7.1.	Расходы на амортизацию основных производственных средств, используемых в технологическом процессе	тыс.руб.	2357,54	1,76
3.7.2.	Аренда имущества, используемого в технологическом процессе	тыс.руб.	-	-
3.8.	Общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе	тыс.руб.	4590,71	3,43
3.8.1.	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	1473,36	
3.8.2.	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	426,52	
3.9.	Общепроизводственные (управленческие) расходы	тыс.руб.	13006,775	9,72
3.9.1.	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	8172,83	
3.9.2.	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	2474,73	

№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	Значения	% от себестоимости
3.10.	Расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	тыс.руб.	25420,53	18,99
3.11.	Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	тыс.руб.	-	-
4	Валовая прибыль от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности	тыс.руб.	-21909,08	
5	Чистая прибыль от регулируемого вида деятельности	тыс.руб.	0	
6	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	98,88	
7	Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	49,584	
8	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	108,239	
8.1.	Справочно объем тепловой энергии на технологические нужды производства	тыс. Гкал	1731,98	
9	Объем покупаемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	0,00	
10	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, в том числе:	тыс. Гкал	99,814	
11	Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	тыс. Гкал	6,69	
12	Справочно потери тепла через изоляцию труб	тыс. Гкал	-	
13	Протяженность магистральных сетей и тепловых вводов (в двухтрубном исчислении)	км	45,376	
14	Протяженность разводящих сетей (в однострубно исчислении)	км		
15	Количество теплоэлектростанций	ед.	0,00	
16	Количество тепловых станций и котельных	ед.	6	
17	Количество тепловых пунктов	ед.	-	

Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии

По итогам работы МУП «ТВК» за 2013 год себестоимость производства тепловой энергии составила 133831,89 тыс. руб. (таблица 58). Основную долю в структуре себестоимости занимают расходы на топливо (34,71 %).

Далее следуют: расходы на ремонт основных производственных средств (18,99

%), на оплату труда основного производственного персонала (14,96 %), общехозяйственные (управленческие) расходы (9,72 %), расходы на покупаемую электрическую энергию (8,85 %), общепроизводственные расходы (3,43 %); расходы на амортизацию (1,76 %), расходы на приобретение холодной воды, используемой в техническом процессе (1,36 %).

Анализ финансовой отчетности МУП «ТВК»

Экспресс-анализ МУП «ТВК» включает обобщенную оценку результатов финансового состояния предприятия за 2013 год и базируется на данных бухгалтерского баланса и отчета о прибылях и убытках предприятия за соответствующий период.

Анализ бухгалтерского баланса МУП «ТВК» за 2013 год.

Внешним проявлением финансовой устойчивости любого предприятия является платежеспособность (таблица 59).

Таблица 59 - Платежеспособность предприятия

Наименование показателя	Дебиторская задолженность	Нормативное соотношение	Фактическое соотношение	Кредиторская задолженность	Процент непокрытия
Платежеспособности на начало периода	59426	>=	>=	27284	-117,81
Платежеспособности на конец периода	74020	>=	>=	51364	-44,11

Платежеспособным считается предприятие, если соблюдается нормативное неравенство. По анализируемому предприятию нормативное неравенство платежеспособности соблюдается и на начало периода (59426 >= 27284), и на конец периода (74020 >= 51364). Предприятие следует считать платежеспособным и на начало периода и на конец периода.

На основе расчета показателей наличия источников средств для формирования запасов и затрат можно определить, в какой финансовой ситуации находится анализируемое предприятие (таблица 60).

Таблица 60 - Показатели финансовой устойчивости, тыс руб

Наименование показателя	на начало периода	на конец периода	Абсолютное изменение	Относительное изменение (%)
Капитал	150052	155703	5651	3,77
Внеоборотные активы	115300	138014	22714	19,70
Долгосрочные заемные средства	2600	10240	7640	293,85
Наличие собственных оборотных средств	32152	7449	-24703	-76,83
Краткосрочные заемные средства	40432	65800	25368	62,74
Общая величина основных источников	72584	73249	665	0,92

Наименование показателя	на начало периода	на конец периода	Абсолютное изменение	Относительное изменение (%)
формирования запасов и затрат				
Запасы	18158	19664	1506	8,29
Излишек (+) или недостаток (-) собственных оборотных средств	13994	-12215	-26209	-187,29
Излишек (+) или недостаток (-) общей величины основных источников формирования запасов и затрат	54426	53585	-841,00	-1,55

Показатель «Собственные оборотные средства» на начало и на конец периода характеризуется уменьшением на 24703 тыс. руб. или 76,83 %.

Таким образом, в течение всего анализируемого периода на предприятии происходило значительное уменьшение собственных оборотных средств. Ситуация к концу анализируемого периода улучшилась.

На начало и на конец периода значение показателя «Общая величина основных источников формирования запасов и затрат» была положительной (72584 тыс. руб. и 73249 тыс. руб.). Отмечается увеличение показателя на 665 тыс. руб. что составило 0,92 %.

Величина показателя «Излишек (+) или недостаток (-) собственных оборотных средств» была отрицательной на конец периода (-12215 тыс.руб) и положительной на начало периода (13994 тыс. руб.). Недостаток собственных оборотных средств увеличился на 26209 тыс. руб., что составило 187 %.

Исходя из этого, можно констатировать, что в течение всего анализируемого периода на предприятии отмечалось уменьшение собственных оборотных средств.

На начало периода показатель «Излишек (+) или недостаток (-) общей величины основных источников формирования запасов и затрат» характеризуется величиной 54426 тыс. руб., а на конец периода – 53585 тыс. руб. Произошло уменьшение этого показателя на 841 тыс. руб., что составило 1,55 %.

Таким образом, в течение всего анализируемого периода на предприятии отмечалась положительная динамика показателей основных источников формирования запасов и затрат.

Исходя из вышеизложенного, можно сделать вывод о том, что предприятие на начало анализируемого периода финансово стабильно, а на конец периода наблюдается ухудшение рассмотренных показателей.

Перейдем к анализу коэффициентов, рассчитанных по финансовым показателям

(таблица 61).

Таблица 61 - Значения коэффициентов, рассчитанных по финансовым показателям

Наименование показателя	Нормальное ограничение	на начало периода	на конец периода	Абсолютное изменение
Коэффициент автономии	$\geq 0,5$	0,78	0,67	-0,11
Коэффициент соотношения заемных и собственных средств	$\leq 1,0$	0,29	0,49	0,20
Коэффициент обеспеченности собственными средствами	$\geq 0,1$	0,45	0,19	-0,26
Коэффициент маневренности	$\geq 0,5$	0,23	0,11	-0,12
Коэффициент финансирования	$\geq 1,0$	3,49	2,05	-1,44
Коэффициент обеспеченности собственными источниками финансирования	$\geq 0,6-0,8$	0,45	0,19	-0,26
Коэффициент обеспеченности материальных запасов	$\geq 1,0$	1,91	0,90	-1,01
Коэффициент покрытия инвестиций (коэффициент финансовой устойчивости)	0,75-0,9	0,78	0,67	-0,11

Коэффициент автономии отражает долю собственных средств предприятия в общем объеме его ресурсов, а также степень его независимости от заемных источников финансирования. Чем выше данный коэффициент, тем более автономно предприятие в финансовом аспекте. Таким образом, данный коэффициент отражает долю собственного капитала предприятия в общем объеме пассивов.

При значении коэффициента автономии выше нормативного предприятие может пользоваться заемными средствами, так как все его обязательства могут быть покрыты за счет собственных средств.

Показатель «Коэффициент автономии» на начало и на конец анализируемого периода (0,78 и 0,67) был существенно выше нормативного значения (0,5), что свидетельствует о достаточной финансовой независимости предприятия.

Далее рассмотрим коэффициент соотношения заемных и собственных средств, который служит для определения того, насколько деятельность предприятия зависит от заемных средств. Чем ниже данный коэффициент, тем в большей степени предприятие осуществляет свою деятельность за счет собственных средств.

Показатель «Коэффициент соотношения заемных и собственных средств» на начало и на конец анализируемого периода (0,29 и 0,49) существенно ниже нормативного значения (1,0), что свидетельствует о независимости предприятия от заемных средств. К концу периода тенденция зависимости от заемных средств увеличивается, что является отрицательной динамикой.

Следующий показатель – коэффициент обеспеченности собственными средствами указывает на достаточность собственных оборотных средств, влияющих на финансовую устойчивость. Чем выше данный коэффициент, тем более обеспечено предприятие собственными оборотными средствами.

Показатель «Коэффициент обеспеченности собственными средствами» на начало и на конец анализируемого периода (0,45 и 0,19) был выше нормативной границы значения (0,1), что свидетельствует о высокой обеспеченности предприятия собственными оборотными средствами.

При этом в течение анализируемого периода коэффициент обеспеченности собственными оборотными средствами снизился на 0,26, что свидетельствует о отрицательной динамике.

Коэффициент маневренности показывает, какой удельный вес составляют наиболее мобильные активы в составе собственных средств. Чем выше данный показатель, тем большей маневренностью в плане использования средств обладает предприятие.

Показатель «Коэффициент маневренности» на начало анализируемого периода (0,23) был ниже нормативного значения (0,5), на конец показатель составил величину (0,11), что свидетельствует о снижении финансовой мобильности предприятия.

«Коэффициент финансирования» показывает, насколько деятельность предприятия осуществляется за счет его собственных средств. Чем выше данный показатель, тем в большей степени используются собственные средства.

Показатель «Коэффициент финансирования» на начало и на конец анализируемого периода (3,49 и 2,05) был выше нормативного значения (1,0), что свидетельствует о достаточном объеме собственных средств на предприятии.

Дальнейшее в течение анализируемого периода уменьшение коэффициента финансирования на 1,44 свидетельствует о негативной динамике в течение анализируемого периода.

«Коэффициент обеспеченности собственными источниками финансирования» показывает, какая часть оборотных активов финансируется за счет собственных источников. Данный показатель характеризует наличие у предприятия собственных оборотных средств, необходимых для его финансовой устойчивости, и является одним из основных коэффициентов, применяемых при оценке несостоятельности

предприятия.

Показатель «Коэффициент обеспеченности собственными источниками финансирования» на начало и на конец анализируемого периода (0,45 и 0,19) был ниже нормативного значения (0,6 – 0,8), что свидетельствует о зависимости предприятия от заемных источников при формировании собственных оборотных средств.

Изменение коэффициента обеспеченности собственными источниками финансирования (-0,26), свидетельствует о негативной динамике в течение анализируемого периода.

«Коэффициент обеспеченности материальных запасов» показывает, в какой степени материальные запасы обеспечиваются собственными источниками, а предприятие не испытывает потребности в привлечении заемных средств на эти цели.

Показатель «Коэффициент обеспеченности материальных запасов» на начало анализируемого периода (1,91) был выше нормативного значения (1,0), на конец анализируемого периода (0,9) был ниже предела нормативного значения (1,0), что свидетельствует о зависимости предприятия от заемных источников при формировании материальных запасов.

Изменение коэффициента обеспеченности материальных запасов (-1,01) является величиной отрицательной, что свидетельствует о негативной динамике в течение анализируемого периода.

«Коэффициент покрытия инвестиций» показывает долю собственного капитала и долгосрочных обязательств предприятия в общей сумме его активов.

Значения показателя «Коэффициент покрытия инвестиций» на начало анализируемого периода (0,78) был выше нижнего нормативного значения (0,75), на конец анализируемого периода (0,65) ниже нижнего нормативного значения (0,75), что свидетельствует об изменении оптимальной структуре активов предприятия в худшую сторону.

При этом изменение коэффициента покрытия инвестиций является величиной отрицательной (-0,11), что свидетельствует об отрицательной динамике показателя в течение анализируемого периода.

Анализ отчета о прибылях и убытках МУП «ТВК» за 2013 год.

Анализ каждого элемента прибыли имеет большое значение для

руководства предприятия, его учредителей, кредиторов и т.д. Для руководителей подобный анализ позволяет определить перспективы развития предприятия, так как прибыль является одним из источников финансирования капитальных вложений и пополнения оборотных средств. Для учредителей прибыль выступает источником получения дохода на вложенный ими в конкретное предприятие капитал. Кредиторы получают возможность оценить перспективу погашения предоставленного предприятию кредитов или займов, в том числе и процентов по ним.

Расчет аналитических показателей по «Отчету о прибылях и убытках» представлен ниже (таблица 62).

Таблица 62 - Анализ прибыли предприятия по отчету о прибылях и убытках

Наименование показателя	За предыдущий год, тыс руб	За отчетный год, тыс руб	Отклонения (+ или -)		Удельный вес за предыдущий год, %	Удельный вес за отчетный год, %
			тыс руб	%		
Выручка	164317	171517	7200	4,38	100	100
Себестоимость продаж	-167435	-189757	-22322	13,33	-101,90	-110,63
Валовая прибыль	-3118	-18240	-15122	484,99	-1,90	-10,63
Прибыль (убыток) от продаж	-3118	-18240	-15122	484,99	-1,90	-10,63
Проценты к получению	0	0	0	0	0,00	0,00
Проценты к уплате	-6	-6	0	0,00	0,00	0,00
Прочие доходы	6437	5092	-1345	-20,89	3,92	2,97
Прочие расходы	-7333	-7534	-201	2,74	-4,46	-4,39
Прибыль (убыток) до налогообложения	-4020	-20688	-16668	414,63	-2,45	-12,06
Текущий налог на прибыль	0	0	0	0	0,00	0,00
Чистая прибыль (убыток)	-5312	-22736	-17424	328,01	-3,23	-13,26

Относительно прибыли рассматриваемого предприятия можно сделать следующие основные выводы.

Выручка увеличилась в 1,04 раза – с 164317 до 171517 тыс. руб.

Прибыль (убыток) до налогообложения увеличился на 151122 тыс руб – с (-3118) до (-18240) тыс. руб.

Чистая прибыль (убыток) отчетного периода увеличился на 17424 тыс руб – с (-

5312) до (-22736) тыс. руб.

Следующим этапом является анализ экономической эффективности деятельности предприятия, которая выражается показателями рентабельности (таблица 63).

Таблица 63 - Анализ прибыли предприятия по отчету о прибылях и убытках

Наименование показателя	За предыдущий год, тыс руб	За отчетный год, тыс руб	Отклонения (+ или -)
Прибыль и средняя стоимость активов, тыс руб			
Выручка	164317	171517	7200
Себестоимость продаж	-167435	-189757	-22322
Прибыль (убыток) от продаж	-3118	-18240	-15122
Прибыль (убыток) до налогообложения	-4020	-20688	-16668
Чистая прибыль (убыток)	-5312	-22736	-17424
Средняя стоимость основных средств	93786	112419	18633
Средняя стоимость внеоборотных активов	115300	138014	22714
Средняя стоимость материально-производственных запасов	17477	19013	1536
Средняя стоимость оборотных активов	77784	93735	15951
Средняя стоимость активов	193084	231749	38665
Средняя стоимость собственного капитала	150052	155709	5657
Средняя стоимость инвестиций	2600	10240	7640
Расчет показателей рентабельности, %			
Рентабельность реализованной продукции	1,86	9,61	7,75
Рентабельность производства	-2,08	-8,93	-6,84
Рентабельность активов	-2,75	-9,81	-7,06
Рентабельность внеоборотных активов	-4,61	-16,47	-11,87
Рентабельность оборотных активов	-6,83	-24,26	-17,43
Рентабельность собственного капитала	-3,41	-14,60	-11,19
Рентабельность инвестиций	-51,88	-222,03	-170,16
Рентабельность продаж	-1,90	-10,63	-8,74

Наибольшая рентабельность на начало анализируемого года отмечалась по такому показателю как рентабельность реализованной продукции – 7,75 %.

По всем остальным показателям предприятие является не рентабельным.

В течение анализируемого года все показатели рентабельности снизились. В наибольшей степени уменьшилась рентабельность по показателю рентабельность инвестиций – (-170,16 %) и рентабельность оборотных активов – (-17,43 %)

Часть 11. Цены (тарифы) на тепловую энергию в сфере теплоснабжения для потребителей городского поселения Игрим

1.11.1 Существующие тарифы на тепловую энергию

Ниже показаны средневзвешенные тарифы теплоснабжающей организации городского поселения Игрим на 2013-2014 год (таблица 64).

Таблица 64 - Средневзвешенный тариф с учетом передачи (транспортировки) тепловой энергии теплоснабжающих организаций городского поселения Игрим в 2013-2014 г, руб/Гкал (с НДС)

Наименование организации	Дата начала действия тарифа			
	01.01.13	01.07.13	01.01.14	01.07.14
МУП «ТВК» пгт Игрим	1088,56	1208,21	1208,21	1261,2
МУП «ТВК» п Ванзетур	2759,17	3064,86	3064,86	3199,50

Тарифы на 2013 год установлены приказом Региональной службы по тарифам № 104-нп от 15.11.2012 г. Тарифы на 2014 год установлены приказом Региональной службы по тарифам № 104-нп от 26.11.2013 г.

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 2026 года

Министерством экономического развития РФ 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 65).

Таблица 65 - 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 потребителей городского поселения Игрим на период до 2026 года (таблица 66).

Таблица 66 - Прогноз средних тарифов на тепловую энергию основных теплоснабжающих организаций городского поселения Игрим до 2026 года

Наименование организации	Населенный пункт	2015	2016	2017	2018	2023	2026
МУП «ТВК»	Пгт Игрим	1455,29- 1481,93	1608,09- 1647,91	1772,12- 1835,77	1949,33- 2039,54	2861,11- 3316,69	3337,28- 4120,21
	П. Ванзетур	3691,62- 3759,2	4079,24- 4180,23	4495,33- 4656,78	4944,86- 5173,68	6814,80- 7761,48	8465,67- 10451,71

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

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

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности 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.

Плата за подключение к системе теплоснабжения и плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности службой ХМАО-Югра по тарифам не утверждена.

Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения городского поселения Игрим

Сложившаяся в настоящее время в ХМАО-Югра ситуация в топливно-энергетическом комплексе показывает, что угроза надежному топливно-энергообеспечению в регионе 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 городского поселения Игрим основные проблемы в теплоснабжении поселения можно охарактеризовать следующими позициями.

1. Высокий уровень морального и физического износа основного тепломеханического оборудования тепловых источников и тепловых сетей, в том числе наличие значительной доли оборудования, выработавшего нормативный срок службы или характеризующегося значительной величиной потери ресурса.

Здесь важными вопросами для решения являются:

- оптимизация удельных расходов топлива при генерации тепловой энергии за счет новых технологий при одновременном решении проблемы излишней «котельнизации» ГП 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. Централизованное теплоснабжение городского поселения Игрим, 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 2010г. № 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.

Необходимость выхода по обустройству городского поселения Игрим на новый качественный уровень ставит задачу вывода на режим нормального воспроизводства энергетического хозяйства. Создание системы инвестиционной привлекательности определяют необходимость решения проблемы финансово - организационной.

С этой целью целесообразно рассмотреть варианты и дать предложения по созданию Единой теплоснабжающей организации.

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

1.12.1 Существующие проблемы организации качественного теплоснабжения

Анализ существующего состояния теплоснабжения городского поселения Игрим показывает:

- существующая система теплоснабжения жилищно-коммунального сектора имеет значительный процент износа установленного оборудования;

- основная часть тепловые сети городского поселения Игрим была введена в эксплуатацию до 1998 года, большая часть сетей превысила срок службы и нуждается в замене;

- значительная доля котельных в покрытии тепловых нагрузок городского поселения Игрим;

- в сетях ГВС не выдерживаются новые повышенные гигиенические требования к качеству воды и организации систем централизованного ГВС. Не выдерживается требование СанПиН к температуре воды в местах водозабора, которая, независимо от системы теплоснабжения, должна находиться в пределах 60-75°C;

- низкая эффективность транспорта тепловой энергии. Тепловая изоляция на многих участках тепловых сетей сильно повреждена, что является причиной повышенных теплопотерь. Реальный уровень тепловых потерь при передаче тепловой энергии значительно превышает нормативный.

Организации качественного теплоснабжения городского поселения Игрим присущи следующие проблемы:

Системные:

- недостаточность данных по фактическому состоянию систем теплоснабжения;
- разрегулированность систем теплоснабжения.

Источники тепла:

- высокие удельные расходы топлива на производство тепловой энергии;

- низкий остаточный ресурс и изношенность оборудования;

- недостаточный уровень автоматизации технологического процесса выработки тепловой энергии;

- недостаточный уровень автоматизации при регулировании отпуска тепловой энергии потребителям;

- отсутствие или низкое качество водоподготовки.

Тепловые сети:

- высокий уровень фактических потерь в тепловых сетях за счет обветшания тепловых сетей и роста доли сетей, нуждающихся в срочной замене;

- 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 перетоков превышающие 30%) или недостаточное отопление отдельных кварталов и зданий.

Потребители услуг теплоснабжения:

- низкая степень охвата потребителей 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 городского поселения Игрим (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.

Типовыми причинами технологических нарушений в тепловых сетях являются:

- разрушение теплопроводов или арматуры;
- образование свищей вследствие коррозии теплопроводов;
- гидравлическая разрегулировка тепловых сетей.

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 67.

Таблица 67 - Внешние проявления технологических нарушений и причины их возникновения

Внешнее проявление технологического нарушения	Причина возникновения технологического нарушения
Наружная коррозия теплопровода	Нарушение внешнего антикоррозийного покрытия: - применение малоэффективных антикоррозийных покрытий; - повреждение антикоррозийных покрытий при транспортировке; - периодическое увлажнение антикоррозийного покрытия за счет отсутствия дублирующей гидроизоляции на тепловой изоляции; - износ покрытия за счет нарушения адгезии и разных температурных деформаций системы «земля – изоляция – трубопровод» при нарушениях в работе компенсационных систем

	Увлажнение тепловой изоляции: - высокий уровень грунтовых вод за счет отсутствия дренажа при высоком их уровне или глинистых грунтах, больших утечках воды из теплотрассы, - общее подтопление территории; - плохое гидроизоляционное покрытие трубопровода; - недосыпка грунта по линии теплотрассы; - нарушение уклонов теплотрассы между колодцами; - застаивание воды в каналах, нишах П-образных компенсаторов.
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. 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 теплопотери 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 замерзания 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 68).

Таблица 68 - Неисправности в системах отопления и горячего водоснабжения косвенно способствующие возникновению аварийных ситуаций

Неисправности	Возможные последствия
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

Неисправности	Возможные последствия
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 однострубному 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 69 приведены примерные сроки ликвидации повреждений на подземных теплопроводах.

Таблица 69 - 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 69 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 70.

Из таблицы 70 следует, что высокая оперативность аварийно-восстановительных работ необходима в течение большей части отопительного периода.

Таблица 70 - Лимит времени на производство аварийно-восстановительных работ в зависимости от погодных условий

Наружная расчетная температура для проектирования системы отопления, °С	Коэффициент аккумуляции, β	Параметр	Текущие значения наружной температуры, °С			
			-50	-30	-10	0
-50	75	тв, °С	10	12,4	14,8	16,0
		чел час	7,3	9,1	13,8	21,0
-40	70	тв, °С	-	11,5	14,5	16,0
		чел час	-	10,2	14,0	19,6
-30	65	тв, °С	-	10,0	14,0	16,0
		чел час	-	12,2	14,6	18,2
-20	55	тв, °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 природный газ. Основными потребителями топлива являются источники теплоснабжения - котельные.

Кроме этого для работы котельной в п. Ванзетур используется привозной уголь.

Основной проблемой в организации надежного и эффективного снабжения топливом является зависимость теплоснабжающей компании от поставок угля.

В настоящее время, чтобы исключить ситуацию с нестабильными поставками твердого топлива, на источнике теплоснабжения создан запас топлива, который позволит снизить зависимость источников теплоснабжения от ситуаций с поставками угля.

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

Надзорную деятельность в городском поселении Игрим осуществляет региональное управление Ростехнадзора. По официальным данным об аварийности и несчастных случаях со смертельным исходом на объектах, подконтрольных управлению Ростехнадзора, в теплоснабжающих организациях городского поселения Игрим 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 городского поселения Игрим отсутствуют.

Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения

2.1 Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения

Суммарная договорная тепловая нагрузка потребителей, подключенных к системе централизованного теплоснабжения, в 2013 году составила 50,89 Гкал/ч. Нагрузка потребителей по группам зон действия источников тепловой энергии (мощности) приведена в таблице 71.

Таблица 71 - Договорные тепловые нагрузки потребителей, подключенных к системе централизованного теплоснабжения по состоянию на 01.01.2014 г, Гкал/ч

Наименование района	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Реализация тепла потребителям, тыс Гкал	Потери в тепловых сетях, тыс Гкал	Отпуск тепловой энергии, тыс Гкал
	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал
В целом по городскому поселению Игрим	50,89	99,07	6,622	105,69

Суммарный отпуск тепла составил 105,69 тысГкал, в т.ч. потери в тепловых сетях 6,622 тысГкал. Суммарная реализация тепла источниками централизованного теплоснабжения по городскому поселению в 2013 году составила 99,07 тыс. Гкал.

2.2 Прогнозы приростов площади строительных фондов

При выполнении актуализации схемы теплоснабжения определено, что реализация прогноза перспективной застройки на территории городского поселения выполняется с более низкими темпами прироста строительных фондов по сравнению с принятыми в утвержденной схеме теплоснабжения.

В связи с изложенным, прогноз перспективной застройки, разрабатываемый в целях формирования прогноза прироста тепловой нагрузки, скорректирован относительно утвержденного в схеме теплоснабжения муниципального образования городское поселение Игрим.

Для определения перспективного спроса на теплоту сформирован прогноз застройки городского поселения и изменения численности населения на период до 2026 года.

Актуализированный прогноз ввода новых объектов на территории города сформирован на основании данных генерального плана и сведений, предоставленных Администрацией городского поселения Игрим и теплоснабжающими организациями.

Также при формировании прогноза перспективной застройки и тепловой нагрузки учтены сведения о планируемом вводе жилых и нежилых строений, предоставленные в соответствие с заявками организаций, обратившихся за подключением к тепловым сетям.

В результате анализа и сопоставления предоставленных сведений были определены значения ввода в эксплуатацию строительных площадей различного назначения: фактические для периода 2011-2013 гг., прогнозируемые на период 2014-2026 гг.

Также был выполнен анализ разработанных проектов планировки территорий городского поселения Игрим. Определены значения ввода строительных фондов на территории проектов планировки в период до 2026 года, при этом учтены объемы строительных фондов, фактически введенные в границах проектов планировки.

Перспективная численность населения города принята на основании скорректированных данных, согласно, которых предполагается, что в период до 2026 года население Городского поселения Игрим увеличиваться не будет и численность населения останется на уровне базового периода 9252 человека (рисунок 37).

Жилая и общественная застройка

Прогнозируемые годовые объемы прироста перспективной застройки для каждого из периодов были определены по состоянию на начало следующего периода, т.е. исходя из величины площади застройки, введенной в эксплуатацию в течение рассматриваемого периода (например, в период 2010-2014 гг.) приводится прирост ресурсопотребления для условного 2015 года, в период 2015-2019 гг. – прирост ресурсопотребления за счет новой застройки, введенной в эксплуатацию в данный период и т.д.

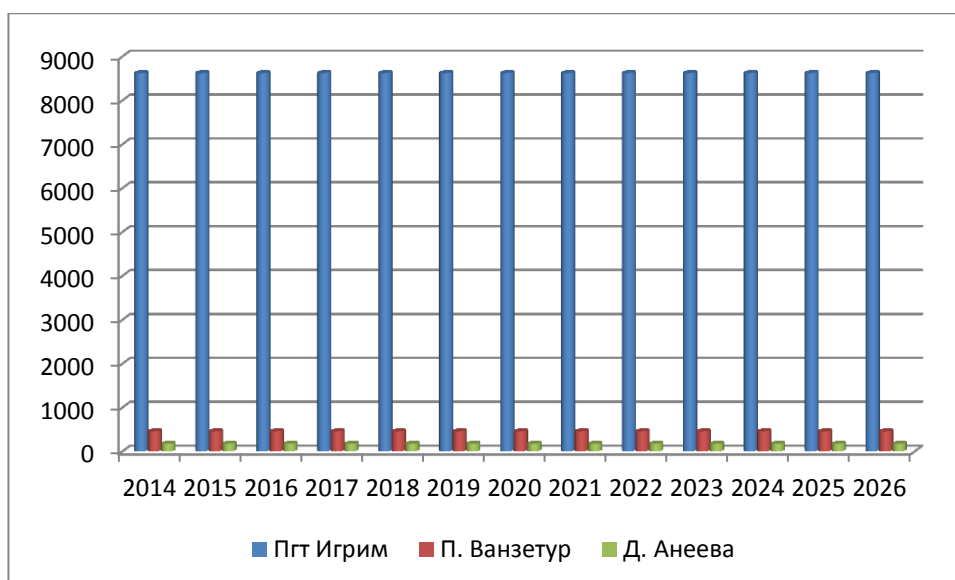


Рисунок37 - Данные по перспективной численности населения городского поселения Игрим

Данные по перспективной застройке ГП Игрим на расчётный период до 2026 гг. определены по Генеральному плану ГП Игрим, с учетом текущих задач и планов, определенных администрацией поселения. Данные по планируемому размещению и сносу строительных фондов в ГП Игрим приведены в таблице 72.

Данные по численности населения на перспективу п.г.т Игрим, п. Ванзетур и д. Анеева предоставлены администрацией г.п. Игрим и приведены в таблице 73.

Из представленных данных следует:

- строительство площадей жилищного фонда в городском поселении Игрим в период с 2014 по 2026 годы прогнозируется на уровне 12,194 тыс. м²;
- строительство площадей общественного фонда - на уровне 21,382 тыс. м²;
- суммарный ввод строительных площадей ожидается на уровне 33,576 тыс. м².
- снос ветхого жилья составит – 33,576 тыс. м².

Структура перспективной застройки представлена на рисунке 38.

Из рисунка 38 следует, что прогнозируемый суммарный ввод площадей жилищного фонда в период с 2014 по 2026 год составит 36 %, общественного фонда – 64 %. В жилищном фонде многоквартирное жильё составляет 100 %.

Таблица 72 - Планируемое размещение и снос строительных фондов в Муниципальном образовании городское поселение Игрим

Период	Наименование единицы территориального деления	Сносимые здания, тыс. м2, количество жителей, работающих	Планируемые к строительству здания, тыс. м2, количество жителей, работающих			
			Жилые и многоквартирные дома		Общественные здания	Производственные здания промышленных предприятий
			1-3 этажа	5 этажей и выше		
2014 г.	пгт. Игрим					
	п. Ванзетур	2,433 / 43	1,628 / 40		0,805 / 3	
	д. Анеева	1,133 / 3			1,133 / 3	
	д. Новинские					
	Всего по МО	3,566 / 46	1,628 / 40		1,938 / 6	
2015 г.	пгт. Игрим	3,623 / 60			3,623 / 60	
	п. Ванзетур	0,379 / 12	0,379 / 12			
	д. Анеева					
	д. Новинские					
	Всего по МО	4,002 / 72	0,379 / 12		3,623 / 60	
2016 г.	пгт. Игрим	4,298 / 355	2,663 / 105		1,635 / 250	
	п. Ванзетур	0,379 / 12	0,379 / 12			
	д. Анеева					
	д. Новинские					
	Всего по МО	4,677 / 367	3,042 / 117		1,635 / 250	
2017 г.	пгт. Игрим	5,674 / 106	1,293 / 56		4,381 / 50	
	п. Ванзетур	0,284 / 10	0,284 / 10			
	д. Анеева	1,525 / 5			1,525 / 5	
	д. Новинские					
	Всего по МО	7,483 / 121	1,577 / 66		5,906 / 55	
2018 г.	пгт. Игрим	2,918 / 147	2,918 / 147			
	п. Ванзетур					
	д. Анеева					
	д. Новинские					
	Всего по МО	2,918 / 147	2,918 / 147			
2019 г.	пгт. Игрим	8,280 / 110			8,280 / 110	
	п. Ванзетур					
	д. Анеева					

Период	Наименование единицы территориального деления	Сносимые здания, тыс. м2, количество жителей, работающих	Планируемые к строительству здания, тыс. м2, количество жителей, работающих			
			Жилые и многоквартирные дома		Общественные здания	Производственные здания промышленных предприятий
			1-3 этажа	5 этажей и выше		
	д. Новинские					
	Всего по МО	8,280 / 110			8,280 / 110	
2020 г.	пгт. Игрим	2,650 / 140	2,650 / 140			
	п. Ванзетур					
	д. Анеева					
	д. Новинские					
	Всего по МО	2,650 / 140	2,650 / 140			
2021 г.	пгт. Игрим					
	п. Ванзетур					
	д. Анеева					
	д. Новинские					
	Всего по МО					
2022 г.	пгт. Игрим					
	п. Ванзетур					
	д. Анеева					
	д. Новинские					
	Всего по МО					
2023 г.	пгт. Игрим					
	п. Ванзетур					
	д. Анеева					
	д. Новинские					
	Всего по МО					
2024 г.	пгт. Игрим					
	п. Ванзетур					
	д. Анеева					
	д. Новинские					
	Всего по МО					
2025 г.	пгт. Игрим					
	п. Ванзетур					

Период	Наименование единицы территориального деления	Сносимые здания, тыс. м2, количество жителей, работающих	Планируемые к строительству здания, тыс. м2, количество жителей, работающих			
			Жилые и многоквартирные дома		Общественные здания	Производственные здания промышленных предприятий
			1-3 этажа	5 этажей и выше		
	д. Анеева					
	д. Новинские					
	Всего по МО					
2026 г	пгт. Игрим					
	п. Ванзетур					
	д. Анеева					
	д. Новинские					
	Всего по МО					
	Всего:	33,576 / 1003	12,194 / 522		21,382 / 481	

Таблица 73 - Планируемое изменение численности населения по административным районам городского поселения Игрим

Населенный пункт	Численность населения на начало года, тыс чел												
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Пгт Игрим	8621	8621	8621	8621	8621	8621	8621	8621	8621	8621	8621	8621	8621
П. Ванзетур	457	457	457	457	457	457	457	457	457	457	457	457	457
Д. Анеева	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174
Всего	9252	9252	9252	9252	9252	9252	9252	9252	9252	9252	9252	9252	9252

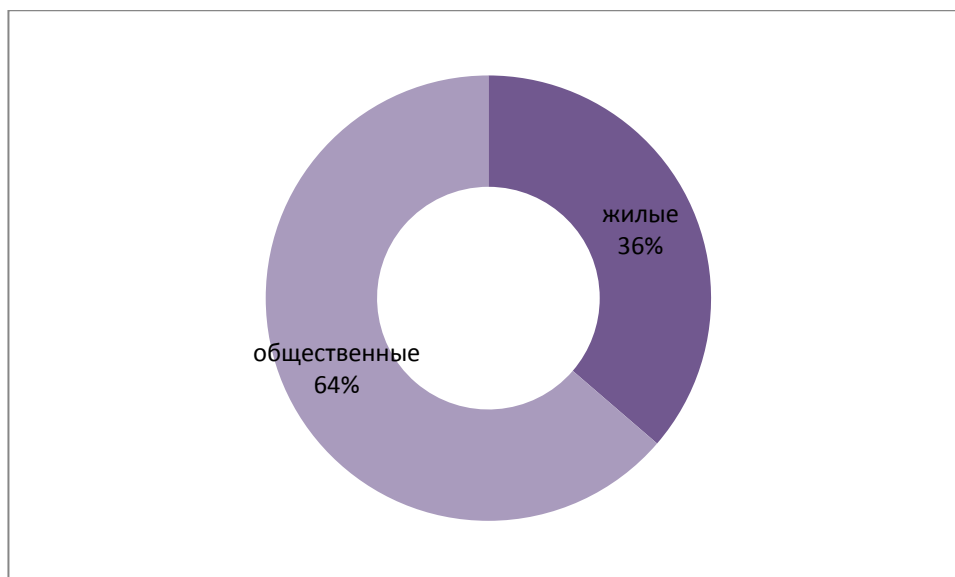


Рисунок38 - Структура перспективной застройки в период с 2014 по 2026 год

Наибольшее строительство площадей перспективной застройки – 22,646 тыс. м², в соответствии с таблицей 72, ожидается в период с 2014 по 2018 годы, что в 2,1 раза больше ожидаемого ввода за период с 2019 по 2026 годы.

Наименьшее строительство площадей перспективной застройки – 10,93 тыс. м², ожидается в период с 2019 по 2026 годы.

Темпы ввода строительных площадей жилого и общественно-делового назначения отражены на рисунке 39.

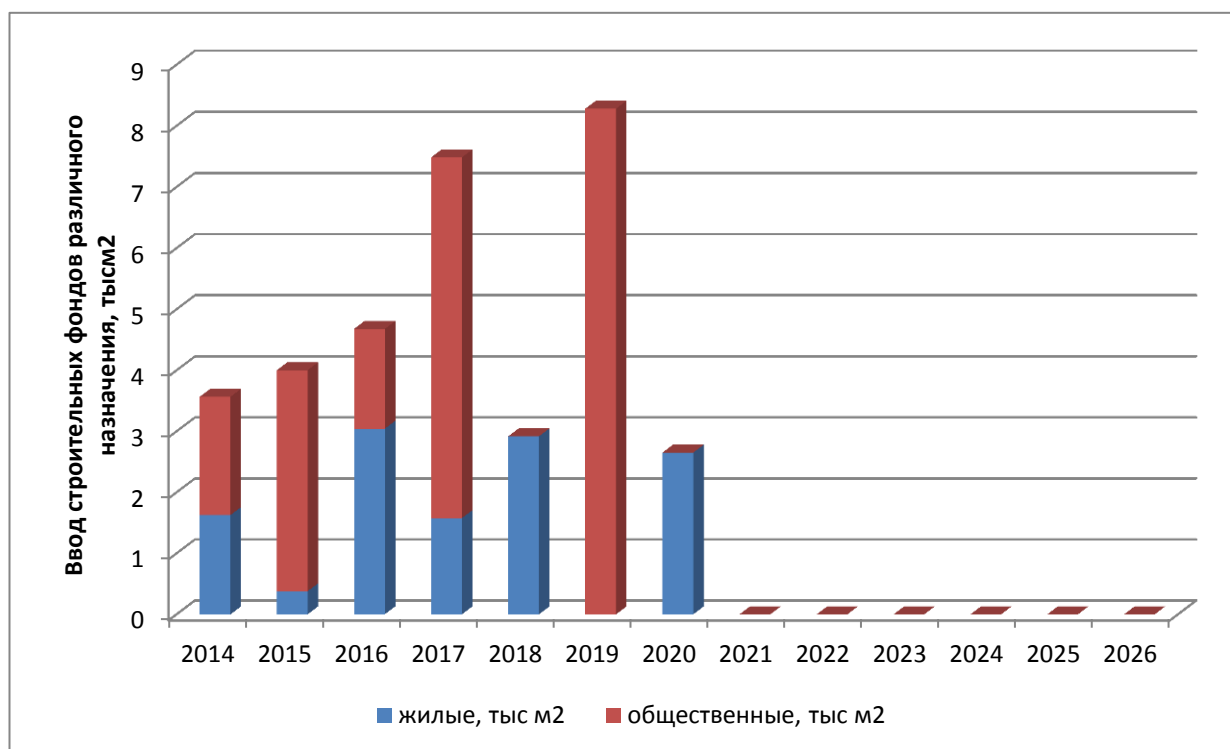


Рисунок39 - Динамика темпов застройки в период с 2014 по 2026 год

Характеристики перспективных строительных фондов по отдельным населенным пунктам городского поселения Игрим представлены в таблице 74.

Таблица 74 - Характеристики строительных фондов по населенным пунктам городского поселения Игрим, тыс. м²

Район	2014-2018	2019-2026
Жилая застройка		
пгт. Игрим	6,844	2,65
п. Ванзетур	2,67	-
д. Анеева	-	-
д. Новинская	-	-
Общественная застройка		
пгт. Игрим	9,639	8,28
п. Ванзетур	0,805	-
д. Анеева	2,658	-
д. Новинская	-	-
Итого	22,62	10,93

Прогнозом развития городского поселения Игрим предусмотрен ежегодный ввод зданий жилого и общественного строительства в объеме, равном 4,53 тыс.м² на период 2014-2018 гг, и уменьшение ввода нового строительства до 1,37 тыс.м² за период 2019-2026 гг (таблица 75).

Таблица 75 - Среднегодовой баланс строительства в городском поселении Игрим, тыс м²

Год	Новое строительство	Снос	Годовой баланс
2014-2018	4,53	4,53	0
2019-2026	1,7	1,7	0

В соответствии с таблицей 75 приростов площадей многоквартирной жилой и общественной застройки за период 2014-2026 гг не произойдет, так как темпы ввода нового строительства будут соответствовать темпам вывода зданий из эксплуатации и сносу.

Согласно Генерального плана развития городского поселения Игрим, не планируется выделение площадок и развитие на них крупных производственных зон в п.г.т. Игрим, п. Ванзетур, д. Анеева и д. Новинская.

2.3 Состояние строительства

В городском поселении Игрим наибольший объем подрядных работ выполняется малыми строительными организациями. С учетом их деятельности глубина падения строительного рынка по результатам 2013 года в сравнении с 2010 годом оценивалась на уровне 100 %.

Начиная с 2010 г по настоящее время регистрируется снижение годового объема строительства относительно расчетов Генерального плана.

К основным факторам, сдерживающим темпы жилищного строительства в городском поселении Игрим, 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

В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 25 января 2011 года № 18 «Об утверждении Правил установления требований энергетической эффективности для зданий, строений и сооружений и требований к правилам определения класса энергетической эффективности многоквартирных домов» удельная годовая величина расхода энергетических ресурсов в новых, реконструируемых, капитально ремонтируемых и модернизируемых отапливаемых жилых зданиях и зданиях общественного назначения должна уменьшаться не реже, чем 1 раз в 5 лет по сравнению с базовым уровнем:

- с января 2011 года (на период 2011–2015 годов) - не менее чем на 15 % по отношению к базовому уровню;

- с 1 января 2016 года (на период 2016–2019 годов) - не менее чем на 30 % по отношению к базовому уровню;

- с 1 января 2020 года – не менее чем на 40 % по отношению к базовому уровню.

Такая же степень понижения потребления энергетической ресурсов с первых чисел 2011, 2016 и 2020 годов установлена и в Приказе Минрегионразвития РФ № 262. В качестве базового уровня для систем отопления и вентиляции принято

дельное теплотребление в соответствии с СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий».

2.4.1 Нормативы удельного теплотребления 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 теплотребления.

4. Сохранение показателей теплотребления 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 (таблица 76).

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.

Таблица 76 - 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 м ²)	Гкал/ (год м ²)	ккал/ (ч м ²)	Гкал/ (год м ²)	ккал/ (ч м ²)	Гкал/ (год м ²)	ккал/ (ч м ²)	Гкал/ (год м ²)	ккал/ (ч м ²)	Гкал/ (год м ²)
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

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.

Результаты расчетов удельных значений расходов тепловой энергии и удельных величин тепловых нагрузок представлены в таблице 79.

Так как выводимые из эксплуатации здания строились по старым нормам энергетической эффективности, а вновь возводимые объекты будут построены с учетом современных требований к энергоэффективности, то прироста тепловых нагрузок на период до 2026 года в ГП Игрим не произойдет. Кроме этого следует ожидать уменьшения потребления тепловой энергии на перспективу.

В таблице 77 приведены данные уменьшения показателей спроса на тепловую мощность централизованных систем теплоснабжения городского поселения Игрим.

Таблица 77 - Ожидаемое снижение нагрузок потребителей городского поселения Игрим начиная с 2014 года, Гкал/год

Нагрузка	Годы								
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021-2026
Всего	0	1213,7	1514,8	1507,6	2941	884,4	3453	803,4	0

На основе указанного снижения перспективных нагрузок сформирована таблица 78 прогнозных показателей спроса на тепловую мощность по отдельным населенным пунктам, входящим в состав городского поселения Игрим.

Таблица 78 - Прогнозные перспективные нагрузки по административным районам городского поселения Игрим с учетом существующих нагрузок, Гкал/год

Район	Годы								
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021-2026
п.г.т Игрим	99814	99814	98408	97009	94790	93906	90453	89650	89650
п. Ванзетур	2400	1626	1517	1408	1322	1322	1322	1322	1322
Всего по городскому поселению Игрим	102214	101440	99925	98417	96112	95228	91775	90972	90972

Исходя из данных таблицы 78, следует отметить, что снижение потребления тепловой энергии в пгт Игрим к 2026 году составит 10164 Гкал, в п. Ванзетур снижение потребления за этот же период будет 1078 Гкал.

Снижение произойдет за счет вывода из эксплуатации домов с низкими показателями энергоэффективности и ввода новых строений, той же площади, но с меньшими значениями удельных расходов теплоты на 1 м² площади.

2.4.2 Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов

Данные по удельным расходам тепловой энергии для обеспечения технологических процессов организациями, осуществляющими выработку тепловой энергии для целей осуществления технологических процессов, не предоставлены. Возможность формирования прогноза перспективных удельных расходов для обеспечения технологических процессов при условии отсутствия базовых величин отсутствует.

2.4.3 Прогнозы приростов объемов потребления теплоносителя

В соответствии с требованиями ФЗ № 416 (417) «О водоснабжении и водоотведении» с 1 января 2013 года подключение (технологическое присоединение) объектов капитального строительства потребителей к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается. Таким образом, приростов объемов потребления теплоносителя на перспективу не прогнозируется.

Таблица 79 - Удельное теплотребление и удельная тепловая нагрузка для вновь строящихся зданий ГП Игрим

Год застройки	Тип застройки	Удельное теплотребление, Гкал/м2				Удельная тепловая нагрузка, ккал/(ч м2)			
		Отопление	Вентиляция	ГВС	Сумма	Отопление	Вентиляция	ГВС	Сумма
2013-2016 гг	Жилая многоквартирная	0,091	0	0,051	0,143	42,1	0	6,9	49
	Общественно-деловая	0,072	0,089	0,021	0,182	47,3	56,2	2,6	106,2
2017-2022 гг	Жилая многоквартирная	0,075	0	0,051	0,127	36,2	0	6,9	43,1
	Общественно-деловая	0,058	0,075	0,021	0,153	42,9	47,2	2,6	92,7
2023-2030 гг	Жилая многоквартирная	0,065	0	0,051	0,116	32,2	0	6,9	39,1
	Общественно-деловая	0,053	0,06	0,021	0,134	42,3	38,2	2,6	83,1

2.4.4 Сводные показатели динамики спроса на тепловую мощность жилого, общественного и производственного фондов

Сводные показатели динамики спроса на тепловую мощность жилого, общественного и производственного фондов с разделением спроса по теплоносителю (вода и пар) приведены в таблице 81.

Распределение снижения потребления тепловой энергии по видам строений приведено на рисунке 40.

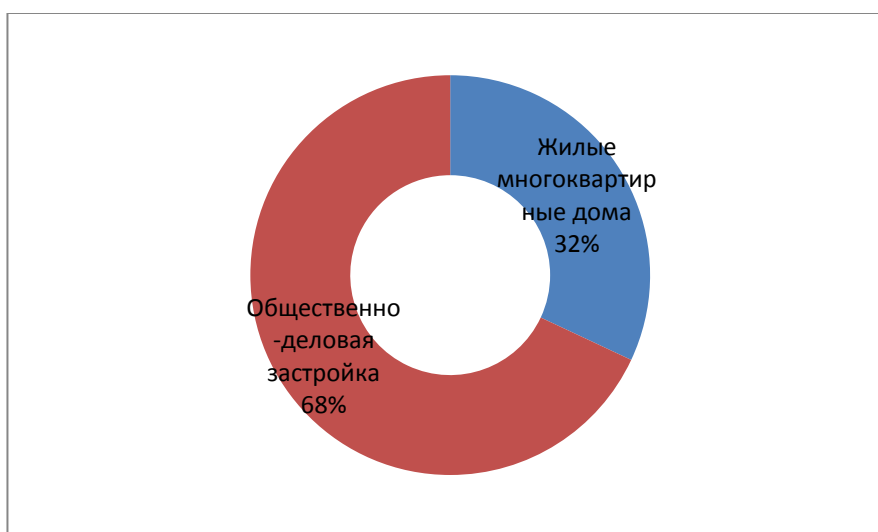


Рисунок 40 - Распределение снижения суммарной перспективной тепловой нагрузке по типам вводимых строений

Результаты сравнения приростов тепловых нагрузок по периодам, полученных при актуализации на 2015 год и в утвержденной схеме теплоснабжения представлены в таблице 80.

Таблица 80 - Ожидаемые тепловые нагрузки в горячей воде по городскому поселению Игрим с учетом существующих нагрузок, Гкал/год

Район	Годы					
	2013	2014	2015	2016	2017-2021	2022-2026
Утвержденная схема теплоснабжения	118312,8	122517,2	127714,47	129483,19	156243,82	184953,58
Актуализация на 2015 год	102214	101440	99925	98417	90972	90972
Разница, %	-13,61	-17,20	-21,76	-23,99	-41,78	-50,81

Как следует из таблицы 80, прогнозируемая суммарная тепловая нагрузка в горячей воде по состоянию на 2026 год в результате корректировки прогноза перспективной застройки при выполнении актуализации на 2015 год уменьшилась на 51 % по сравнению с утвержденной схемой теплоснабжения.

Таблица 81 - Сводные показатели прироста спроса на тепловую мощность жилого, общественного и производственного фондов с разделением спроса по теплоносителю (вода и пар) по городскому поселению Игрим на период до 2026 г., Гкал/ч

Район	Год														
	2013			2014			2015			2016			2017		
	Всего	В том числе		Всего	В том числе		Всего	В том числе		Всего	В том числе		Всего	В том числе	
пар		вода	пар		вода	пар		вода	пар		вода	пар		вода	
п.г.т Игрим	0,00	-	0,00	0	-	0	-0,44	-	-0,44	-0,44	-	-0,44	-0,69	-	-0,69
п. Ванзетур	0,00	-	0,00	-0,24	-	-0,24	-0,03	-	-0,03	-0,03	-	-0,03	-0,03	-	-0,03
Всего по городскому поселению Игрим	0,00	-	0,00	-0,24	-	-0,24	-0,47	-	-0,47	-0,47	-	-0,47	-0,72	-	-0,72

Продолжение таблицы 81

Район	Год															
	2018		2019		2020		2021		2022		2023					
	Всего	В том числе		Всего	В том числе		Всего	В том числе		Всего	В том числе		Всего	В том числе		
пар		вода	пар		вода	пар		вода	пар		вода	пар		вода		
п.г.т Игрим	-0,28	-	-0,28	-1,08	-	-1,08	-0,25	-	-0,25	0	-	0	0	-	0	
п. Ванзетур	0,00	-	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-	0,00	0	-	0	0	-	0	
Всего по городскому поселению Игрим	-0,28	-	-0,28	-1,08	-	-1,08	-0,25	-	-0,25	0	-	0	0	-	0	

Продолжение таблицы 81

Район	Год								
	2024			2025			2026		
	Всего	В том числе		Всего	В том числе		Всего	В том числе	
пар		вода	пар		вода	пар		вода	
п.г.т Игрим	0	-	0	0	-	0	0	-	0
п. Ванзетур	0	-	0	0	-	0	0	-	0
Всего по городскому поселению Игрим	0	-	0	0	-	0	0	-	0

2.5 Прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимых, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель

Льготные тарифы не установлены по существующему состоянию системы теплоснабжения. На период до 2026 г. установление льготных тарифов не планируется.

2.6 Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры на теплоснабжение

По состоянию на 2013 г. свободные долгосрочные договоры теплоснабжения не заключены и не планируются к заключению в перспективе. В случае появления таких договоров изменения в схему теплоснабжения могут быть внесены при выполнении процедуры ежегодной актуализации.

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

По состоянию на 2013 г. долгосрочные договоры теплоснабжения по регулируемой цене не заключены и не планируются к заключению в перспективе. В случае появления таких договоров изменения в схему теплоснабжения могут быть внесены при выполнении процедуры ежегодной актуализации.

Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения городского поселения Игрим

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

Электронная модель системы теплоснабжения городского поселения Игрим 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 городского поселения Игрим разработаны в программном комплексе ZuluThermo™, основой которого является географическая информационная система (ГИС) Zulu™. При помощи ГИС создана карта городского поселения, 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.

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).

Расчет тепловых сетей проводится с учетом:

- 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 энергии 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 (рисунок 41).

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.

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.



Рисунок41 - Внешний вид температурного графика

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 42).

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.

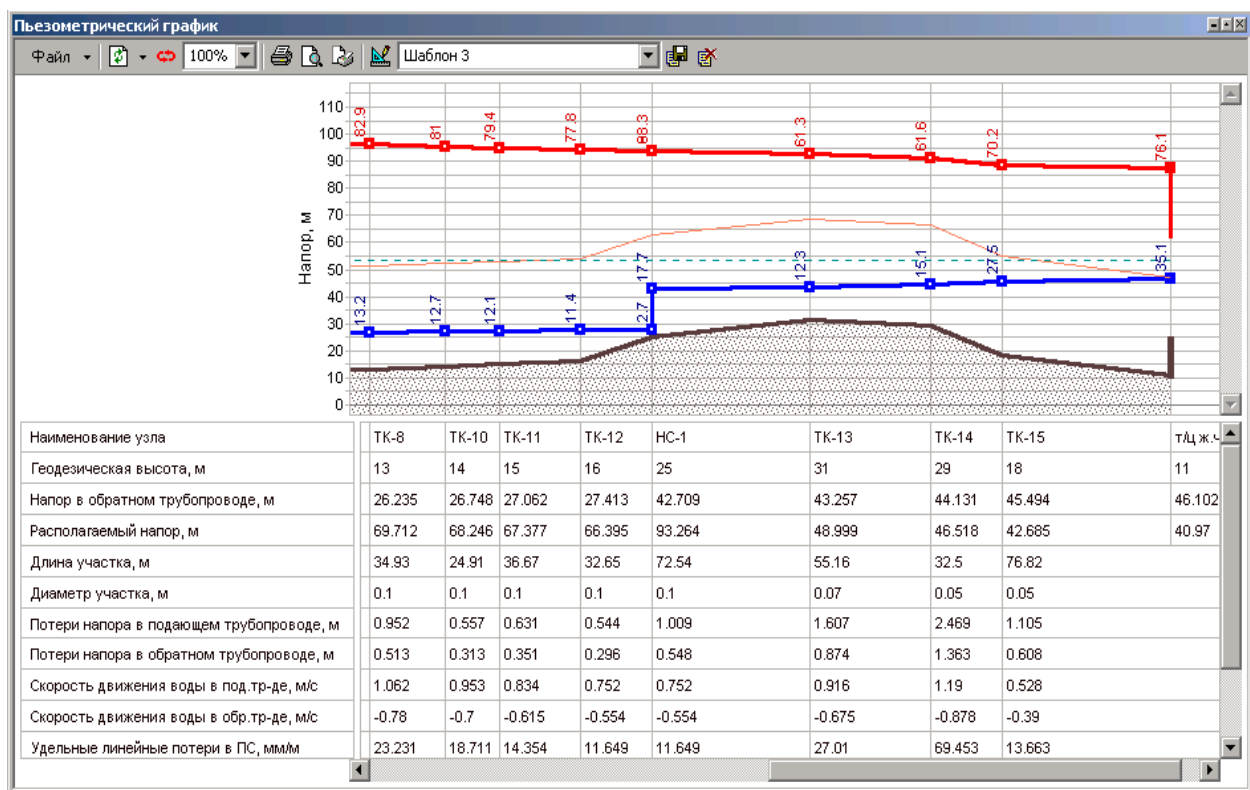


Рисунок42 - Пример пьезометрического графика тепловой сети

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 51). Расчет может быть выполнен с учетом поправочных коэффициентов на нормы тепловых потерь. Результаты выполненных расчетов экспортируются в MS Excel.

В результате работы над актуализацией схемы теплоснабжения были внесены все необходимые изменения в существующую электронную модель, с учетом тех изменений, что были проведены за период предшествующий периоду, на который актуализируется схема.

Проработано перспективное развитие системы теплоснабжения ГП Игрим с учетом корректировки планов развития городского поселения.

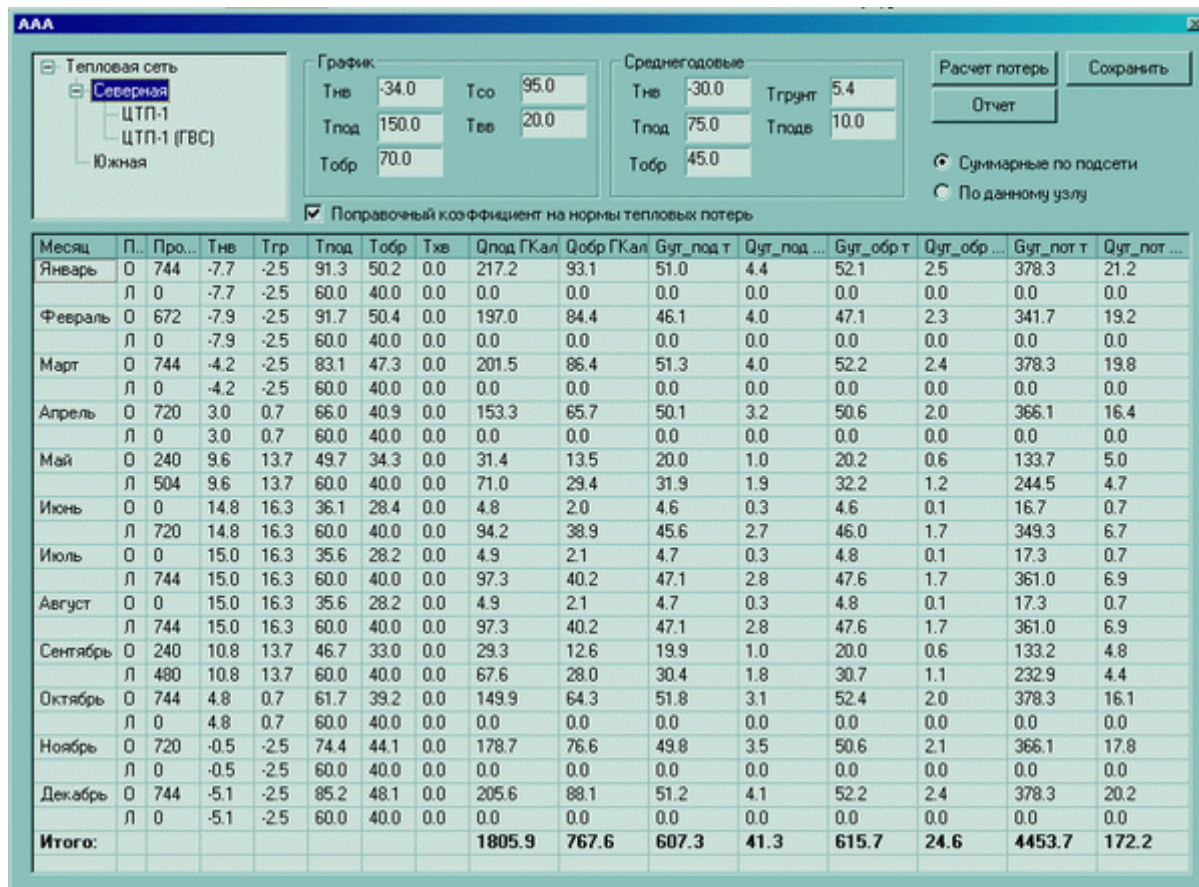


Рисунок43 - Пример расчета годовых потерь тепла

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

Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей разработаны в соответствии с подпунктом г) пункта 18 и пункта 39 Требований к схемам теплоснабжения.

В первую очередь рассмотрены балансы тепловой мощности существующего оборудования источников тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии, сложившихся (установленных по утвержденным картам гидравлических режимов тепловых сетей) в отопительном периоде 2012/2013. Установленные тепловые балансы в указанных годах являются базовыми и неизменными для всего дальнейшего анализа перспективных балансов последующих отопительных периодов.

В установленных зонах действия источников тепловой энергии определены перспективные тепловые нагрузки в соответствии с данными, изложенными в Разделе «Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения».

Далее рассмотрены балансы располагаемой тепловой мощности и перспективной присоединенной тепловой нагрузки для принятого варианта развития системы теплоснабжения.

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.

В таблице 82 представлен баланс тепловой мощности источников тепловой энергии, обеспечивающих теплоснабжение потребителей в городском поселении Игрим по годам с определением резервов.

Таблица 82 - Баланс тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки в теплосетевых районах городского поселения Игрим с определением резервов (дефицитов)

Параметр	Размерность	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2023	2024-2026
Котельная п.г.т. Игрим №1								
Установленная мощность	Гкал/час	34,09	34,09	34,09	34,09	34,09	34,09	34,09
Располагаемая мощность	Гкал/час	18,56	18,56	18,56	18,56	18,56	18,56	18,56
Собственные нужды	Гкал/час	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	18,15	18,15	18,15	18,15	18,15	18,15	18,15
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	3,34	3,27	3,21	3,14	3,07	2,47	2,34
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	20,47	23,84	24,4	25,15	24,92	24	23,79
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	-5,66	-8,96	-9,46	-10,14	-9,84	-8,32	-7,98
	%	-31,17	-49,37	-52,12	-55,85	-54,22	-45,84	-43,94
Котельная п.г.т. Игрим №2								
Установленная мощность	Гкал/час	33,29	33,29	33,29	33,29	33,29	33,29	33,29
Располагаемая мощность	Гкал/час	16,53	16,53	16,53	16,53	16,53	16,53	16,53
Собственные нужды	Гкал/час	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	16,17	16,17	16,17	16,17	16,17	16,17	16,17
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	2,97	2,98	2,86	2,80	2,74	2,20	2,08
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	11,02	11,54	16,62	16,24	16,08	15,49	15,35
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,17	-3,66	-3,31	-2,87	-2,65	-1,52	-1,27
	%	13,43	-22,63	-20,47	-17,75	-16,39	-9,43	-7,83
Котельная п.г.т. Игрим №3								
Установленная мощность	Гкал/час	7,20	7,20	7,20	0	0	0	0
Располагаемая мощность	Гкал/час	2,84	2,84	2,84	0	0	0	0
Собственные нужды	Гкал/час	0,06	0,06	0,06	0	0	0	0
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	2,78	2,78	2,78	0	0	0	0
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,51	0,50	0,50	0	0	0	0
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	1,9	1,35	1,34	0	0	0	0
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,37	0,93	0,93	0	0	0	0
	%	13,19	33,36	33,36	0	0	0	0

Параметр	Размерность	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2023	2024-2026
Котельная п.г.т. Игрим №4								
Установленная мощность	Гкал/час	10,30	10,30	10,30	10,30	10,30	10,30	10,30
Располагаемая мощность	Гкал/час	10,30	10,30	10,30	10,30	10,30	10,30	10,30
Собственные нужды	Гкал/час	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	10,07	10,07	10,07	10,07	10,07	10,07	10,07
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	1,85	1,82	1,78	1,74	1,71	1,37	1,30
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	10,124	9,34	9,21	9	8,92	8,59	8,51
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	-1,90	-1,08	-0,92	-0,67	-0,55	0,11	0,27
	%	-18,90	-10,75	-9,09	-6,64	-5,48	1,11	2,64
Котельная п.г.т. Игрим №5								
Установленная мощность	Гкал/час	10,80	10,8	0	0	0	0	0
Располагаемая мощность	Гкал/час	4,26	4,26	0	0	0	0	0
Собственные нужды	Гкал/час	0,09	0,09	0	0	0	0	0
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	4,17	4,17	0	0	0	0	0
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,77	0,77	0	0	0	0	0
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	5,32	5,32	0	0	0	0	0
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	-1,92	-1,92	0	0	0	0	0
	%	-46,09	-46,09	0	0	0	0	0
Котельная п.Ванзетур №6								
Установленная мощность	Гкал/час	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20
Располагаемая мощность	Гкал/час	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20
Собственные нужды	Гкал/час	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,58	0,56	0,55	0,54	0,53	0,43	0,40
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	2,058	1,3	1,21	1,13	1,13	1,13	1,13
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,50	1,27	1,37	1,46	1,47	1,57	1,60
	%	15,84	40,43	43,67	46,60	46,97	50,28	51,01
Котельная п.г.т. Игрим №9								
Установленная мощность	Гкал/час	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
Располагаемая мощность	Гкал/час	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
Собственные нужды	Гкал/час	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01

Параметр	Размерность	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2023	2024-2026
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,09	0,09	0,09	0,08	0,08	0,07	0,06
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	0,256	0,256	0,256	0,256	0,256	0,256	0,256
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,14	0,14	0,15	0,15	0,15	0,17	0,17
	%	29,25	29,62	29,98	30,35	30,72	34,03	34,77

На котельной №1 пгт Игрим уже в настоящее время существует дефицит располагаемой тепловой мощности, который составляет 5,66 Гкал/ч (31 %), в связи с передачей на эту котельную нагрузки с котельной №3 после 2016 года дефицит мощности на этой котельной увеличится до 10,14 Гкал/ч, в перспективе к 2026 году дефицит мощности составит 7,98 Гкал/ч (44 %).

На котельной №2 пгт Игрим в настоящее время существует избыток располагаемой тепловой мощности, который составляет 2,17 Гкал/ч (13 %), в связи с передачей на эту котельную нагрузки с котельной №5 после 2015 года, на этой котельной образуется дефицит располагаемой мощности в объеме 3,66 Гкал/ч, в перспективе к 2026 году дефицит мощности составит 1,27 Гкал/ч (8 %).

Котельная №3 предназначена к выводу из эксплуатации с передачей нагрузки на котельную №1 после 2016 года.

На котельной №4 пгт Игрим уже в настоящее время существует дефицит располагаемой тепловой мощности, который составляет 1,9 Гкал/ч (19 %), в перспективе к 2019 году на котельной образуется небольшой избыток мощности в размере 0,11 Гкал/ч (3 %). Избыток мощности будет получен за счет вывода из эксплуатации ветхого жилья, построенного с учетом старых требований по энергоэффективности зданий и строительства нового жилья того же объема, но построенного с применением новых современных материалов и более низкими значениями удельной отопительной нагрузки.

Котельная №5 предназначена к выводу из эксплуатации с передачей нагрузки на котельную №2 после 2015 года.

На котельной №6 п Ванзетур уже в настоящее время существует избыток располагаемой тепловой мощности, который составляет 0,5 Гкал/ч (16 %), в перспективе к 2026 году резерв мощности составит 1,6 Гкал/ч (51 %).

Существующих тепловых мощностей котельных №1, №2 недостаточно для покрытия существующих и перспективных нагрузок потребителей, требуется увеличение производительности данных источников теплоснабжения.

В целом, на котельных городского поселения Игрим во всем периоде действия схемы теплоснабжения будет присутствовать небольшой резерв тепловой мощности.

Анализ приведенных балансов тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки источников теплоснабжения показывает, что при реализации мероприятий описанных в Разделе 7 «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии» обосновывающих материалов городского поселения Игрим до 2026 г. тепловой мощности котельных будет достаточно для покрытия тепловых нагрузок потребителей в существующих и перспективных зонах действия теплоисточников во всем периоде действия схемы теплоснабжения (таблица 83).

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 2013 год присоединенных тепловых нагрузках, так и при перспективных тепловых нагрузках на 2026 г.

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

Таблица83 - Распределение присоединенных тепловых нагрузок (Гкал/ч)

Параметр	Размерность	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2023	2024-2026
Котельная №1 п.г.т. Игрим								
Установленная мощность	Гкал/час	34,09	34,09	34,09	34,09			
Располагаемая мощность	Гкал/час	18,56	18,56	18,56	18,56			
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	20,47	23,84	24,4	25,15			
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	-1,91	-5,28	-5,84	-6,59			
БМК №1 п.г.т. Игрим								
Установленная мощность	Гкал/час					25,8	25,8	25,8
Располагаемая мощность	Гкал/час					25,8	25,8	25,8
Присоединенная нагрузка	Гкал/час					24,92	24	23,79
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час					0,88	1,8	2,01
Котельная №2 п.г.т. Игрим								
Установленная мощность	Гкал/час	33,29	33,29	33,29				
Располагаемая мощность	Гкал/час	16,53	16,53	16,53				
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	11,02	11,54	16,62				
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	5,51	4,99	-0,09				
БМК №2 п.г.т. Игрим								
Установленная мощность	Гкал/час				21,5	21,5	21,5	21,5
Располагаемая мощность	Гкал/час				21,5	21,5	21,5	21,5
Присоединенная нагрузка	Гкал/час				16,24	16,08	15,49	15,35
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час				5,26	5,42	6,01	6,15
Котельная №4 п.г.т. Игрим								
Установленная мощность	Гкал/час	10,30	10,30	10,30	10,30	10,30	10,30	10,30
Располагаемая мощность	Гкал/час	10,30	10,30	10,30	10,30	10,30	10,30	10,30
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	10,124	9,34	9,21	9	8,92	8,59	8,51
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,176	0,96	1,09	1,3	1,38	1,71	1,79

Параметр	Размерность	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2023	2024-2026
Котельная №9 п.г.т. Игрим								
Установленная мощность	Гкал/час	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
Располагаемая мощность	Гкал/час	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	0,256	0,256	0,256	0,256	0,256	0,256	0,256
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,244	0,244	0,244	0,244	0,244	0,244	0,244
Котельная №6 п.Ванзетур								
Установленная мощность	Гкал/час	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20
Располагаемая мощность	Гкал/час	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	2,058	1,3	1,21	1,13	1,13	1,13	1,13
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	1,142	1,9	1,99	2,07	2,07	2,07	2,07

Для систем теплоснабжения от теплоисточников, где недостаточно запаса пропускной способности был разработан ряд мероприятий по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра. Перечень данных мероприятий приведен в Разделе 8. «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них» Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения городского поселения Игрим.

Для покрытия перспективных нагрузок необходимо провести реконструкцию участков тепловых сетей с увеличением диаметра в существующих зонах теплоснабжения следующих энергоисточников:

- Котельная №1 пгт Игрим;
- Котельная №2 пгт Игрим;
- Котельная №4 пгт Игрим.

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

Пгт Игрим городского поселения Игрим

Данный район имеет дефицит тепловой мощности нетто источников тепловой энергии на 2014 г, равный 6,8 Гкал/ч: котельная №1 – дефицит 5,66 Гкал/ч, котельная №2 – резерв 2,17 Гкал/ч, котельная №3 – резерв 0,37 Гкал/ч, котельная №4 – дефицит 1,9 Гкал/ч, котельная №5 – дефицит 1,92 Гкал/ч.

В районе, возникает необходимость в закрытии существующей котельной №3 в связи с ее неэффективностью. Нагрузка данной котельной будет передана на котельную №1, в связи с этим дефицит мощности нетто на котельной №1 увеличится до 10,14 Гкал/ч. Поэтому предлагается вблизи котельной №1 строительство новой БМК №1, установленной мощностью 30 МВт, это позволит полностью обеспечить покрытие перспективных нагрузок и к 2026 году сохранится резерв порядка 2 Гкал/ч.

В период 2015-2016 гг планируется закрытие существующей котельной №5 в связи с ее неэффективностью. Нагрузка данной котельной будет передана на котельную №2, в связи с этим на котельной №2 возникает дефицит мощности 3,66 Гкал/ч. Поэтому предлагается вблизи котельной №2 строительство новой БМК №2,

установленной мощностью 25 МВт, это позволит полностью обеспечить покрытие перспективных нагрузок и к 2026 году сохранится резерв порядка 6 Гкал/ч.

На котельной №4 пгт Игрим уже в настоящее время существует дефицит тепловой мощности нетто, который составляет 1,9 Гкал/ч (19 %), в перспективе к 2019 году на котельной образуется небольшой избыток мощности в размере 0,11 Гкал/ч (3 %). Избыток мощности будет получен за счет вывода из эксплуатации ветхого жилья, построенного с учетом старых требований по энергоэффективности зданий и строительства нового жилья того же объема, но построенного с применением новых современных материалов и более низкими значениями удельной отопительной нагрузки. К 2026 году резерв тепловой мощности увеличится и составит 0,27 Гкал/ч.

В 2014/2015 гг планируется ввод в эксплуатацию котельной №9, к 2026 году резерв тепловой мощности этой котельной составит 0,17 Гкал/ч.

II. Ванзетур городского поселения Игрим

Данный район имеет резерв располагаемой тепловой мощности источника тепловой энергии вплоть до 2026 г (резерв 1,6 Гкал/ч).

В данном населенном пункте не планируется строительство новых источников тепловой энергии, так как существующие и перспективные нагрузки будут покрываться от существующего источника теплоснабжения.

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

Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок разрабатываются в соответствии с подпунктом 3 пункта 3 и пунктом 40 Требований к схемам теплоснабжения.

В результате разработки в соответствии с пунктом 40 Требований к схеме теплоснабжения должны быть решены следующие задачи:

- установлены перспективные объемы теплоносителя, необходимые для передачи теплоносителя от источника до потребителя в каждой зоне действия источников тепловой энергии;

- составлен баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети и определены резервы и дефициты производительности ВПУ, в том числе и в аварийных режимах работы системы теплоснабжения.

Согласно Приказу Минэнерго России от 30.12.2008 № 325 "Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии", к нормируемым технологическим затратам теплоносителя относятся:

- затраты теплоносителя на заполнение трубопроводов тепловых сетей перед пуском после плановых ремонтов и при подключении новых участков тепловых сетей;

- технологические сливы теплоносителя средствами автоматического регулирования теплового и гидравлического режима, а также защиты оборудования;

- технически обоснованные затраты теплоносителя на плановые эксплуатационные испытания тепловых сетей и другие регламентные работы.

Расчётные годовые потери сетевой воды (ПСВ) с утечкой определяются по формуле:

$$G_{ут}^H = \frac{aV^{срг} n_{год}}{100}$$

где: а – расчётное удельное значение ПСВ с утечкой из тепловой сети и систем теплоснабжения, м³/ч, принимается в размере 0,25 % от среднегодового объема тепловой сети;

$V^{ср}$ – среднегодовой объем сетевой воды в ТС, м³;

пгод – число часов работы системы теплоснабжения в течение года, ч.

Расчетные годовые ПСВ на пусковое заполнение тепловых сетей в эксплуатацию после планового ремонта и с подключением новых сетей и систем теплоснабжения после монтажа принимаются равными 1,5-кратному объему тепловых сетей по формуле:

$$G_{рп.п} = 1,5 \cdot V_{тс}$$

где: $V_{тс}$ – объем трубопроводов тепловой сети, на обслуживании МУП «ТВК», м³.

Расчетные годовые ПСВ на регламентные испытания определяются по формуле:

$$G_{рп.и} = 2 \cdot V_{тс}$$

Суммарные расчётные годовые ПСВ для системы теплоснабжения МУП «ТВК» в целом $G_{рпсв}$ (м³/год) определяются по формуле:

$$G_{рпсв} = G_{рп.п} + G_{рп.а} + G_{рп.и} + G^{ут}$$

где: $G_{рп.п}$ – расчетные годовые ПСВ на пусковое заполнение тепловых сетей в эксплуатацию после планового ремонта и с подключением новых сетей и систем после монтажа, м³;

$G_{рп.и}$ – расчетные годовые ПСВ при проведении плановых эксплуатационных испытаний и других регламентных работ на тепловых сетях, м³;

$G_{рп.а}$ – расчетные годовые ПСВ со сливами из средств автоматического регулирования и защиты, установленных на тепловых сетях, м³;

$G_{рут}$ – расчетные годовые ПСВ с утечкой из тепловой сети, м³.

Таким образом, потери сетевой воды прогнозировались на основе данных по существующему и перспективному объему сетевой воды в тепловых сетях (ёмкостям тепловых сетей) в системах теплоснабжения городского поселения Игрим.

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

Перспективные объемы теплоносителя, необходимые для передачи теплоносителя от источника тепловой энергии до потребителя в каждой зоне действия источников тепловой энергии, прогнозировались исходя из следующих условий:

➤ Регулирование отпуска тепловой энергии в тепловые сети в зависимости от температуры наружного воздуха принято по регулированию отопительной нагрузки с качественным методом регулирования с расчетными параметрами теплоносителя;

➤ Расчетный расход теплоносителя в тепловых сетях изменяется с темпом присоединения (подключения) суммарной тепловой нагрузки и с учетом реализации мероприятий по наладке режимов в системе транспорта теплоносителя;

➤ Сверхнормативный расход теплоносителя на компенсацию его потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям будет сокращаться, темп сокращения будет зависеть от темпа работ по реконструкции тепловых сетей;

Присоединение (подключение) всех потребителей во вновь создаваемых зонах теплоснабжения, на базе запланированных к строительству котельных будет осуществляться по независимой схеме присоединения систем отопления потребителей и закрытой схеме присоединения систем горячего водоснабжения через индивидуальные тепловые пункты.

Водоподготовительные установки предусмотрена в технологическом цикле четырех котельных городского поселения Игрим: котельная пгт Игрим №1, котельная пгт Игрим №2, котельная пгт Игрим №4, котельная пгт Игрим №9.

В таблице 84 приведены результаты расчета производительности ВПУ котельных, обеспечивающих теплоснабжение объектов ЖКС, для подпитки тепловых сетей в зоне их действия с учетом перспективных планов развития, а также результаты расчета аварийной подпитки тепловых сетей.

Анализ таблицы 84 показывает, что производительности водоподготовительных установок котельных №1, №2, №4 и №9 достаточно для покрытия существующих

нагрузок потребителей. В перспективе к 2026 году возникнет дефицит производительности ВПУ на котельных №1 и №2, который составит: котельная №1 – 0,22 т/ч; котельная №2 – 0,45 т/ч.

На котельных №9 и №4 в перспективе сохранится запас производительности водоподготовительных установок.

Таблица 84 - Результаты расчета производительности ВПУ котельных, обеспечивающих теплоснабжение объектов ЖКС, для подпитки тепловых сетей в зоне их действия с учетом перспективных планов развития

Котельная п.г.т. Игрим №1								
Расход теплоносителя на открытый водоразбор	т/час	2014	2015	2016	2017	2018	2023	2026
		0	0	0	0	0	0	0
Утечки теплоносителя в тепловых сетях	т/час	1,91	2,22	2,40	2,35	2,32	2,24	2,22
Производительность водоподготовительных установок	т/час	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Расход химически не обработанной и недеаэрированной воды на аварийную подпитку	т/час	5,09	5,92	6,40	6,27	6,19	5,97	5,92
Резерв("+" / Дефицит("-") производительности ВПУ в эксплуатационном режиме	т/час	0,09	-0,22	-0,4	-0,35	-0,32	-0,24	-0,22
Котельная п.г.т. Игрим №2								
Расход теплоносителя на открытый водоразбор	т/час	0	0	0	0	0	0	0
Утечки теплоносителя в тепловых сетях	т/час	1,40	2,15	2,12	2,07	2,05	1,97	1,95
Производительность водоподготовительных установок	т/час	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Расход химически не обработанной и недеаэрированной воды на аварийную подпитку	т/час	3,73	5,73	5,65	5,52	5,47	5,25	5,20
Резерв("+" / Дефицит("-") производительности ВПУ в эксплуатационном режиме	т/час	0,1	-0,65	-0,62	-0,57	-0,55	-0,47	-0,45
Котельная п.г.т. Игрим №4								
Расход теплоносителя на открытый водоразбор	т/час	0	0	0	0	0	0	0
Утечки теплоносителя в тепловых сетях	т/час	1,66	1,19	1,17	1,15	1,14	1,09	1,08

Производительность водоподготовительных установок	т/час	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
Расход химически не обработанной и недеаэрированной воды на аварийную подпитку	т/час	4,43	3,17	3,12	3,07	3,04	2,91	2,88
Резерв("+)/ Дефицит("-") производительности ВПУ в эксплуатационном режиме	т/час	2,54	3,01	3,03	3,05	3,06	3,11	3,12
Котельная п.г.т. Игрим №9								
Расход теплоносителя на открытый водоразбор	т/час	0	0	0	0	0	0	0
Утечки теплоносителя в тепловых сетях	т/час	0,14	0,14	0,14	0,13	0,13	0,13	0,12
Производительность водоподготовительных установок	т/час	1	1	1	1	1	1	1
Расход химически не обработанной и недеаэрированной воды на аварийную подпитку	т/час	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
Резерв("+)/ Дефицит("-") производительности ВПУ в эксплуатационном режиме	т/час	0,86	0,86	0,86	0,87	0,87	0,87	0,88

5.2 Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения

В соответствии со СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» (п.6.17) аварийная подпитка в количестве 2 % от объема воды в тепловых сетях и присоединенных к ним систем теплоснабжения осуществляется химически необработанной и недеаэрированной водой.

Баланс производительности ВПУ в аварийных режимах представлен в таблице 84.

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

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии разработаны в соответствии с пунктом 41 Требований к схемам теплоснабжения.

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

- определены условия организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления;

- приведено обоснование отсутствия предложений по строительству источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок;

- приведено обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок;

- приведено обоснование отсутствия предложений по реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок;

- приведено обоснование для технического перевооружения котельных;

- приведено обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии;

- приведено обоснование отсутствия предложений по переводу в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии;

- приведено обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии;

- приведено обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии;
- приведено обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями;
- приведено обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения;
- приведено обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии;
- приведен расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии).

В качестве основных материалов при подготовке предложений по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников теплоснабжения в настоящей работе были приняты материалы Генерального плана городского поселения Игрим, «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.

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 μ и удельная длина λ 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, м^2 ;

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

L – суммарная длина трубопроводов тепловой сети, образующей зону действия источника теплоты, 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 $100 \text{ м}^2/\text{Гкал/ч}$;

- зона предельной эффективности централизованного теплоснабжения определяется показателем удельной материальной характеристики плотности тепловой нагрузки ниже 200 м²/Гкал/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.

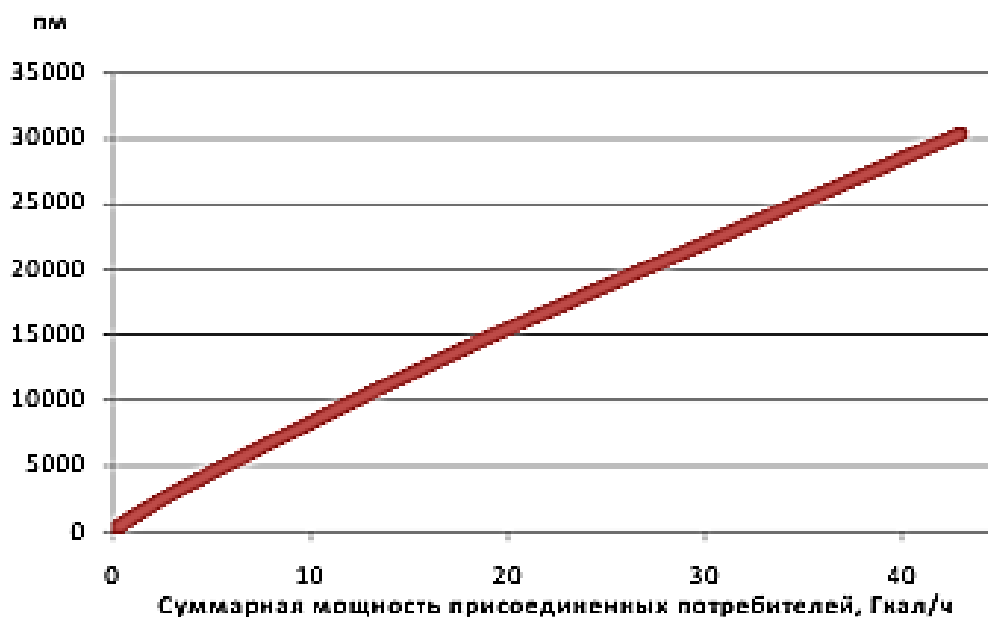


Рисунок 44 - Ориентировочное значение предельной протяженности тепловых сетей в зоне равномерной тепловой плотности, соответствующее уровню нормативных потерь 10 %

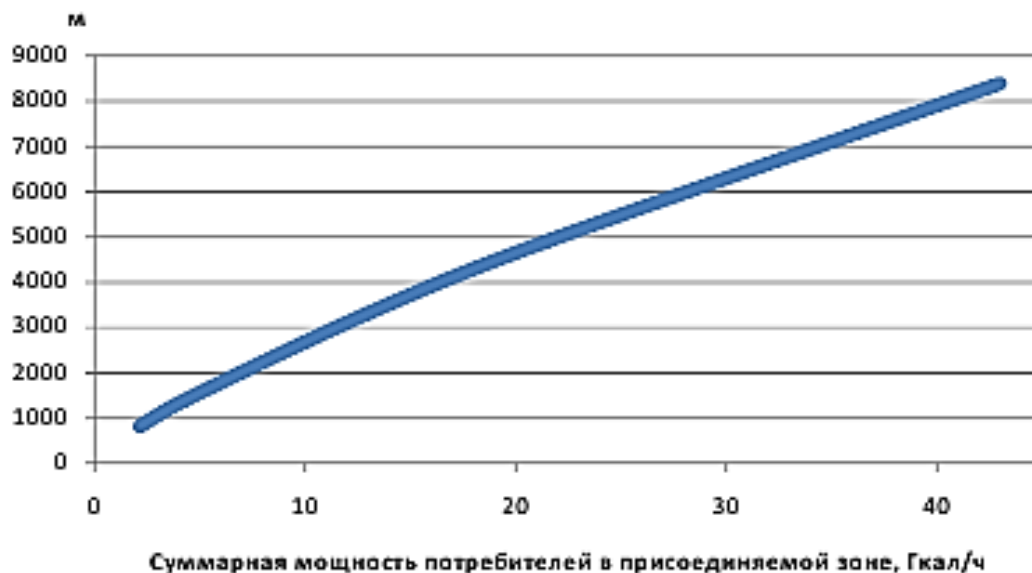


Рисунок45 - Ориентировочное значение предельной протяженности магистральной тепловой сети от источника до присоединяемой зоны

Организация теплоснабжения в зонах перспективного строительства и реконструкции осуществляется на основе принципов определяемых статьей 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.

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}/\text{ч});

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

Зоны с теплоплотностью больше 0,4 Гкал/(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 Гкал/(ч га) нецелесообразно рассматривать централизованное теплоснабжение. В этих зонах следует проектировать системы децентрализованного теплоснабжения от индивидуальных домовых или поквартирных источников теплоты.

Радиус эффективного теплоснабжения не просто измеритель, а экономическая категория, которая может быть использована при рассмотрении задач о расширении, сокращении, трансформации, объединении зон действия, как инвестиционных проектов.

Для существующих зон действия источников теплоснабжения может быть вычислен только сложившийся радиус зоны действия источника тепловой энергии

(мощности). Радиус эффективного теплоснабжения для существующей зоны действия рассчитывать бессмысленно, так как зона действия уже сложилась и, естественно, установлены все индикаторы стоимости товарного отпуска тепловой энергии. Присоединение новых потребителей в существующей зоне источника тепловой энергии (при условии существования резервов тепловой мощности и запасов пропускной способности трубопроводов) как минимум не приведёт к увеличению совокупных затрат в системе теплоснабжения, а только улучшит существующую ситуацию.

В городском поселении Игрим базовыми источниками отпуска тепловой энергии являются котельные. Именно они обеспечивают большую часть тепловой нагрузки поселения. Сложившиеся их зоны действия покрывают наиболее плотные по застройке и тепловой нагрузке районы.

Таким образом, централизованное теплоснабжение предусмотрено для существующей застройки и перспективной многоэтажной застройки.

Под индивидуальным теплоснабжением понимается, в частности, печное отопление и теплоснабжение от индивидуальных (квартирных) котлов. По существующему состоянию системы теплоснабжения индивидуальное теплоснабжение применяется в индивидуальном малоэтажном жилищном фонде.

Поквартирное отопление в многоквартирных многоэтажных жилых зданиях по состоянию базового года разработки схемы теплоснабжения не применяется и на перспективу не планируется. На перспективу индивидуальное теплоснабжение предусматривается для индивидуального жилищного фонда.

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 населенном пункте 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

Основной целью развития энергосистемы является качественное, надежное, достаточное и доступное по цене обеспечение тепловой энергией 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 топлива, 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;
- 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;

- 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.

Рассматривая экономическую обоснованность строительства источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, в силу существующей потребности в электрической энергии для расхода на собственные нужды теплового хозяйства, что, в совокупности, должно привести к снижению себестоимости производства тепловой энергии, необходимо учитывать множество факторов.

В частности, вариант применения источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергией на основе газопоршневых двигателей для существующих или вновь строящихся котельных, выявляет ряд технических и экономических проблем, в частности:

1. Стоимость капитального ремонта газопоршневых двигателей может достигать 60–70% от первоначальной стоимости самого агрегата.

2. Регламентные и ремонтные работы для таких установок имеют весьма частые по периодичности и продолжительные по времени интервалы.

3. Замена моторного масла должна производиться один раз в 2–4 месяца (как правило через каждые 2000 часов работы). Одним из рекомендованных моторных масел для данных машин является Pegasus 705 (MOBIL). Оптовая цена составляет 160–180 рублей за литр, а специальное моторное масло для газовых поршневых

двигателей марки Mysella 15W–40 (Shell) – стоит 40 999 рублей за бочку объемом в 208 литров.

4. Фактический расход моторного масла на 30 МВт установке «Jenbacher GE» может достигать 15 000 литров в год (при цене 180 руб/л, стоимость 2,7 млн. руб/год).

5. Так как моторное масло выгорает в значительных объемах, поршневые агрегаты имеют повышенный уровень вредных выбросов в атмосферу. Для соответствия требованиям по экологии, при использовании поршневых машин, необходимо строить дорогостоящие высокие дымовые трубы, с учетом уже имеющегося уровня ПДК в окружающей среде.

6. Отработанное масло установок нельзя сбрасывать на грунт. В частности для установки мощностью в 30 МВт потребуется утилизировать 600 литров масла, а это также ведет к дополнительным расходам для владельцев электростанции.

7. Один раз в 3–4 месяца потребуется замена дорогостоящих свечей зажигания (100–120€ за 1 штуку). На 6 МВт электростанции на базе 4 газопоршневых агрегатов «Cummins», единовременной замены потребуют сразу 80 специальных свечей зажигания. Выполнение этого простого периодического регламента потребует внушительной суммы ~10 000€. К примеру, стоимость расходных материалов на год эксплуатации для агрегата «GE Jenbacher» JMS–320 GS мощностью 30 МВт составляет 9 800 €.

8. Периодической замене также подлежат высоковольтные провода и воздушные фильтры установок.

9. Содержание CO (при 15% O₂ в атмосферном воздухе) для двигателей находится на уровне 180–210 мг/м³, и это несмотря на наличие в выхлопном тракте «Йенбахер» дорогостоящей каталитической очистки уходящих газов. Для соответствия требованиям по ПДК, при использовании машин необходимо строить высокие дымовые трубы (до 100–120 метров).

10. Установки при работе имеют вибрации и низкочастотный шум, распространяющийся на значительное расстояние. Доведение шума до стандартных значений возможно, но необходимы дорогостоящие решения.

11. Цены на установки находятся в диапазоне 1300–2000€ за кВт установленной мощности при строительстве электростанции «под ключ».

Стоимость основного силового генерационного оборудования в структуре цены газотурбинной электростанции составляет лишь 50-60 %. Остальные деньги тратятся на массу дополнительного оборудования, проектные, строительные-монтажные (СМР) и пусконаладочные работы (ПНР).

В связи с вышесказанным строительство в ГП Игрим источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в настоящее время является не рациональным.

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

Данный раздел не рассматривался, ввиду отсутствия источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергией.

6.3 Анализ локальных и системных факторов для обоснования предложений по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии городское поселение Игрим

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 85).

Таблица 85 - Удельное годовое электропотребление населения, кВт ч/чел

Обеспеченность плитами для приготовления пищи	Обеспеченность общей площадью, м2/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.

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

6.4.1 Определение существующих котельных и их зон в зонах действия крупных котельных

Котельная №1 пгт Игрим расположена по адресу пгт. Игрим, ул. Быстрицкого,9. Установленная тепловая мощность котельной составляет 34,09 Гкал/ч. Располагаемая тепловая мощность по состоянию на 2013 год составляет 18,56 Гкал/ч. Присоединенная тепловая нагрузка – 20,47 Гкал/ч.

Котельная обеспечивает тепловой энергией жилых и общественных потребителей в пгт. Игрим. В зоне действия котельной №1 другие котельные не эксплуатируются.

Котельная №2 пгт Игрим расположена по адресу пгт. Игрим, ул. Лермонтова, 1а. Установленная тепловая мощность котельной составляет 33,29 Гкал/ч. Располагаемая

тепловая мощность по состоянию на 2013 год – 16,53 Гкал/ч. Присоединенная тепловая нагрузка – 11,02 Гкал/ч.

Котельная обеспечивает тепловой энергией жилых и общественных потребителей в пгт. Игрим.

В зоне действия существующей котельной №2 других источников тепловой энергии – нет.

Котельная №3 пгт Игрим расположена по адресу пгт. Игрим, ул. Кооперативная, 70. Установленная тепловая мощность котельной составляет 7,2 Гкал/ч. Располагаемая тепловая мощность по состоянию на 2013 год – 2,84 Гкал/ч. Присоединенная тепловая нагрузка – 1,9 Гкал/ч.

Котельная обеспечивает тепловой энергией жилых и общественных потребителей в пгт. Игрим.

В зоне действия существующей котельной №3 других источников тепловой энергии – нет.

Котельная №4 пгт Игрим расположена по адресу пгт. Игрим, ул. Промышленная, 55. Установленная тепловая мощность котельной составляет 10,3 Гкал/ч. Располагаемая тепловая мощность по состоянию на 2013 год – 10,3 Гкал/ч. Присоединенная тепловая нагрузка – 10,124 Гкал/ч.

Котельная обеспечивает тепловой энергией жилых и общественных потребителей в пгт. Игрим.

В зоне действия существующей котельной №4 других источников тепловой энергии – нет.

Котельная №5 пгт Игрим расположена по адресу пгт. Игрим, ул. Промышленная. Установленная тепловая мощность котельной составляет 10,8 Гкал/ч. Располагаемая тепловая мощность по состоянию на 2013 год – 4,26 Гкал/ч. Присоединенная тепловая нагрузка – 5,32 Гкал/ч.

Котельная обеспечивает тепловой энергией жилых и общественных потребителей в пгт. Игрим.

В зоне действия существующей котельной №5 других источников тепловой энергии – нет.

Котельная №6 п. Ванзетур расположена по адресу п. Ванзетур, ул. Таежная 13. Установленная тепловая мощность котельной составляет 3,2 Гкал/ч. Располагаемая

тепловая мощность по состоянию на 2013 год – 3,2 Гкал/ч. Присоединенная тепловая нагрузка – 2,058 Гкал/ч.

Котельная обеспечивает тепловой энергией жилых и общественных потребителей в п. Ванзетур.

В зоне действия существующей котельной №6 других источников тепловой энергии – нет.

Котельная №9 пгт Игрим расположена по адресу пгт. Игрим, ул. Водников, 5а. Установленная тепловая мощность котельной составляет 0,5 Гкал/ч. Располагаемая тепловая мощность по состоянию на 2013 год – 0,5 Гкал/ч. Присоединенная тепловая нагрузка – 0,256 Гкал/ч. Котельная будет введена в эксплуатацию в отопительном периоде 2014/2015гг.

В зоне действия существующей котельной №9 других источников тепловой энергии – нет.

Так как на территории городского поселения Игрим в зоне действия существующих котельных №1, №2, №3, №4, №5, №6 и №9 нет других котельных осуществляющих теплоснабжение потребителей поселения, то реконструкция котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии в предлагаемой схеме теплоснабжения ГП Игрим не предусматривается.

6.5 Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных, по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработки тепловой и электрической энергии

На территории городского поселения Игрим не планируется строительство источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, поэтому перевод котельных в пиковый режим в зоне действия ТЭЦ осуществляться не будет.

6.6 Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии

На территории городского поселения Игрим источников с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла не существует.

6.7 Обоснование предлагаемых для вывода в резерв или вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии

В соответствие с частью 2 главы 2 обосновывающих материалов к Схеме теплоснабжения были выявлены неэффективные котельные городского поселения Игрим по следующим параметрам:

- предельному сроку службы;
- повышенному удельному расходу топлива на выработку единицы тепловой энергии.

В таблице 86 приведен адресный список неэффективных котельных.

Таблица 86 - Адресный список неэффективных котельных

Наименование котельной, адрес	Теплоснабжающая организация	Располагаемая тепловая мощность котельной, Гкал/ч
Котельная №1, пгт. Игрим, ул. Быстрицкого, 9	МУП «ТВК»	18,56
Котельная №2, пгт. Игрим, ул. Лермонтова, 1а	МУП «ТВК»	16,53
Котельная №3, пгт. Игрим, ул. Кооперативная 70	МУП «ТВК»	2,84
Котельная №5, пгт. Игрим, ул. Промышленная	МУП «ТВК»	4,26
Котельная №6, п. Ванзетур, ул. Таежная 13	МУП «ТВК»	3,2

В таблице 87 приведены предложения по закрытию или модернизации неэффективных котельных по годам.

Котельная № 1 установленной мощностью 34,09 Гкал/ч. Оборудование котельной выработало свой нормативный срок службы и требует замены, система автоматизации не соответствует современным требованиям, отсутствует резервное топливо, кроме этого требует увеличения производительности система водоподготовки котельной.

Здание котельной находится в неудовлетворительном состоянии. В схеме предлагается на площадке вблизи здания котельной №1, предусмотреть новое строительство блочно-модульной котельной №1 с закольцовкой и реконструкцией систем теплоснабжения котельной №1 и котельной №3.

Установленная мощность модульного источника тепловой энергии для покрытия перспективных нагрузок должна быть не менее 30 МВт.

Котельная № 2 установленной мощностью 33,29 Гкал/ч. Оборудование котельной выработало свой нормативный срок службы и требует замены, система автоматизации не соответствует современным требованиям, отсутствует резервное топливо, кроме этого требует увеличения производительности система водоподготовки котельной.

В схеме предлагается на площадке вблизи котельной №2, предусмотреть новое строительство блочно-модульной котельной №2 с закольцовкой и реконструкцией систем теплоснабжения котельной №1 и котельной №5. Установленная мощность модульного источника тепловой энергии для покрытия перспективных нагрузок должна быть не менее 25 МВт.

Котельная №3 предназначена к выводу из эксплуатации с передачей нагрузки на котельную №1 после 2016 года.

Котельная №5 предназначена к выводу из эксплуатации с передачей нагрузки на котельную №2 после 2015 года.

Для устранения имеющихся проблем в эксплуатации системы теплоснабжения п. Ванзетур Схемой теплоснабжения предлагается провести реконструкцию котельной №6.

6.8 Обоснование предлагаемых для строительства котельных в зонах, необеспеченных централизованным теплоснабжением

В зонах, не обеспеченных в настоящее время теплоснабжением предполагается ввод в эксплуатацию к 2015 году котельной №9 установленной мощностью 0,5 Гкал/ч, работающей на природном газе.

Основное оборудование для котельной выбиралось на основании составленных балансов тепловой мощности и тепловой нагрузки, а также с учетом необходимости обеспечения аварийного резерва по СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети».

Согласно перспективным балансам тепловой мощности и тепловой нагрузки 2014-2015 гг. предлагается ввод в эксплуатацию в 2014-2015 году двух водогрейных котлов КВа-0,3 (по 0,25 Гкал/ч).

Таблица 87 - Предложения по закрытию или модернизации неэффективных котельных по годам

Котельная	Установленная мощность котельной, Гкал/ч													Примечание
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
Закрытие неэффективных котельных														
Котельная №1, пгт. Игрим	34,09	34,09	34,09	34,09	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Закрытие котельной и перевод нагрузки на новую БМК №1
Котельная №2, пгт. Игрим	33,29	33,29	33,29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Закрытие котельной и перевод нагрузки на новую БМК №2
Котельная №3, пгт. Игрим	7,2	7,2	7,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Закрытие котельной и перевод нагрузки на котельную №1
Котельная №5, пгт. Игрим	10,8	10,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Закрытие котельной и перевод нагрузки на котельную №2
Котельная №6, п. Ванзетур	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	Реконструкция котельной с сохранением установленной мощности

6.9 Обоснование реализации мероприятий по установке нового оборудования на действующих котельных

В планах по реконструкции котельной №6 присутствует замена старого изношенного котлоагрегата типа КВр-1,5 мощностью 1,2 Гкал/ч, год изготовления 1997, на котел КВм-1,4-95ТШПм аналогичной тепловой мощности.

Кроме этого следует провести реконструкцию системы топливоснабжения и топливоподачи (строительство крытого склада угля, оборудования площадки для разгрузки угля, монтаж транспортеров для механизированной подачи угля в котлоагрегаты), выполнить реконструкцию котельной, установив систему водоподготовки мощностью не менее 0,5 м³/ч

Модернизацию котельной запланировано выполнить поэтапно с 2017-2020 гг, производя ввод котла в эксплуатацию в 2018 году, модернизация системы топливоснабжения планируется к проведению в период 2018-2020 гг, ввод в эксплуатацию системы водоподготовки в 2017 г.. Реализация мероприятия позволит обеспечить надежное и качественное снабжение тепловой энергией потребителей в зоне теплоснабжения от котельной №6 и снизить затраты на выработку 1 Гкал тепловой энергии.

6.10 Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями

Территория строительства индивидуальных жилых домов согласно Генерального плана городского поселения Игрим, не входит в границы радиуса эффективного теплоснабжения.

Подключение таких потребителей к централизованному теплоснабжению неоправданно в виду значительных капитальных затрат на строительство тепловых сетей.

Плотность индивидуальной и малоэтажной застройки мала, что приводит к необходимости строительства тепловых сетей малых диаметров, но большой протяженности.

Таким образом, теплоснабжения вновь строящихся индивидуальных жилых зданий предусматривается путем установки индивидуальных котлов, работающих на газе или печном топливе.

6.11 Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории городского поселения Игрим

На территории городского поселения Игрим не предполагается развитие и новое строительство производственных мощностей, подключаемых к существующим системам теплоснабжения.

6.12 Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения городского поселения Игрим и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии

Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки, а также ее распределение между источниками представлено в Главе 4 «Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки» Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения городского поселения Игрим до 2026 г.

Обоснованность перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в системе теплоснабжения городского поселения определяется подходами расчета приростов тепловых нагрузок и определению на их основе перспективных нагрузок по периодам, определенным техническим заданием на разработку схемы теплоснабжения.

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 городского поселения.

6.13 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.

При расчетах были использованы полуэмпирические соотношения, полученные в результате анализа структуры себестоимости производства и транспорта тепловой энергии в функционирующих в настоящее время системах теплоснабжения.

6.13.1 Определение радиусов эффективного теплоснабжения котельных

Перспективный радиус эффективного теплоснабжения определен для существующего состояния систем теплоснабжения и расчетного периода (2026 г.) с учетом приростов тепловой нагрузки и расширения зон действия источников тепловой энергии (мощности). Результаты расчетов представлены в таблице 88.

Таблица 88 - Радиусы теплоснабжения источников тепловой энергии, обеспечивающих теплоснабжение объектов городского поселения Игрим

Наименование источника тепловой энергии	Радиус эффективного теплоснабжения, м	
	2012-2013 гг	2026
Городское поселение Игрим		
Котельная №1	7458	8824
Котельная №2	4182	5773
Котельная №3	1225	-
Котельная №4	3863	3679
Котельная №5	2133	-
Котельная №6	906	596
Котельная №9 (ввод в 2014 году)	213	213

Для ряда источников тепловой энергии эффективный радиус не изменяется по причине отсутствия приростов тепловой нагрузки в их зонах действия.

Для остальных источников изменение эффективного радиуса определяется не только приростом тепловой нагрузки, но и изменением зоны действия источников. При этом необходимо отметить, что значительных изменений эффективного радиуса не происходит, так как основные влияющие параметры либо не изменялись (температурный график, удельная стоимость материальной характеристики тепловой сети), либо их изменения не приводили к существенным отклонениям от существующего состояния в структуре распределения тепловых нагрузок в зонах действия источников тепловой энергии.

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 городского поселения Игрим.

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них разработаны в соответствии с пунктом 43 Требований к схемам теплоснабжения.

В результате разработки в соответствии с пунктом 43 Требований обоснованы следующие предложения:

а) реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов);

б) строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения;

в) строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения;

г) строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных;

д) строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения;

е) реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;

ж) реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса;

з) строительство и реконструкция насосных станций.

Соответствующая стоимость требуемого обеспечения перспективных нагрузок определена в Главе 10 отчета.

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

Так как в предлагаемой схеме теплоснабжения для покрытия дефицитов тепловой мощности источников предусматривается строительство новых более мощных источников теплоснабжения, располагающихся на площадках существующих котельных №1 и №2, реконструкция существующих сетей будет сводиться к закольцовке сетей котельных №2 и №5, а также закольцовке сетей от котельных №1 и №3.

Принятая в городе тупиковая схема тепловых сетей в целом обеспечивает нормативную надежность системы теплоснабжения. Гидравлический расчет не выявил избыточные запасы пропускной способности магистральным и внутриквартальным сетям.

7.2 Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную комплексную застройку во вновь осваиваемых районах городского поселения

По состоянию на 01.01.2014 г. тепловые сети МУП «ТВК» находятся в удовлетворительном состоянии.

Так как схема теплоснабжения предусматривает закрытие котельных №3 и №5 и консервацию их оборудования, передача потребителей этих котельных предусматривается на котельные №1 и №2. Это мероприятие потребует прокладки новых участков тепловой сети и перекладки части участков существующей сети.

В таблице 89 приведен перечень участков тепловой сети, строительство которых, необходимо для подключения новых абонентов согласно разработанной схемы г.п. Игрим, в разрезе по каждому источнику тепловой энергии

Таблица 89 - Перечень участков тепловой сети для подключения новых потребителей

№ п/п	Начало участка	Конец участка	Диаметр Ду, мм	Протяженность теплотрассы в двухтрубном исполнении L, м	Тип прокладки	Тип изоляции
Тепловые сети от котельной №1						
2014 г						
Монтаж						
1	1TK1.26	П1-12-1	50	50	Подземная бесканальная	ППУ
2	1TK1.1.9	П2-12-1	50	11.32	Подземная бесканальная	
3	1TK1-3.2	П3-13-1	80	36.8	Подземная бесканальная	
4	1TK1-3.3.1	П4-13-1	80	23.5	Подземная бесканальная	
5	1TK1-3.7	П5-13-1	80	21.1	Подземная бесканальная	
6	1TK1.26	1TK1.27	250	277	Подземная бесканальная	
7	1TK1.27	1TK1.27.1	100	35.5	Подземная бесканальная	
8	1TK1.27.1	П1-14-1	50	11.4	Подземная бесканальная	
9	1TK1.27.1	1TK1.27.2	80	79.15	Подземная бесканальная	
10	1TK1.27.2	П2-14-1	50	11	Подземная бесканальная	
11	1TK1.27.2	П3-14-1	50	69	Подземная бесканальная	
12	1TK1.27	1TK1.27-1	100	93	Подземная бесканальная	
13	1TK1.27-1	П4-14-1	50	12.5	Подземная бесканальная	
14	1TK1.1.2-3.1	П5-14-1	50	20	Подземная бесканальная	
15	1TK1-7.2	1TK1-7.2-1	80	76.85	Подземная бесканальная	
16	1TK1-7.2-1	П6-14-1	80	17.05	Подземная бесканальная	
17	1TK1-7.2-1	П7-14-1	80	70.06	Подземная бесканальная	
18	1TK1-7.4	П8-14-1	80	66	Подземная бесканальная	
Перекладка						
3	1TK1	1TK1.1	200=>420	53,2	Подземная бесканальная	ППУ
4	1TK1.1	1TK1.1.1	100=>420	79,4	Подземная бесканальная	
5	1TK1.1.1	1TK1.1.2	150=>420	45,8	Подземная бесканальная	
6	1TK1.1.2	1TK1.1.3	100=>420	24,9	Подземная бесканальная	
7	1TK1.24	ул. Молодёжная, 24	32=>50	15,5	Подземная бесканальная	
8	1TK1.1-1	1TK1.1-2	100=>150	25,6	Подземная бесканальная	

№ п/п	Начало участка	Конец участка	Диаметр Ду, мм	Протяженность теплотрассы в двухтрубном исполнении L, м	Тип прокладки	Тип изоляции	
9	1TK1.1-2	1TK1.1-3	100=>150	60,1	Подземная бесканальная		
10	1TK1.1-3	1TK1.1-4	100=>150	34,3	Подземная бесканальная		
11	1TK1.1-4	1TK1.1-5	100=>150	43,8	Подземная бесканальная		
12	1TK1.11-4	пер. Школьный, 3	32=>50	69,7	Подземная бесканальная		
13	1TK1-7.1	1TK1-7.2-1	50=>100	80,1	Подземная бесканальная		
14	1TK1.6	1TK1.7	100=>325	138	Подземная бесканальная		
15	1TK1.7	1TK1.8	100=>325	19,3	Подземная бесканальная		
16	1TK1.8	1TK1.9	100=>325	26,5	Подземная бесканальная		
17	1TK1.9	1TK1.10	100=>325	8,3	Подземная бесканальная		
18	1TK1.10	1TK1.11	100=>325	34,5	Подземная бесканальная		
19	1TK1.21	Молодежная, 17	50=>100	14,3	Подземная бесканальная		
20	1TK1.13	1TK1.14	100=>150	76	Подземная бесканальная		
21	1TK1.14	1TK1.15	100=>150	29,4	Подземная бесканальная		
22	1TK1.15	1TK1.16	100=>150	37,8	Подземная бесканальная		
23	1TK1.16	1TK1.17	100=>150	38,9	Подземная бесканальная		
24	1TK1.17	1TK1.18	100=>150	34,4	Подземная бесканальная		
25	1TK1.18	1TK1.19	100=>150	63,8	Подземная бесканальная		
2015							
Монтаж							
1	1TK1-3-4	1TK1-3-5	150	43,66	Подземная бесканальная		ППУ
2	1TK1-3-5	1TK1-10	150	45,63	Подземная бесканальная		
3	1TK1-3-5	П1-15-1	80	13,5	Подземная бесканальная		
4	1TK1-4	П2-15-1	80	28,2	Подземная бесканальная		
5	1TK1-4	П3-15-1	80	9,4	Подземная бесканальная		
2016							
Монтаж							
1	1TK1.27-1	1TK1.27-1.1	80	58,73	Подземная бесканальная	ППУ	
2	1TK1.27-1	1TK1.27-2	80	122,46	Подземная бесканальная		
3	1TK1.27-1.1	П1-16-1	50	12,3	Подземная бесканальная		

№ п/п	Начало участка	Конец участка	Диаметр Ду, мм	Протяженность теплотрассы в двухтрубном исполнении L, м	Тип прокладки	Тип изоляции
4	1TK1.27-1.1	П2-16-1	50	86,6	Подземная бесканальная	
5	1TK1.27-2	П3-16-1	50	14,6	Подземная бесканальная	
6	1TK1.27-2	П4-16-1	50	82,7	Подземная бесканальная	
Перекладка						
1	1TK1.11	1TK1.12	150=>325	45,1	Подземная бесканальная	ППУ
2	1TK1.12	1TK1.13	150=>325	84,3	Подземная бесканальная	
3	1TK1.19	1TK1.20	150=>325	49,8	Подземная бесканальная	
4	1TK1.20	1TK1.21	150=>325	80,8	Подземная бесканальная	
5	Насосная	1TK1.22	150=>325	57	Подземная бесканальная	
6	1TK1.22	1TK1.23	150=>325	82,3	Подземная бесканальная	
2017-2021						
Монтаж						
1	1TK1.1-10.5.1	1TK1.1-10.5.2	150	162	Подземная бесканальная	ППУ
2	17-21	П1-(17-21)-1	100	34.3	Подземная бесканальная	
3	1TK1.1-10.5.1-1	1TK1.1-10.5.1-2	100	76.7	Подземная бесканальная	
4	1TK1.1-10.5.1-2	П2-(17-21)-1	50	19.3	Подземная бесканальная	
5	1TK1.1-10.5.1-2	П3-(17-21)-1	50	19.8	Подземная бесканальная	
6	1TK1.25	П4-(17-21)-1	50	54.1	Подземная бесканальная	
7	1TK1.19	1TK1.19-1	100	112	Подземная бесканальная	
8	1TK1.19-1	1TK1.19-1.1	100	27	Подземная бесканальная	
9	1TK1.19-1.1	П6-(17-21)-1	70	11	Подземная бесканальная	
10	1TK1.19-1.1	П7-(17-21)-1	70	44.2	Подземная бесканальная	
11	1TK1.18	П11-(17-21)-1	100	34.8	Подземная бесканальная	
12	1TK1.1.9-6	П12-(17-21)-1	50	16.5	Подземная бесканальная	
13	1TK1.1.8	1TK1.1.8-1	250	23	Подземная бесканальная	
14	1TK1.1.8-1	1TK1.1.8-1.1	200	36.2	Подземная бесканальная	
15	1TK1.1.8-1.1	1TK1.1.8-1.2	200	37.8	Подземная бесканальная	
16	1TK1.1.8-1.2	1TK1.1.8-1.3	200	55	Подземная бесканальная	
17	1TK1.1.8-1.3	1TK1.1.8-1.4	200	44.1	Подземная бесканальная	

№ п/п	Начало участка	Конец участка	Диаметр Ду, мм	Протяженность теплотрассы в двухтрубном исполнении L, м	Тип прокладки	Тип изоляции	
18	1TK1.1.8-1.4	1TK1.1.8-1.5	200	24.7	Подземная бесканальная		
19	1TK1.1.8-1.5	1TK1.1.8-1.6	200	50	Подземная бесканальная		
20	1TK1.1.8-1.6	1TK1.1.9-6	100	21.5	Подземная бесканальная		
21	1TK1.1.8-1	1TK1.1.8-1-1	200	34.8	Подземная бесканальная		
22	1TK1.1.8-1.2	1TK1.1.8-1.2-1	200	27.2	Подземная бесканальная		
23	1TK1.1.8-1	1TK1.1.8-2.1	200	27	Подземная бесканальная		
24	1TK1.1.8-2.1	1TK1.1.8-2	70	36.4	Подземная бесканальная		
25	1TK1.1.8-1.2-1	1TK1.1.8-1.2-2	200	55	Подземная бесканальная		
26	1TK1.1.8-1.4	1TK1.1.8-1.4.1	150	21.55	Подземная бесканальная		
27	1TK1.1.8-1.1	П14-(17-21)-1	70	13.3	Подземная бесканальная		
28	1TK1.1.8-1.3	П15-(17-21)-1	70	8.5	Подземная бесканальная		
29	1TK1.1.8-1.5	П16.1-(17-21)-1	50	12.3	Подземная бесканальная		
30	1TK1.1.8-1-1	П16.2-(17-21)-1	80	13.6	Подземная бесканальная		
31	1TK1.1.8-1.2-1	П17.1-(17-21)-1	80	78	Подземная бесканальная		
32	1TK1.1.8-2.1	П17.2-(17-21)-1	80	40	Подземная бесканальная		
33	1TK1.1.8-1.2-1	П18.1-(17-21)-1	80	16.7	Подземная бесканальная		
34	1TK1.1.8-1.4-1	П18.2-(17-21)-1	80	14.4	Подземная бесканальная		
35	1TK1.1.8-1.2-2	П19.1-(17-21)-1	80	17.8	Подземная бесканальная		
36	1TK1.1.8-1.4-1	П19.2-(17-21)-1	80	13.2	Подземная бесканальная		
37	1TK1.1.8-1.6	П19.3-(17-21)-1	80	76.5	Подземная бесканальная		
38	1TK1.1-5.3	П20-(17-21)-1	70	44.4	Подземная бесканальная		
39	1TK1.1.3-5.2	П21-(17-21)-1	50	131	Подземная бесканальная		ПШУ
40	1TK1.1.3-4	1TK1.1.3-4.1	200	50	Подземная бесканальная		
41	1K1.1.3-4.1	1TK1.1.3-4.2	200	140	Подземная бесканальная		
42	1TK1.1.3-4.2	1TK1.1.3-4.3	200	67.5	Подземная бесканальная		
43	1TK1.1.3-4.3	1TK1.1.3-4.4	200	93.5	Подземная бесканальная		
44	1K1.1.3-4.1	П23-(17-21)-1	80	12.7	Подземная бесканальная		
45	1TK1.1.3-4.2	П24-(17-21)-1	80	12.2	Подземная бесканальная		
46	1TK1.1.3-4.3	П25-(17-21)-1	80	12.1	Подземная бесканальная		

№ п/п	Начало участка	Конец участка	Диаметр Ду, мм	Протяженность теплотрассы в двухтрубном исполнении L, м	Тип прокладки	Тип изоляции
47	1TK1.1.3-4.4	П26-(17-21)-1	80	13	Подземная бесканальная	
48	1TK1.1.3-4.4	П27-(17-21)-1	80	146	Подземная бесканальная	
49	1TK1-11.1	П28-(17-21)-1	80	37.1	Подземная бесканальная	
Перекладка						
1	1TK1.1.5	1TK1.1.6	200=>250	78,2	Подземная бесканальная	ППУ
2	1TK1.1.6	1TK1.1.7	200=>250	26,6	Подземная бесканальная	
3	1TK1.1.7	1TK1.1.8	150=>250	43	Подземная бесканальная	
4	1TK1.1.3	1TK1.1.4	200=>250	50,4	Подземная бесканальная	
5	1TK1.1.4	1TK1.1.5	200=>250	75	Подземная бесканальная	
6	1TK1.1	1TK1.2	200=>250	45,6	Подземная бесканальная	
7	1TK1.2	1TK1.3	200=>250	25	Подземная бесканальная	
8	1TK1.3	1TK1.4	200=>250	28	Подземная бесканальная	
9	1TK1.1.12	1TK1.1.13	150=>250	30,2	Подземная бесканальная	
10	1TK1.1.11	1TK1.1.12	200=>250	79,3	Подземная бесканальная	
11	1TK1.1-10.2	1TK1.1-10.3	100=>150	25,5	Подземная бесканальная	
12	1TK1.1-10.3	1TK1.1-10.4	100=>150	30	Подземная бесканальная	
13	1TK1.1-10.4	1TK1.1-10.5	100=>150	32,9	Подземная бесканальная	
14	1TK1.1-10.5	1TK1.1-10.5.1	100=>150	46,61	Подземная бесканальная	
2022-2026						
Монтаж						
1	1TK1.1.14-1	П2-(22-26)-1	70	115	Подземная бесканальная	ППУ
2	1TK1.19-1	П3-(22-26)-1	100	21	Подземная бесканальная	
3	1TK1.1-5.2	П5-(22-26)-1	100	64	Подземная бесканальная	
4	1TK1.1А	П15-(22-26)-1	50	23.3	Подземная бесканальная	
5	1TK1.1Б	П16-(22-26)-1	50	22.5	Подземная бесканальная	
6	1TK1.1А	П18-(22-26)-1	50	14	Подземная бесканальная	
7	1TK1.4-7	П19-(22-26)-1	50	14.7	Подземная бесканальная	
8	1TK1.1Б	П20-(22-26)-1	50	13.6	Подземная бесканальная	
9	1TK1.6-2	П25-(22-26)-1	50	24.6	Подземная бесканальная	

№ п/п	Начало участка	Конец участка	Диаметр Ду, мм	Протяженность теплотрассы в двухтрубном исполнении L, м	Тип прокладки	Тип изоляции
10	1TK1.6A	П32-(22-26)-1	50	11.2	Подземная бесканальная	
11	1TK1.11-1	П35-(22-26)-1	70	18.5	Подземная бесканальная	
12	1TK1.11-2	П36-(22-26)-1	70	34.3	Подземная бесканальная	
13	1TK1.11	П37-(22-26)-1	50	14.3	Подземная бесканальная	
14	1TK1.11-4	П40-(22-26)-1	100	35	Подземная бесканальная	
15	1TK1-0	П42-(22-26)-1	150	10.6	Подземная бесканальная	
16	1TK1.5	П43-(22-26)-1	100	70.8	Подземная бесканальная	
17	1TK1-3-1	П44-(22-26)-1	80	18.4	Подземная бесканальная	
18	1TK1-14	П45-(22-26)-1	150	15	Подземная бесканальная	

Тепловые сети зоны котельной №2

2014						
Монтаж						
1	2TK11	K5	325	217	Подземная бесканальная	ППУ
2	КОТ. 2 НОВАЯ	K2	529	34	Подземная бесканальная	
3	5TK2-1	П1-14-5	70	10.6	Подземная бесканальная	
Перекладка						
1	2TK2	2TK3	150=>325	120,9	Подземная бесканальная	ППУ
2	2TK3	2TK4	100=>325	84	Подземная бесканальная	
3	2TK4	2TK5	150=>325	18,4	Подземная бесканальная	
4	2TK5	2TK6	150=>325	5,2	Подземная бесканальная	
5	2TK6	2TK7	150=>325	43,5	Подземная бесканальная	
6	2TK7	2TK8	150=>325	29,8	Подземная бесканальная	
7	2TK8	2TK9	150=>325	25	Подземная бесканальная	
8	2TK9	2TK10	150=>325	101	Подземная бесканальная	
9	2TK10	2TK11	100=>325	123,6	Подземная бесканальная	
2015						
Монтаж						
1	5TK1.1-14.6	П1-15-5	150	62	Подземная бесканальная	ППУ
2	2TK6.2	2TK6.2-1	150	108	Подземная бесканальная	

№ п/п	Начало участка	Конец участка	Диаметр Ду, мм	Протяженность теплотрассы в двухтрубном исполнении L, м	Тип прокладки	Тип изоляции
3	2TK6.2-1	П2-15-5	100	40.4	Подземная бесканальная	
Перекладка						
1	2TK6.1	2TK6.2	50=>100	78,7	Подземная бесканальная	ППУ
2017-2021						
Монтаж						
1	5TK2.3	5TK2.4	150	73.7	Подземная бесканальная	ППУ
2	5TK2.1-1	П1-(17-21)-5	70	46.6	Подземная бесканальная	
3	5TK2.2	П2-(17-21)-5	70	8.5	Подземная бесканальная	
4	5TK2.3	П3-(17-21)-5	70	40	Подземная бесканальная	
5	5TK2.4.1	П4-(17-21)-5	70	15.4	Подземная бесканальная	
6	5TK2.4.2	П5-(17-21)-5	70	13.6	Подземная бесканальная	
7	2TK2.14	П1-(17-21)-2	50	183	Подземная бесканальная	
8	2TK1	П3-(17-21)-2	150	200	Подземная бесканальная	
2022-2026						
Монтаж						
1	2TK10	2TK10A	325	37.8	Подземная бесканальная	ППУ
2	5TK1.4	П2-(22-26)-5	70	43.2	Подземная бесканальная	
3	5TK1.1-7.5	П3-(22-26)-5	70	33	Подземная бесканальная	
4	5TK1.1-13	П11-(22-26)-5	80	15.5	Подземная бесканальная	
5	5TK1.1-15.2	П12-(22-26)-5	80	29.3	Подземная бесканальная	
6	5TK1.1-15.5	П13-(22-26)-5	80	35.3	Подземная бесканальная	
7	5TK1.1-12	5TK1.1-12.1	80	46	Подземная бесканальная	
8	5TK1.1-12.1	П14-(22-26)-5	50	17.8	Подземная бесканальная	
9	5TK1.1-12.1	П15-(2-26)-5	50	16.7	Подземная бесканальная	
10	5TK1	П16-(22-26)-5	50	47.1	Подземная бесканальная	
11	5TK2-1	П17-(22-26)-5	50	53.4	Подземная бесканальная	

№ п/п	Начало участка	Конец участка	Диаметр Ду, мм	Протяженность теплотрассы в двухтрубном исполнении L, м	Тип прокладки	Тип изоляции
12	5ТК1-1.4	П18-(22-26)-5	80	23.2	Подземная бесканальная	
13	2ТК6.2-1	П19-(22-26)-5	100	25.9	Подземная бесканальная	
14	2ТК2.14-3	П1-(22-26)-2	100	32.9	Подземная бесканальная	
15	2ТК2.14-2.6.5	П2-(22-26)-2	100	15.3	Подземная бесканальная	
16	2ТК2.14-2.6.5	П3-(22-26)-2	100	34.5	Подземная бесканальная	
17	2ТК2.14-2.6.4	П4-(22-26)-2	100	29.3	Подземная бесканальная	
18	2ТК2.14-2.6.4	2ТК2.14-2.6.4-1	150	115	Подземная бесканальная	
19	2ТК2.14-2.6.4-1	П5-(22-26)-2	100	23.6	Подземная бесканальная	
20	2ТК2.14-2.6.4-1	П6-(22-26)-2	100	28.8	Подземная бесканальная	
21	2ТК2.14-2.3	2ТК2.14-2.4	100	43.4	Подземная бесканальная	
22	2ТК1.11-1	П14-(22-26)-2	50	26.8	Подземная бесканальная	
23	2ТК1.5	П15-(22-26)-2	80	13.7	Подземная бесканальная	

Тепловые сети зоны котельной №3

2017-2021						
Монтаж						
1	3ТК2.1-1.1	П1 -(17-21)-1	100	136	Подземная бесканальная	ППУ
2	3ТК2.1-1.2	3ТК2.1-1.3	150	71.3	Подземная бесканальная	
3	3ТК2.1-1.3	П2-(17-21)-1	100	19.68	Подземная бесканальная	
4	3ТК2.1-1.3	3ТК2.1-1.4	150	76.8	Подземная бесканальная	
2022-2026						
Монтаж						
1	3ТК2.1-1.3	П1-(22-26)-1	70	16.3	Подземная бесканальная	ППУ
2	3ТК2.1-2	П3-(22-26)-1	70	32.5	Подземная бесканальная	

Тепловые сети зоны котельной №4

2014						
Монтаж						
1	4ТК1.9	4ТК1.9-1	200	88.7	Подземная бесканальная	ППУ

№ п/п	Начало участка	Конец участка	Диаметр Ду, мм	Протяженность теплотрассы в двухтрубном исполнении L, м	Тип прокладки	Тип изоляции
2	4ТК1.9-1	4ТК1.9-2	200	183	Подземная бесканальная	
3	4ТК1.9-2	П1-13-1	70	7.7	Подземная бесканальная	
4	4ТК1.9-2	1ТК1.9-3	200	25.98	Подземная бесканальная	
5	4ТК1.9-3	1ТК1.9-4	200	16.4	Подземная бесканальная	
6	4ТК1.9-4	П1-14-4	200	12.5	Подземная бесканальная	
7	4ТК1.9-4	П2-14-4	200	13.6	Подземная бесканальная	
Перекладка						
1	4ТК1.19-2	Пром,35	50=>150	25		ППУ
2015						
Монтаж						
1	1ТК1.9-3А	1ТК1.9-4А	200	35.26	Подземная бесканальная	ППУ
2	1ТК1.9-4	1ТК1.9-5	200	100.5	Подземная бесканальная	
3	1ТК1.9-5	П1-15-4	200	10	Подземная бесканальная	
4	1ТК1.9-5	П2-15-4	200	40	Подземная бесканальная	
5	1ТК1.9-1	1ТК1.9-1.1	200	51.5	Подземная бесканальная	
6	1ТК1.9-1.1	П3-15-4	200	30	Подземная бесканальная	
Перекладка						
1	4ТК1.19-2	пер. Пром,6	50=>150	5,4	Подземная бесканальная	ППУ
2	4ТК1.24	М-н "Все для дома"	50=>150	22,9	Подземная бесканальная	
3	4ТК1.23	Культ,23а	50=>150	52	Подземная бесканальная	
4	4ТК1.19	4ТК1.19-1	70=>150	47,3	Подземная бесканальная	
5	4ТК1.9-1	4ТК1.19-2	50=>150	20	Подземная бесканальная	
2016						
Монтаж						
1	4ТК1.9-4А	П1-16-4	70	8.4	Подземная бесканальная	ППУ
2017-2021						
Монтаж						
1	4ТК1.1-2	4ТК1.1-3	150	102.3	Подземная бесканальная	ППУ
2	4ТК1.1-3	4ТК1.1-4	150	45	Подземная бесканальная	

№ п/п	Начало участка	Конец участка	Диаметр Ду, мм	Протяженность теплотрассы в двухтрубном исполнении L, м	Тип прокладки	Тип изоляции	
3	4TK1.1-4	4TK1.1-5	150	58.5	Подземная бесканальная		
4	4TK1.1-5	4TK1.1-10	100	91.1	Подземная бесканальная		
5	4TK1.1-3	П1-(17-21)-4	100	32.2	Подземная бесканальная		
6	4TK1.1-5	П2-(17-21)-4	100	24.5	Подземная бесканальная		
7	4TK1.2	4TK1.2А	325	55.8	Подземная бесканальная		
8	4TK1.2А	4TK1.2Б	325	72.3	Подземная бесканальная		
9	4TK1.2Б	4TK1.2В	325	106.5	Подземная бесканальная		
10	4TK1.2В	4TK1.13	250	31.7	Подземная бесканальная		
11	4TK1.2В	4TK1.2В-1	150	39.2	Подземная бесканальная		
12	4TK1.2В	4TK1.9	200	80.4	Подземная бесканальная		
13	4TK1.2-5	4TK1.2-5.1	200	113.5	Подземная бесканальная		
14	4TK1.2-5.1	4TK1.9-1	200	105	Подземная бесканальная		
15	4TK1	4TK1-41	200	176.1	Подземная бесканальная		
16	4TK1.2В-1	4TK1.13-2	100	39.2	Подземная бесканальная		
17	4TK1.2А	П3-(17-21)-4	150	16.8	Подземная бесканальная		
18	4TK1.2А	П4-(17-21)-4	150	18.2	Подземная бесканальная		
19	4TK1.2Б	П5-(17-21)-4	150	29.3	Подземная бесканальная		
20	4TK1.2Б	П6-(17-21)-4	150	23.6	Подземная бесканальная		
21	4TK1-1	П7-(17-21)-4	150	14.7	Подземная бесканальная		
22	4TK1-1	П8-(17-21)-4	150	11.3	Подземная бесканальная		
23	4TK1.7	П9-(17-21)-4	150	28.6	Подземная бесканальная		
24	4TK1.8	П10-(17-21)-4	150	30.7	Подземная бесканальная		
25	4TK1.2-5.1	4TK1.2-5.1А	200	27.6	Подземная бесканальная		ППУ
26	4TK1.2-5.1А	П11-(17-21)-4	150	18.3	Подземная бесканальная		
27	4TK1.2-5.1А	П12-(17-21)-4	150	15	Подземная бесканальная		
28	4TK1.2В-1	П13-(17-21)-4	150	33.2	Подземная бесканальная		
2022-2026							
Монтаж							
1	4TK1.2-10	4TK1.2-11	150	45.9	Подземная бесканальная	ППУ	

№ п/п	Начало участка	Конец участка	Диаметр Ду, мм	Протяженность теплотрассы в двухтрубном исполнении L, м	Тип прокладки	Тип изоляции
2	4ТК1.2-2	4ТК1.2-2А	150	44	Подземная бесканальная	
3	4ТК1.2-11	П3-(22-26)-4	150	11.2	Подземная бесканальная	
4	4ТК1.2-11	П4-(22-26)-4	150	53.2	Подземная бесканальная	
5	4ТК1.2-2А	П5-(22-26)-4	100	12.5	Подземная бесканальная	
6	4ТК1.2-2Б	П6-(22-26)-4	100	14.1	Подземная бесканальная	
7	4ТК1.2-2Б	П7-(22-26)-4	100	22	Подземная бесканальная	
8	1ТК1.9-1.1	1ТК1.9-1.2	150	58	Подземная бесканальная	
9	1ТК1.17-1	1ТК1.17-2	150	40.6	Подземная бесканальная	
10	1ТК1.17-2	1ТК1.17-3	150	99.8	Подземная бесканальная	
11	1ТК1.9-1.1	П9-(22-26)-4	100	17.6	Подземная бесканальная	
12	1ТК1.9-1.2	П10-(22-26)-4	100	15.3	Подземная бесканальная	
13	1ТК1.9-1.2	П11-(22-26)-4	100	122	Подземная бесканальная	
14	4ТК1.2В-1	П12-(22-26)-4	100	14.2	Подземная бесканальная	
15	4ТК1.14-1	П13-(22-26)-4	100	16.3	Подземная бесканальная	
16	4ТК1.15.1	П14-(22-26)-4	100	36.4	Подземная бесканальная	
17	4ТК1.17-2	П15-(22-26)-4	100	20.4	Подземная бесканальная	
18	4ТК1.17-3	П16-(22-26)-4	100	18.1	Подземная бесканальная	
19	4ТК1.17-3	П17-(22-26)-4	100	45.3	Подземная бесканальная	
20	4ТК1.11	П21(22-26)-4	150	133	Подземная бесканальная	
21	4ТК1.15-1	П22(22-26)-4	50	51	Подземная бесканальная	

Тепловые сети зоны котельной №9

2014						
Монтаж						
1	КОТЕЛЬНАЯ 9	6ТК1	200	21.9	Подземная бесканальная	ППУ
2		6ТК2	100	200	Подземная бесканальная	
3		6ТК3	100	232.77	Подземная бесканальная	
4		6ТК4	80	146.34	Подземная бесканальная	
5		6ТК5	80	84.1	Подземная бесканальная	
6		6ТК6	80	90.05	Подземная бесканальная	

№ п/п	Начало участка	Конец участка	Диаметр Ду, мм	Протяженность теплотрассы в двухтрубном исполнении L, м	Тип прокладки	Тип изоляции
7	6TK6	П1-13-6	50	26.4	Подземная бесканальная	
8	6TK2	П2-13-6	50	27	Подземная бесканальная	
2016						
Монтаж						
1	6TK3	П1-16-6	50	18.8	Подземная бесканальная	ППУ
2017-2021						
Монтаж						
1	6TK5	П1-(17-21)-6	80	25.2	Подземная бесканальная	ППУ
2	6TK2	П2-(17-21)-6	100	127	Подземная бесканальная	
2022-2026						
Монтаж						
1	6TK4	П1-(22-26)-6	50	24.3	Подземная бесканальная	ППУ

Строительство новых тепловых сетей от котельной №6 п. Ванзетур в схеме теплоснабжения не предусматривается.

Инвестиции необходимы только для проведения реконструкции существующих тепловых сетей.

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. Секционирование выводов с теплоисточников.
3. Строительство кольцующих перемычек на сетях.

В схеме теплоснабжения ГП Игрим устройства перемычек на тепловых сетях не предусматривается.

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 не предусматривается перевод котельных в пиковый режим работы.

Для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения ряд неэффективных котельных предлагается закрыть, а их потребителей перевести на снабжение тепловой энергией от других источников.

Предложения по перекладке тепловых сетей в зоне действия выводимых из эксплуатации котельных №3 и №5 и передаче их нагрузок на котельные №1 и №2 представлены в таблице 89.

7.5 Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения

Предложения по обеспечению нормативной надежности и безопасности теплоснабжения

Оценка надежности теплоснабжения потребителей городского поселения Игрим позволяет сделать следующие выводы:

1. В системах теплоснабжения городского поселения Игрим 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 «ТВК» организовать ремонты теплопроводов сетей в пгт Игрим и п Ванзетур.

С целью обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения потребителей тепловой энергии городского поселения Игрим 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.

Для обеспечения нормативных показателей надежности теплоснабжения схемой теплоснабжения предусмотрена реализация мероприятий по реконструкции участков с увеличением диаметра.

Перечень данных участков приведен в таблице 90.

7.6 Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки

Данные по строительству и реконструкции тепловых сетей представлены в таблице 90.

7.7 Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

С целью обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения потребителей тепловой энергии городского поселения Игрим 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.

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.

Трубопроводы тепловых сетей практически по всему тепловому хозяйству поселения (более 25 %) подлежат замене по причине ветхости и изношенности изоляции. Планами теплоснабжающих организаций заложена ежегодная замена определенного количества погонных метров ветхих сетей, что позволит уменьшить общий процент износа по данному виду имущества.

Таблица 90 - Перечень участков тепловой сети для переключений связи с увеличением диаметров трубопроводов

№ п/п	Начало участка	Конец участка	Диаметр Ду, мм	Протяженность теплотрассы в двухтрубном исполнении L, м	Тип прокладки	Тип изоляции
Тепловые сети от котельной №1						
Переключки						
3	1TK1	1TK1.1	200=>420	53,2	Подземная бесканальная	ППУ
4	1TK1.1	1TK1.1.1	100=>420	79,4	Подземная бесканальная	
5	1TK1.1.1	1TK1.1.2	150=>420	45,8	Подземная бесканальная	
6	1TK1.1.2	1TK1.1.3	100=>420	24,9	Подземная бесканальная	
7	1TK1.24	ул. Молодёжная, 24	32=>50	15,5	Подземная бесканальная	
8	1TK1.1-1	1TK1.1-2	100=>150	25,6	Подземная бесканальная	
9	1TK1.1-2	1TK1.1-3	100=>150	60,1	Подземная бесканальная	
10	1TK1.1-3	1TK1.1-4	100=>150	34,3	Подземная бесканальная	
11	1TK1.1-4	1TK1.1-5	100=>150	43,8	Подземная бесканальная	
12	1TK1.11-4	пер. Школьный, 3	32=>50	69,7	Подземная бесканальная	
13	1TK1-7.1	1TK1-7.2-1	50=>100	80,1	Подземная бесканальная	
14	1TK1.6	1TK1.7	100=>325	138	Подземная бесканальная	
15	1TK1.7	1TK1.8	100=>325	19,3	Подземная бесканальная	
16	1TK1.8	1TK1.9	100=>325	26,5	Подземная бесканальная	
17	1TK1.9	1TK1.10	100=>325	8,3	Подземная бесканальная	
18	1TK1.10	1TK1.11	100=>325	34,5	Подземная бесканальная	
19	1TK1.21	Молодежная, 17	50=>100	14,3	Подземная бесканальная	
20	1TK1.13	1TK1.14	100=>150	76	Подземная бесканальная	
21	1TK1.14	1TK1.15	100=>150	29,4	Подземная бесканальная	
22	1TK1.15	1TK1.16	100=>150	37,8	Подземная бесканальная	
23	1TK1.16	1TK1.17	100=>150	38,9	Подземная бесканальная	
24	1TK1.17	1TK1.18	100=>150	34,4	Подземная бесканальная	
25	1TK1.18	1TK1.19	100=>150	63,8	Подземная бесканальная	
26	1TK1.11	1TK1.12	150=>325	45,1	Подземная бесканальная	
27	1TK1.12	1TK1.13	150=>325	84,3	Подземная бесканальная	
28	1TK1.19	1TK1.20	150=>325	49,8	Подземная бесканальная	

№ п/п	Начало участка	Конец участка	Диаметр Ду, мм	Протяженность теплотрассы в двухтрубном исполнении L, м	Тип прокладки	Тип изоляции
29	1TK1.20	1TK1.21	150=>325	80,8	Подземная бесканальная	ППУ
30	Насосная	1TK1.22	150=>325	57	Подземная бесканальная	
31	1TK1.22	1TK1.23	150=>325	82,3	Подземная бесканальная	
32	1TK1.1.5	1TK1.1.6	200=>250	78,2	Подземная бесканальная	
33	1TK1.1.6	1TK1.1.7	200=>250	26,6	Подземная бесканальная	
34	1TK1.1.7	1TK1.1.8	150=>250	43	Подземная бесканальная	
35	1TK1.1.3	1TK1.1.4	200=>250	50,4	Подземная бесканальная	
36	1TK1.1.4	1TK1.1.5	200=>250	75	Подземная бесканальная	
37	1TK1.1	1TK1.2	200=>250	45,6	Подземная бесканальная	
38	1TK1.2	1TK1.3	200=>250	25	Подземная бесканальная	
39	1TK1.3	1TK1.4	200=>250	28	Подземная бесканальная	
40	1TK1.1.12	1TK1.1.13	150=>250	30,2	Подземная бесканальная	
41	1TK1.1.11	1TK1.1.12	200=>250	79,3	Подземная бесканальная	
42	1TK1.1-10.2	1TK1.1-10.3	100=>150	25,5	Подземная бесканальная	
43	1TK1.1-10.3	1TK1.1-10.4	100=>150	30	Подземная бесканальная	
44	1TK1.1-10.4	1TK1.1-10.5	100=>150	32,9	Подземная бесканальная	
45	1TK1.1-10.5	1TK1.1-10.5.1	100=>150	46,61	Подземная бесканальная	

Тепловые сети зоны котельной №2

Перекладка						
1	2TK2	2TK3	150=>325	120,9	Подземная бесканальная	ППУ
2	2TK3	2TK4	100=>325	84	Подземная бесканальная	
3	2TK4	2TK5	150=>325	18,4	Подземная бесканальная	
4	2TK5	2TK6	150=>325	5,2	Подземная бесканальная	
5	2TK6	2TK7	150=>325	43,5	Подземная бесканальная	
6	2TK7	2TK8	150=>325	29,8	Подземная бесканальная	
7	2TK8	2TK9	150=>325	25	Подземная бесканальная	
8	2TK9	2TK10	150=>325	101	Подземная бесканальная	
9	2TK10	2TK11	100=>325	123,6	Подземная бесканальная	
10	2TK6.1	2TK6.2	50=>100	78,7	Подземная бесканальная	ППУ

Денежные затраты только на приобретение труб в современной изоляции для замены **19 000** м труб по ориентировочным расчетам составят **90,42** млн руб.

7.8 Строительство и реконструкция насосных станций

Строительство новых насосных и реконструкция существующих насосных станций в городском поселении Игрим не планируется.

Глава 8. Перспективные топливные балансы

Перспективные топливные балансы разработаны в соответствии подпунктом 6 пункта 3 и пунктом 23 Требований к схемам теплоснабжения.

В результате разработки в соответствии с пунктом 23 Требований к схеме теплоснабжения должны быть решены следующие задачи:

- установлены перспективные объемы тепловой энергии, вырабатываемой на всех источниках тепловой энергии, обеспечивающие спрос на тепловую энергию и теплоноситель для потребителей, на собственные нужды котельных, на потери тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям, на хозяйственные нужды предприятий;

- установлены объемы топлива для обеспечения выработки тепловой энергии на каждом источнике тепловой энергии;

- определены виды топлива, обеспечивающие выработку необходимой тепловой энергии;

- установлены показатели эффективности использования топлива и предлагаемого к использованию теплоэнергетического оборудования.

Описание состояния топливоснабжения и системы обеспечения топливом городского поселения Игрим приведено в части 8 главы 1.

Основным видом топлива для производства тепловой энергии в городском поселении Игрим является газ, доля которого составляет 97 % в суммарном топливном балансе, 3 % потребления топлива приходится на уголь, который сжигается в котельной №6 п. Ванзетур.

Основными потребителями топлива в городе являются источники теплоснабжения - котельные. Самыми крупными потребителями природного газа являются: котельные МУП «ТВК» в п.г.т. Игрим (котельная №1 и котельная №2).

8.1 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 городского поселения

Расчеты перспективных годовых расходов основного вида топлива по каждому источнику тепловой энергии для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории городского поселения Игрим приведены в таблицах 91-97.

Таблица 91 - Расходы условного топлива на выработку тепловой энергии от котельной №1 в п.г.т. Игрим

Показатель	Размерность	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2023	2024-2026
Котельная №1 пгт Игрим								
Максимальный часовой расход условного топлива в зимний период	кг у.т./час	3334,32	3883,25	4192,74	4096,64	4059,17		
Максимальный часовой расход условного топлива в летний период	кг у.т./час	170,88	199,01	214,87	209,95	208,03		
Максимальный часовой расход условного топлива в переходный период	кг у.т./час	963,28	1121,87	1211,28	1183,51	1172,69		
Максимальный часовой расход натурального топлива в зимний период	м3/час	2693,93	3137,44	3387,49	3309,84	3279,57		
Максимальный часовой расход натурального топлива в летний период	м3/час	138,06	160,79	173,60	169,63	168,07		
Максимальный часовой расход натурального топлива в переходный период	м3/час	778,27	906,40	978,64	956,21	947,47		
Годовой расход условного топлива	т у т	7536,74	8777,52	9477,07	9259,84	9175,16		
Годовой расход натурального топлива	тыс м3	6089,24	7091,72	7656,91	7481,41	7412,99		

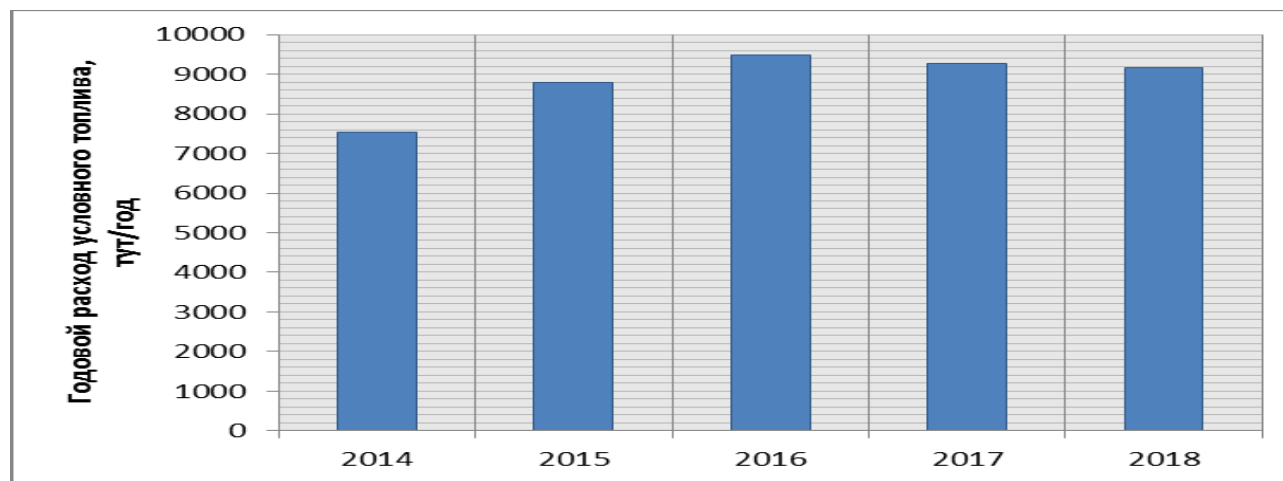


Таблица 92 - Расходы условного топлива на выработку тепловой энергии от новой БМК №1 в п.г.т. Игрим

Показатель	Размерность	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2023	2024-2026
Проектируемая БМК №1 пгт Игрим								
Максимальный часовой расход условного топлива в зимний период	кг у.т./час						3909,32	3875,11
Максимальный часовой расход условного топлива в летний период	кг у.т./час						200,35	198,59
Максимальный часовой расход условного топлива в переходный период	кг у.т./час						1129,40	1119,52
Максимальный часовой расход натурального топлива в зимний период	м3/час						3158,50	3130,86
Максимальный часовой расход натурального топлива в летний период	м3/час						161,87	160,45
Максимальный часовой расход натурального топлива в переходный период	м3/час						912,49	904,50
Годовой расход условного топлива	т у т						8836,43	8759,11
Годовой расход натурального топлива	тыс м3						7139,31	7076,84

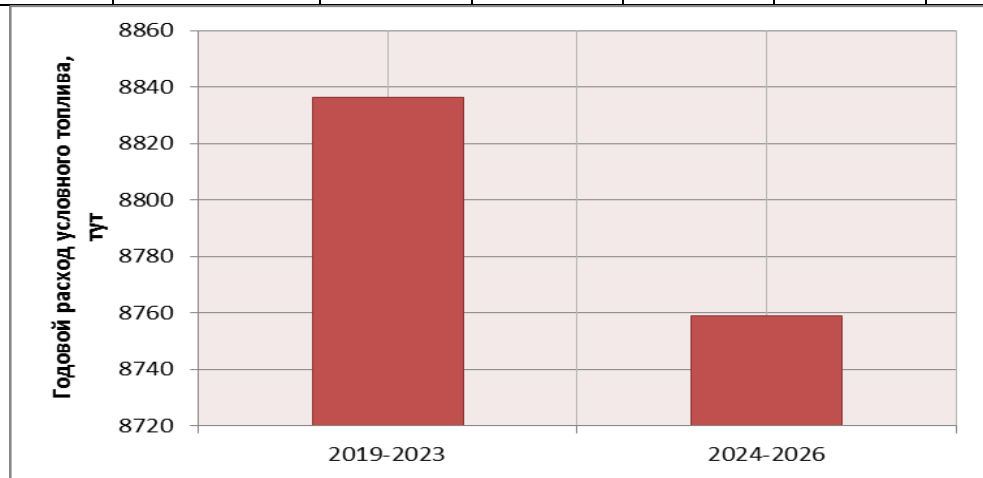


Таблица 93 - Расходы условного топлива на выработку тепловой энергии от котельной №2 в п.г.т. Игрим

Показатель	Размерность	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2023	2024-2026
Котельная №2 пгт Игрим								
Максимальный часовой расход условного топлива в зимний период	кг у.т./час	2332,28	3568,25	3517,46	3437,04	3403,17		
Максимальный часовой расход условного топлива в летний период	кг у.т./час	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Максимальный часовой расход условного топлива в переходный период	кг у.т./час	529,43	809,99	798,46	780,21	772,52		
Максимальный часовой расход натурального топлива в зимний период	м3/час	1884,34	2882,94	2841,90	2776,92	2749,56		
Максимальный часовой расход натурального топлива в летний период	м3/час	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Максимальный часовой расход натурального топлива в переходный период	м3/час	427,75	654,43	645,11	630,36	624,15		
Годовой расход условного топлива	т у т	5069,06	7755,39	7644,99	7470,19	7396,60		
Годовой расход натурального топлива	тыс м3	4095,50	6265,89	6176,70	6035,48	5976,01		

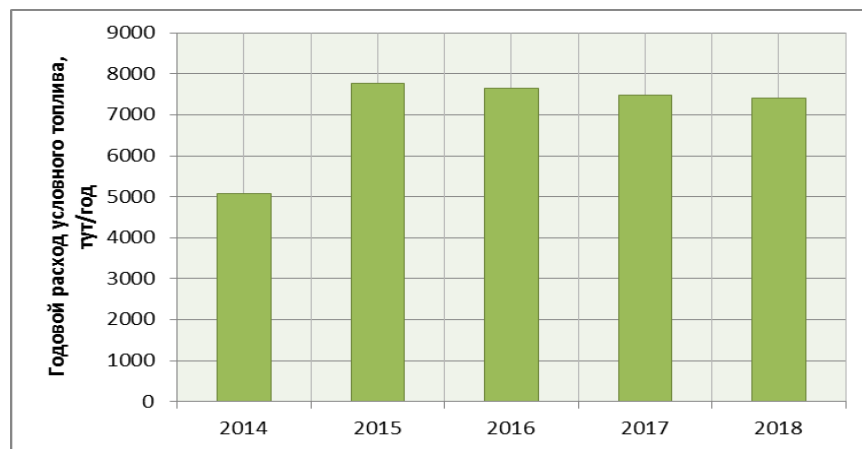


Таблица94 - Расходы условного топлива на выработку тепловой энергии от новой БМК №2 в п.г.т. Игрим

Проектируемая БМК №2 пгт Игрим								
Максимальный часовой расход условного топлива в зимний период	кг у.т./час						2405,28	2383,54
Максимальный часовой расход условного топлива в летний период	кг у.т./час						0,00	0,00
Максимальный часовой расход условного топлива в переходный период	кг у.т./час						546,00	541,06
Максимальный часовой расход натурального топлива в зимний период	м3/час						1943,32	1925,76
Максимальный часовой расход натурального топлива в летний период	м3/час						0,00	0,00
Максимальный часовой расход натурального топлива в переходный период	м3/час						441,13	437,15
Годовой расход условного топлива	т у т						5227,73	5180,48
Годовой расход натурального топлива	тыс м3						4223,70	4185,52

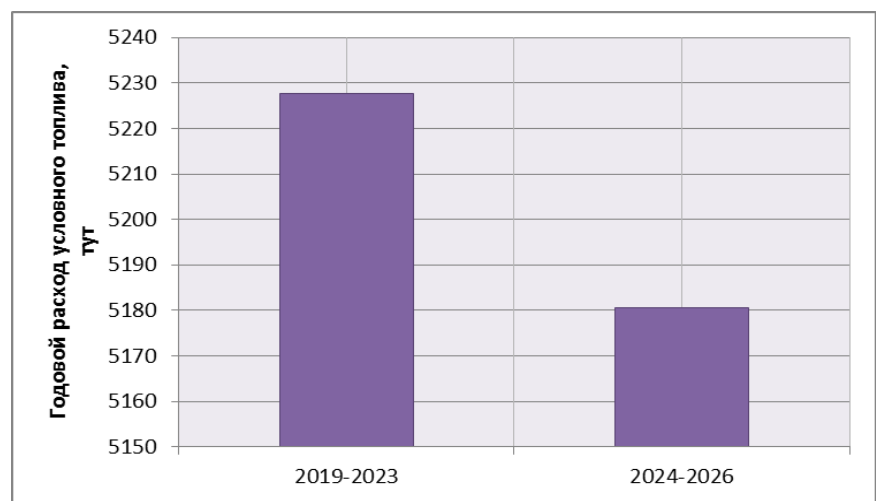


Таблица95 - Расходы условного топлива на выработку тепловой энергии от котельной №4 в п.г.т. Игрим

Котельная №4 пгт Игрим								
Максимальный часовой расход условного топлива в зимний период	кг у.т./час	1572,05	1450,31	1430,12	1397,52	1385,09	1333,85	1321,43
Максимальный часовой расход условного топлива в летний период	кг у.т./час	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Максимальный часовой расход условного топлива в переходный период	кг у.т./час	356,86	329,22	324,64	317,24	314,42	302,78	299,96
Максимальный часовой расход натурального топлива в зимний период	м3/час	1270,12	1171,77	1155,46	1129,11	1119,07	1077,67	1067,64
Максимальный часовой расход натурального топлива в летний период	м3/час	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Максимальный часовой расход натурального топлива в переходный период	м3/час	288,32	265,99	262,29	256,31	254,03	244,63	242,35
Годовой расход условного топлива	т у т	3416,76	3152,16	3108,29	3037,42	3010,42	2899,04	2872,05
Годовой расход натурального топлива	тыс м3	2760,54	2546,76	2511,31	2454,05	2432,24	2342,26	2320,44

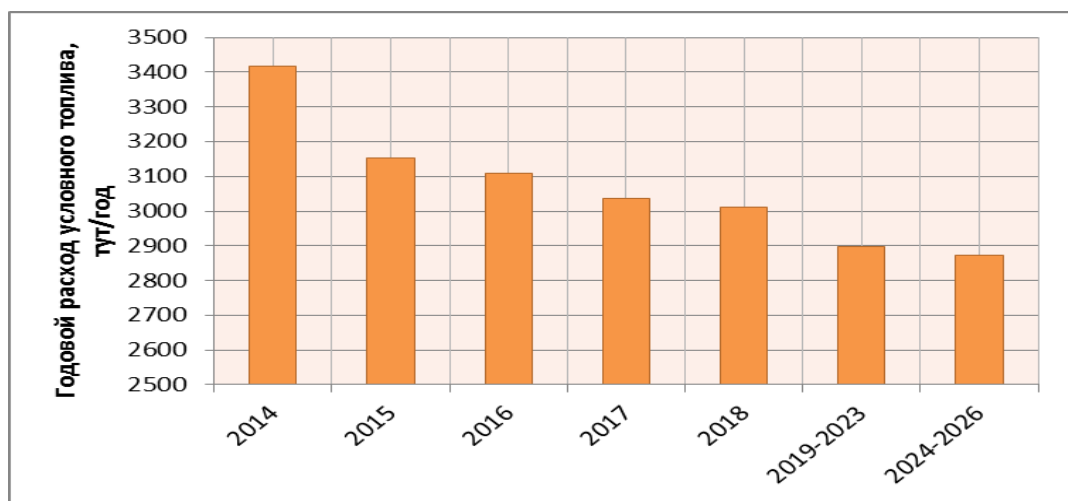


Таблица 96 - Расходы условного топлива на выработку тепловой энергии от котельной №9 в п.г.т. Игрим

Котельная №9 пгт Игрим								
Максимальный часовой расход условного топлива в зимний период	кг у.т./час	39,75	39,75	39,75	39,75	39,75	39,75	39,75
Максимальный часовой расход условного топлива в летний период	кг у.т./час	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Максимальный часовой расход условного топлива в переходный период	кг у.т./час	9,02	9,02	9,02	9,02	9,02	9,02	9,02
Максимальный часовой расход натурального топлива в зимний период	м3/час	32,12	32,12	32,12	32,12	32,12	32,12	32,12
Максимальный часовой расход натурального топлива в летний период	м3/час	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Максимальный часовой расход натурального топлива в переходный период	м3/час	7,29	7,29	7,29	7,29	7,29	7,29	7,29
Годовой расход условного топлива	т у т	86,40	86,40	86,40	86,40	86,40	86,40	86,40
Годовой расход натурального топлива	тыс м3	69,80	69,80	69,80	69,80	69,80	69,80	69,80

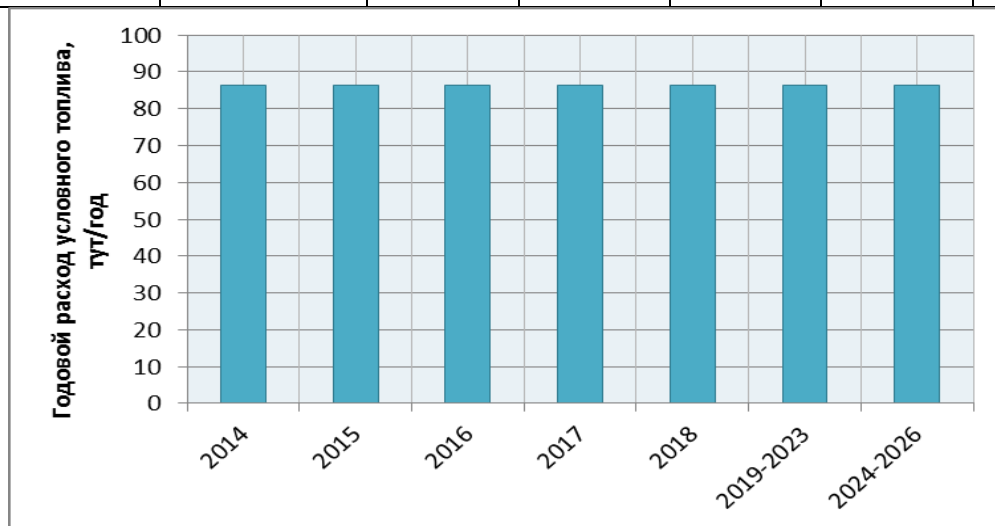
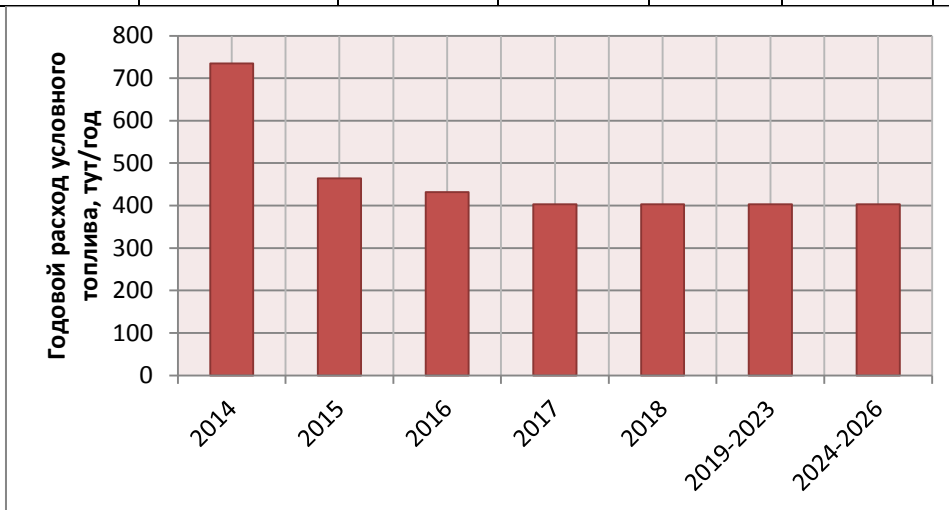


Таблица 97 - Расходы условного топлива на выработку тепловой энергии котельной №6 п. Ванзетур

Показатель	Размерность	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2023	2024-2026
Максимальный часовой расход условного топлива в зимний период	кг у.т./час	337,93	213,46	198,69	185,55	185,55	185,55	185,55
Максимальный часовой расход условного топлива в летний период	кг у.т./час	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Максимальный часовой расход условного топлива в переходный период	кг у.т./час	76,71	48,46	45,10	42,12	42,12	42,12	42,12
Максимальный часовой расход натурального топлива в зимний период	т/час	436,85	275,95	256,84	239,86	239,86	239,86	239,86
Максимальный часовой расход натурального топлива в летний период	т/час	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Максимальный часовой расход натурального топлива в переходный период	т/час	99,16	62,64	58,30	54,45	54,45	54,45	54,45
Годовой расход условного топлива	т у т	734,47	463,95	431,83	403,28	403,28	403,28	403,28
Годовой расход натурального топлива	т	949,46	599,75	558,23	521,32	521,32	521,32	521,32



Глава 9. Оценка надежности теплоснабжения

Оценка надежности теплоснабжения разрабатывается в соответствии с подпунктом «и» пункта 19 и пункта 46 Требований к схемам теплоснабжения.

Нормативные требования к надёжности теплоснабжения установлены в СНиП 41.02.2003 «Тепловые сети» в части пунктов 6.27-6.31 раздела «Надежность».

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 ($\Pi_t^{пл}$) устанавливаются регулирующими органами на каждый расчетный период регулирования t в пределах долгосрочного периода регулирования начиная с:

- первого периода – для показателей (Π), соответствующих $R_{ч}$;
- второго периода, но не ранее 2013 года – для показателей (Π), соответствующих $R_{чм}$, $R_{п}$ и $R_{о}$;
- третьего периода, но не ранее 2014 года – для показателей (Π), соответствующих $R_{пм}$, $R_{п(1)}$, $R_{ом}$, $R_{в}$, $R_{вм}$ и $R_{п}$ (здесь и далее Π обозначает R_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:

$$P_t^{пл} = P_d^{пл} (1 - p)^{t-d} \quad (1)$$

где $P_t^{пл}$ – устанавливаемое регулирующим органом плановое значение по каждому показателю надежности на расчетный период регулирования t в рамках долгосрочного периода регулирования, начинающегося в году d;

$$P_d^{пл} = \sum_{j=1}^n P_{t-j-1}^{\phi} (1 - p)^{j \frac{1}{n}} \quad (2)$$

где P_t^{ϕ} – 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 98.

Таблица 98 - 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:

$$P_{t+1}^{пл} = \left\{ \begin{array}{l} P_{t+1}^к = P_{t+1}^{пл}, \text{ если } P_{t-1}^ф \leq P_{t-1}^к \text{ и нет корректировки НВВ;} \end{array} \right\} \quad (3)$$

$$P_{t+1}^{пл} = \max \left\{ P_{t-1}^ф (1 - p), P_t^к (1 - p), \text{ если } P_{t-1}^к < P_{t-1}^ф < P_{t-2}^{пл}; \right\}$$

$$P_{t+1}^{пл} = \max \{ P_t^к, P_{t-1}^{пл} \}, \text{ если } \max \{ P_{t-1}^к, P_{t-2}^{пл} \} \leq P_{t-1}^ф;$$

$P_{t+1}^{пл} = \min \{ P_{t+1}^{пл}, P_{t-1}^ф (1 - p)^2 \}$, при достижении плановых значений по всем показателям со значительным улучшением в году $t-1$ и соответствующей корректировке НВВ на год $t+1$

где $P_{t+1}^к$ – скорректированное плановое значение по каждому показателю надежности на расчетный период регулирования $t+1$;

$P_{t-1}^ф$ – 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 (П) присваивается значение 0, -1 или 1 соответствующего индикатора К (П).

Так как статистические данные по количеству и типу технологических нарушений в системах теплоснабжения городское поселение Игрим

теплоснабжающими организациями предоставлены не были, значения перспективных (плановых) показателей надежности по теплоснабжающим компаниям определены быть не могут.

9.2 Предложения, обеспечивающие надежность систем теплоснабжения

Как известно, надежность систем теплоснабжения населенных пунктов, в том числе и городского поселения Игрим 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 рН 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 городского поселения Игрим, 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 мм² (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 отельных 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, м³;

c - теплоемкость воды, ккал/(ч·°C);

ρ - плотность воды, кг/м³;

\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:

- 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 46-48. Данные схемные решения имеют ряд ограничений. Область применения определяется конкретными местными условиями и требует технико-экономического обоснования.

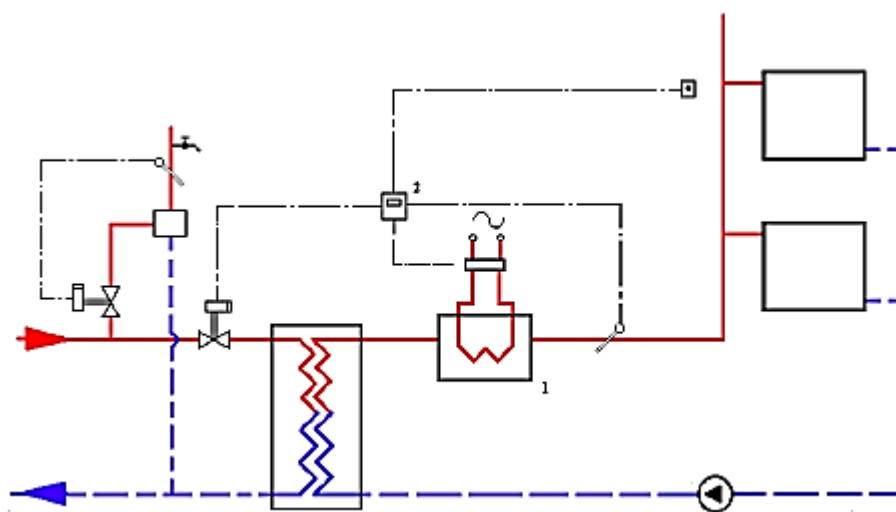


Рисунок 46 - Схема теплового пункта с электроподогревателем

Использование проточных водоподогревательных установок сдерживается отсутствием резервных мощностей электроэнергии. Применение емкостных электроподогревателей влечет за собой увеличение потребления электроэнергии на 5-10 % за счёт увеличения тепловых потерь. 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).

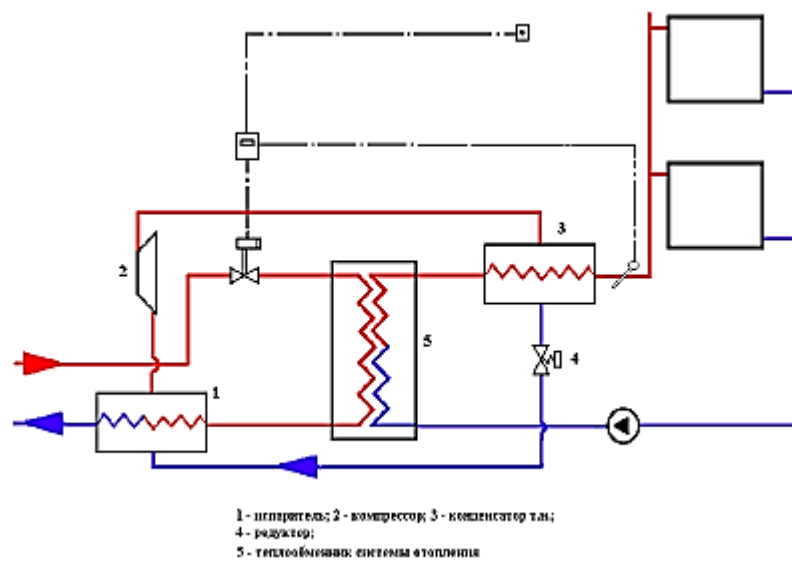


Рисунок47 - Схема теплового пункта с тепловым насосом и конденсатором на подающем трубопроводе системы отопления

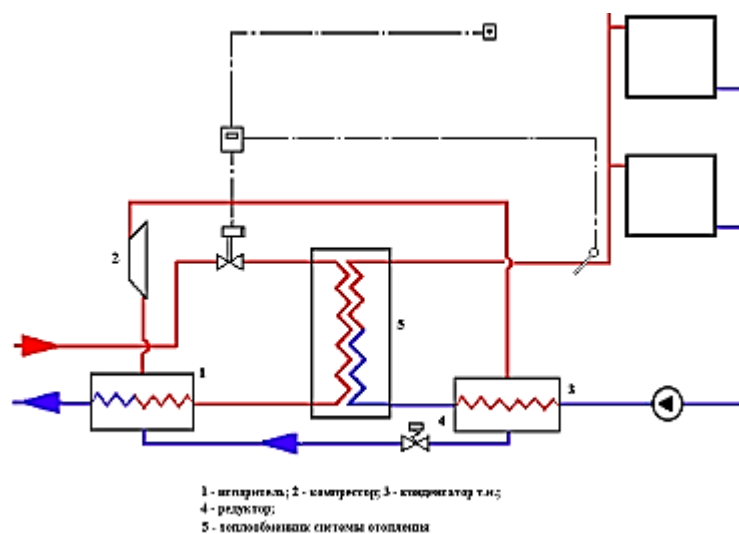


Рисунок48 - Схема теплового пункта с тепловым насосом и конденсатором на обратном трубопроводе системы отопления

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.

Для потребителей первой категории предусматривается индивидуальная регулировка в их местных тепловых пунктах.

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 99.

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 99 - 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.

Структурное резервирование разветвленных тупиковых тепловых сетей осуществляется делением последовательно соединенных участков теплопроводов секционирующими 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 аккумулирующие 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.

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 (СЦТ) с теплопроводами любой протяженности от источника теплоты до районов теплопотребления 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.

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 технико-экономического 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 100.

Таблица 100 - Допускаемое снижение подачи теплоты в зависимости от диаметра теплопроводов и расчетной температуры наружного воздуха

72	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 строительной 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/см²). 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.

Глава 10. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение

Оценка инвестиций и анализ ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения разрабатываются в соответствии подпунктом «ж» пункта 4, пунктом 13 и пунктом 48 «Требований к схемам теплоснабжения», утвержденных постановлением Правительства РФ № 154 от 22 февраля 2012 года.

В соответствии с пунктами 13 и 48 Требований к схеме теплоснабжения должны быть разработаны и обоснованы:

- предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии на каждом этапе;

- предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов на каждом этапе;

- предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения.

- предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности;

- расчеты эффективности инвестиций;

- расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения.

В связи с изменением состава проектов по развитию систем теплоснабжения города, выполненным в ходе актуализации схемы теплоснабжения, Глава 10 Обосновывающих материалов подверглась соответствующей корректировке.

10.1 Техничко-экономическая информация по строительству новых котельных.

Расчет финансовых потребностей для строительства котельных выполняется 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 строительные-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 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;

Определение предварительных затрат на строительство блочно-модульных котельных (БМК) основывается на принятой базовой стоимости котельных (таблица 101) и применения поправочных коэффициентов на специфику доставки оборудования и строительные-монтажные работ на территории.

Таблица 101 - Основные технико-экономические показатели 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 новых котельных 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 определяются 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 102). Привязка к местности предполагает увеличение капиталовложений до 40 %.

Таблица102 - 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 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 103):

Таблица103 - 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 104):

Таблица 104 - 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 основывается на принятой базовой стоимости комплекта труб в полипеноуритановой (ППУ) изоляции (таблица 105).

Таблица 105 - Стоимость трубопроводов тепловых сетей (в ценах 2013 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 4-го квартала 2013 г. используются индексы изменения стоимости по: СМР, пусконаладочным работам, ПИР и ПСД, прочим затратам, а также оборудования, рекомендуемые Минрегионом России (таблица 106). 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 106 - Индексы изменения сметной стоимости СМР, пусконаладочных работ, проектных и изыскательских, прочих работ

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;

- аналогичным образом, оценивается стоимость СМР;

- в дальнейшем от стоимости определенного оборудования и СМР в ценах 2013 г. с помощью экспертных коэффициентов (основанных на металлоемкости оборудования, типа и параметров теплоносителя) вводится оценка инвестиционных затрат.

10.3.2 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.
4. В год вывода оборудования 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.

Реконструкция системы теплоснабжения в связи с переводом с открытой схемы теплоснабжения на закрытую проводиться не будет, так как в ГП Игрим предусмотрена и действует закрытая система ГВС потребителей.

10.5 Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей

10.5.1 Строительство новых и реконструкция существующих котельных

Строительство новых котельных блочно-модульного типа на площадках вблизи котельных №1 и №2 потребует вложений порядка 123,81 млн руб.

Предусматривается проведение реконструкции и модернизации котельной №6 путем замены котлоагрегата, реконструкции системы водоподготовки и топливоснабжения. Эти мероприятия потребуют финансовых вложений в размере 9,33 млн руб.

Кроме этого потребуются затраты на проведение работ по консервации основного оборудования котельных №1, №2, №3 и №5, выводимых из эксплуатации.

Всего на реализацию мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии ГП Игрим необходимы средства в размере 137,73 млн руб (таблица 108).

10.5.2 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.

Прибор многопоточный: поддерживает 4 тепловые системы, можно подключить до 16 расходомеров (рисунок 49).

Стоимость оборудования в котельной коммерческого узла учета на основе теплосчетчика МКТС складывается из проектной документации и стоимости оборудования, в зависимости от мощности котельной. Стоимость оборудования зависит от количества расходомеров и термопреобразователей.

Для одной котельной средней мощности стоимость составляет порядка 315,626 тыс. руб с НДС (таблица 107).

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.

Таблица 107 - Стоимость организации приборного узла учета на котельной, руб

	Стоимость
Проектная документация	87640
Комплект многопоточного теплосчетчика МКТС с четырьмя расходомерами	179840
Итого	267480
НДС	48146
Смета	315626

10.6 Реконструкция и развитие трубопроводов тепловых сетей к реконструируемым и новым теплоисточникам.

Оценка стоимости капитальных вложений в реконструкцию и новое строительство тепловых сетей осуществлялась на основании укрупненных

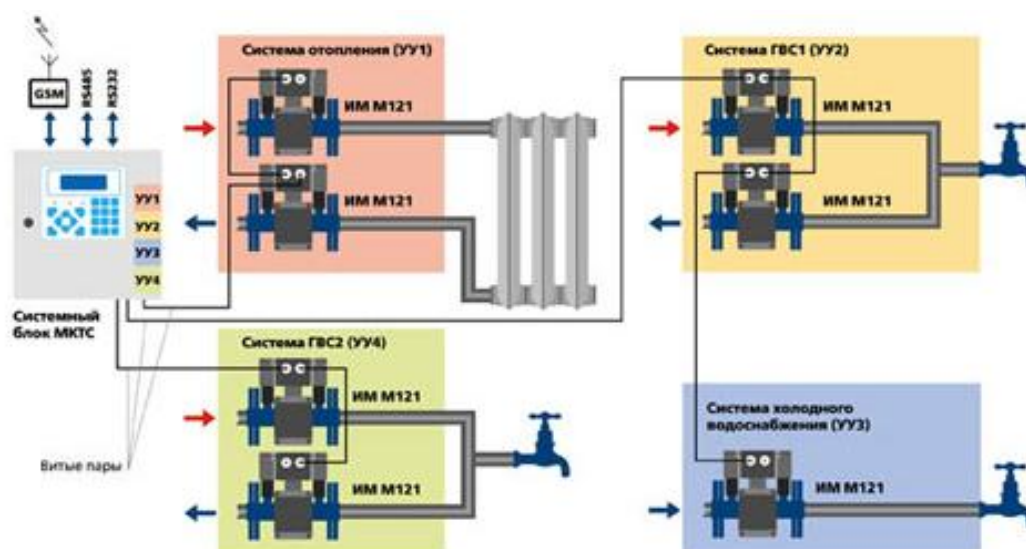


Рисунок49 - Схема подключения теплосчетчика МКТС

нормативов цены строительства различных видов объектов капитального строительства непромышленного назначения и инженерной инфраструктуры, утвержденных приказом Министерства регионального развития Российской Федерации №643 от 30 декабря 2011 года. В частности, укрупненные нормативы цены строительства (НЦС 81-02-13-2012) для тепловых сетей приведены в Приложении № 10 данного приказа, коэффициенты перехода от цен базового района (Московская область) к уровню цен субъектов Российской Федерации – в Приложении №17

Следует отметить, что в соответствии с ФЗ «О теплоснабжении» схема теплоснабжения является предпроектным документом, на основании которого осуществляется развитие систем теплоснабжения муниципального образования.

Стоимость реализации мероприятий по развитию систем теплоснабжения, указанная в схеме теплоснабжения, определяется по укрупненным показателям и в результате выполнения проектов может быть существенно скорректирована по влиянием различных факторов: условий прокладки трубопроводов, сроков строительства, сложности прокладки трубопроводов в границах земельных участков, насыщенных инженерными коммуникациями и инфраструктурными объектами, характера грунтов в местах прокладки, трассировки трубопроводов и т.д. Для реализации предложений по развитию систем теплоснабжения придется

реконструировать и построить более 13 км тепловых сетей, что потребует вложения инвестиций в размере 184,16 млн. руб. (таблица 109).

В связи с износом тепловых сетей, следует заменить более 19 км тепловых сетей. На это потребуется не менее 90,42 млн руб (таблица 109).

Всего необходимо инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей в объеме 274,58 млн руб.

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.

К внебюджетному финансированию могут быть отнесены заемные средства.

Таблица 108 - Финансовые потребности в реализацию по демонтажу, реконструкции и новому строительству энергетических мощностей на существующих и перспективных площадках (в ценах 2013 года)

	Статьи затрат	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Всего	
Вариант, предусматривающий закрытие котельных №1 и №3 пгт. Игрим и строительство новой БМК №1																
Строительство новой БМК	ПИР и ПСД			1,88												
	Оборудование				24,90											
	СМР				27,70											
	Прочие					2,70										
	Всего			1,88	52,60	2,70										
	НДС			0,34	9,47	0,49										
	Смета			2,22	62,07	3,19										67,5
Всего по котельной №1				2,22	62,07	3,19									67,5	
Вариант, предусматривающий закрытие котельных №2 и №5 пгт. Игрим и строительство новой БМК №2																
Строительство новой БМК	ПИР и ПСД			1,57												
	Оборудование				20,75											
	СМР				23,10											
	Прочие					2,30										
	Всего			1,57	43,85	2,30										
	НДС			0,28	7,89	0,41										
	Смета			1,85	51,74	2,71										56,31
Всего по котельной №2				1,85	51,74	2,71									56,31	
II. Ванзетур котельная №6																
Оборудование системы водоподготовки	ПИР и ПСД				0,01											
	Оборудование				0,09											
	СМР				0,10											
	Прочие				0,01											
	Всего				0,21											
	НДС				0,04											
	Смета				0,24											0,24

	Статьи затрат	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Всего
Замена котлоагрегата	ПИР и ПСД					0,04									1,41
	Оборудование					0,52									
	СМР					0,58									
	Прочие					0,06									
	Всего					1,19									
	НДС					0,22									
	Смета					1,41									
Реконструкция системы топливоподачи	ПИР и ПСД					0,21									7,68
	Оборудование						2,83								
	СМР						1,58	1,58							
	Прочие							0,31							
	Всего					0,21	4,41	1,89							
	НДС					0,04	0,79	0,34							
	Смета					0,25	5,20	2,23							
Всего по котельной №6					0,24	1,66	5,2	2,23							9,33
Пгт Игрим Котельная №3															
Консервация оборудования	ПИР и ПСД			0,02											0,77
	Оборудование			0,30											
	СМР			0,30											
	Прочие			0,03											
	Всего			0,66											
	НДС			0,12											
	Смета			0,77											
Пгт Игрим Котельная №5															
Консервация оборудования	ПИР и ПСД		0,02												
	Оборудование		0,30												
	СМР		0,30												
	Прочие		0,03												

	Статьи затрат	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Всего
	Всего		0,66												
	НДС		0,12												
	Смета		0,77												0,77
Пгт Игрим Котельная №1															
Консервация оборудования	ПИР и ПСД						0,04								
	Оборудование						0,6								
	СМР						0,6								
	Прочие						0,06								
	Всего						1,32								
	НДС						0,24								
	Смета						1,54								1,54
Пгт Игрим Котельная №2															
Консервация оборудования	ПИР и ПСД						0,04								
	Оборудование						0,6								
	СМР						0,6								
	Прочие						0,06								
	Всего						1,32								
	НДС						0,24								
	Смета						1,54								1,54
Итого по ГП Игрим			0,77	4,84	114,05	7,56	8,28	2,23							137,73

Таблица 109 - Финансовые потребности в реализацию предложений по развитию тепловых сетей от энергоисточников, млн руб

Наименование мероприятия	Характеристика	Стоимость	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Тепловые сети котельной №1															
Строительство новых тепловых сетей	Всего	25,01	6,00	0,86	1,64	2,77	2,77	2,77	2,77	2,77	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
	НДС	4,50	1,08	0,16	0,30	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
	Смета	29,51	7,08	1,02	1,94	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	0,63	0,63	0,63	0,63
Перекладка существующих тепловых сетей	Всего	20,26	9,40	2,44	2,44	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20					
	НДС	3,65	1,69	0,44	0,44	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22					
	Смета	23,91	11,09	2,88	2,88	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41					
Всего по сетям котельной №1		53,42	18,17	3,9	4,82	4,68	4,68	4,68	4,68	4,68	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
Тепловые сети котельной №2															
Строительство новых тепловых сетей	Всего	12,98	3,30	0,69	0,69	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
	НДС	2,34	0,59	0,13	0,13	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
	Смета	15,32	3,89	0,82	0,82	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
Перекладка существующих тепловых сетей	Всего	11,87	10,05	1,82											
	НДС	2,14	1,81	0,33											
	Смета	14,01	11,86	2,15											
Всего по сетям котельной №2		29,33	15,75	2,97	0,82	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Тепловые сети зоны котельной №4															
Строительство новых тепловых сетей	Всего	23,91	2,99	2,32	0,04	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33
	НДС	4,30	0,54	0,42	0,01	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
	Смета	28,22	3,53	2,74	0,05	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	1,57	1,57	1,57	1,57	1,57
Перекладка существующих тепловых сетей	Всего	1,78	0,77	1,02											
	НДС	0,32	0,14	0,18											
	Смета	2,10	0,90	1,20											
Всего по сетям зоны котельной №4		30,32	4,43	3,94	0,05	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	1,57	1,57	1,57	1,57	1,57

Тепловые сети зоны котельной №3															
Строительство новых тепловых сетей	Всего	2,11				0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
	НДС	0,38				0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
	Смета	2,49				0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Всего по сетям зоны котельной №3		2,49				0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Тепловые сети котельной №9															
Строительство новых тепловых сетей	Всего	5,59	2,31	2,31	0,07	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
	НДС	1,01	0,41	0,41	0,01	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Смета	6,60	2,72	2,72	0,09	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Всего по сетям котельной №9		6,60	2,72	2,72	0,09	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Тепловые сети котельной №6 п. Ванзетур															
Реконструкция существующих сетей	Всего	52,539	9,084	3,420	3,420	3,518	3,518	3,518	3,518	3,518	3,518	3,804	3,804	3,804	3,804
	НДС	9,457	1,635	0,616	0,616	0,633	0,633	0,633	0,633	0,633	0,633	0,685	0,685	0,685	0,685
	Смета	61,996	10,719	4,036	4,036	4,152	4,152	4,152	4,152	4,152	4,152	4,489	4,489	4,489	4,489
Всего по сетям котельной №6		61,996	10,719	4,036	4,036	4,152	4,152	4,152	4,152	4,152	4,152	4,489	4,489	4,489	4,489
Замена тепловых сетей в связи с износом															
Замена существующих тепловых сетей в связи с износом	Всего	76,63	0,77	3,83	3,83	7,66	7,66	11,49	11,49	15,33	7,66	3,06	3,06	0,77	
	НДС	13,79	0,14	0,69	0,69	1,38	1,38	2,07	2,07	2,76	1,38	0,55	0,55	0,14	
	Смета	90,42	0,90	4,52	4,52	9,04	9,04	13,56	13,56	18,09	9,04	3,62	3,62	0,90	
Всего по сетям ГП Игрим		274,58	52,69	22,09	14,34	22,06	22,06	26,58	26,58	31,11	16,67	11,59	11,59	8,87	7,97

10.7.1 Собственные средства энергоснабжающих предприятий

Прибыль. Чистая прибыль предприятия – один из основных источников инвестиционных средств на предприятиях любой формы собственности.

Основное теплоснабжающее предприятие ГП Игрим, МУП «ТВК», по итогам 2013 года является не рентабельным по большинству показателей, убыток в 2012 году составил – 5312 тыс руб, в 2013 году этот показатель увеличился до -22736 тыс руб.

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 ее 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 Заемные средства

Заемные средства могут быть привлечены организацией на срок до 10 лет, при этом стоимость заемных средств составляет 14%. Для получения кредита необходимо предоставления гарантий на всю сумму долга без учета процентов.

Средства материнской компании привлекаются на условиях заемного финансирования, но для их получения не требуется предоставления гарантий.

10.7.3 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. Плата за подключение устанавливается для новых потребителей, подключаемых к системе централизованного теплоснабжения. Она рассчитывается на основании постановления Правительства РФ от 22.10.2012 №1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения».

Бюджетные средства могут быть использованы для финансирования низкоэффективных проектов и социально-значимых проектов при отсутствии других возможностей по финансированию проектов.

10.8 Расчеты эффективности инвестиций

10.8.1 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.

10.9 Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения

10.9.1 Строительство и модернизация котельных

Схема теплоснабжения предполагает закрытие двух существующих котельных №3 и №5 в пгт. Игрим с переводом потребителей на котельные №1 и №2. Кроме этого планируется строительство двух новых блочно-модульных котельных БМК №1 и БМК №2 на площадках существующих котельных №1 и №2, с последующей консервацией оборудования котельных №1 и №2 пгт Игрим.

В поселке Ванзетур планируется модернизация существующей котельной №6 с оборудованием системы водоподготовки, топливоснабжения и заменой изношенного котлоагрегата.

Финансовые затраты в реализацию мероприятия – 137,73 млн руб с НДС.

10.9.2 Строительство и реконструкция тепловых сетей

Реконструкция существующих тепловых сетей в ГП Игрим потребует финансовых вложений не менее 274,58 млн руб с НДС.

Суммарные капиталовложения в реализацию мероприятий по совершенствованию системы теплоснабжения в ценах 2013 года составляют 412,31 млн. руб. с НДС.

10.10 Ценовые последствия развития схемы теплоснабжения ГП Игрим на перспективу до 2026 года

Для определения долгосрочных ценовых последствий и приведения капитальных вложений в реализацию проектов схемы теплоснабжения к ценам

соответствующих лет были использованы следующие макроэкономические параметры, установленные Минэкономразвития России:

- прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года (приведен на официальном сайте Минэкономразвития России);

- сценарные условия, основные параметры прогноза социально-экономического развития российской федерации и предельные уровни цен (тарифов) на услуги компаний инфраструктурного сектора на 2014 год и на плановый период 2015 и 2016 годов (опубликован 12.04.2013).

Применяемые при расчетах ценовых последствий реализации схемы теплоснабжения индексы-дефляторы приведены в таблице 110.

Базовым периодом для расчета тарифных последствий принят 2013 год.

Выполненный анализ ценовых последствий проведения мероприятий по развитию и совершенствованию централизованной системы теплоснабжения ГП Игрим показывает изменение тарифа на тепловую энергию в результате проведения мероприятий в период до 2026 года (таблица 111-112, рисунок 50-51).

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 2018 года для п. Ванзетур рост тарифов с учетом инвестиционной составляющей будет практически 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 ГП Игрим.

Для пгт Игрим максимальное значение тариф будет иметь в 2017 году, затем будет происходить постепенное понижение тарифа практически до значений установленных Минэкономразвития.

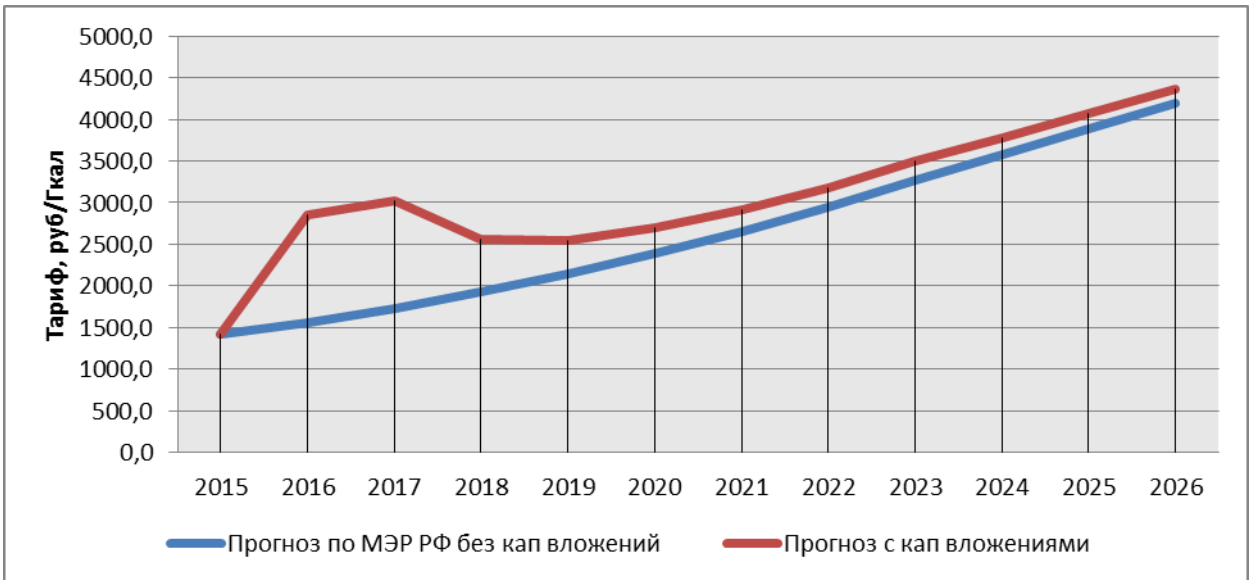


Рисунок50 - Рост среднего тарифа на тепловую энергию МУП «Тепловодоканал» пгт Игрим, руб/Гкал



Рисунок51 - Рост среднего тарифа на тепловую энергию МУП «Тепловодоканал» п. Ванзетур, руб/Гкал

Таблица 110 - 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	2029	2030
Индексы роста цен и тарифов на энергию																				
Тепловая энергия рост цен в среднем за год к предыдущему году, %	Inn	105	111	110	110	111	110	110	109	109	108	108	107	106	105	105	105	105	104	104
	En	106	112	111	111	111	111	111	111	111	111	109	108	108	107	107	106	105	104	104
Электроэнергия рост цен для всех потребителей, исключая население в среднем за год к предыдущему году, %	Inn	107	111	110	111	110	108	108	105	105	105	105	104	104	103	102	102	102	102	102
	En	108	113	112	113	112	107	105	106	103	106	105	105	105	105	103	105	105	105	105
Индексы-дефляторы																				
Индекс-дефлятор «производство, передача и распределение эл. эн., газа, пара и горячей воды»	-	105	112	111	112	110	109	109	107	107	107	107	106	105	104	103	103	103	103	103
Индекс-дефлятор «производство машин и оборудования, электрооборудования, транспортных средств»	-	105	105	106	105	106	106	106	105	105	105	105	104	104	103	103	103	103	102	102
Инфляция (ИПЦ) среднегодовая	-	105	106	105	105	105	105	105	104	104	104	104	104	103	103	103	103	103	103	103
Прогноз цен и тарифов																				
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	2333	2437	2539
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	8,92	9,23	9,52

Таблица111 - Расчет инвестиционной составляющей в тарифе на тепловую энергию МУП «ГВК» прогноз тарифа пгт. Игрим до 2026 года

Мероприятия	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Ежегодные капвложения, млн руб	107,99	106,93	105,71	102,64	100,72	98,50	95,92	92,93	89,45	85,42	80,74	75,30
Выплата основной суммы кредитов, млн руб	57,27	57,27	57,27	57,27	57,27	57,27	57,27	57,27	57,27	57,27	57,27	57,27
Выплата процентов, млн руб	50,71	49,66	48,43	45,36	43,45	41,23	38,65	35,65	32,18	28,14	23,46	18,03
Амортизационные отчисления от стоимости нового оборудования, млн руб	42,79	37,42	32,73	28,62	25,03	21,89	19,14	16,74	14,64	12,80	11,20	9,79
Финансирование инвестиций из чистой прибыли (за вычетом амортизации), млн руб	65,20	69,51	72,98	74,02	75,70	76,61	76,78	76,19	74,81	72,62	69,54	65,51
Налог на прибыль, млн руб	16,30	17,38	18,25	18,50	18,92	19,15	19,20	19,05	18,70	18,15	17,38	16,38
Необходимая дополнительная валовая прибыль, млн руб	81,50	86,89	91,23	92,52	94,62	95,77	95,98	95,24	93,52	90,77	86,92	81,89
Среднегодовой тариф, руб/Гкал (без НДС)	2845,87	3017,81	2567,24	2540,04	2700,11	2920,67	3169,10	3494,25	3775,09	4062,64	4365,26	4662,57

Таблица112 - Расчет инвестиционной составляющей в тарифе на тепловую энергию МУП «ГВК» прогноз тарифа п. Ванзетур до 2026 года

Мероприятия	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Ежегодные капвложения, млн руб	25,49	24,06	22,64	19,78	18,36	16,93	15,51	14,08	12,66	11,23	9,80	8,38
Выплата основной суммы кредитов, млн руб	15,12	14,41	13,69	12,27	11,56	10,84	10,13	9,42	8,70	7,99	7,28	6,57
Выплата процентов, млн руб	10,37	9,65	8,94	7,52	6,80	6,09	5,38	4,66	3,95	3,24	2,53	1,81
Амортизационные отчисления от стоимости нового оборудования, млн руб	8,95	7,82	6,84	5,98	5,23	4,58	4,00	3,50	3,06	2,68	2,34	2,05
Финансирование инвестиций из чистой прибыли (за вычетом амортизации), млн руб	16,54	16,24	15,79	13,80	13,13	12,36	11,51	10,58	9,59	8,55	7,46	6,33
Налог на прибыль, млн руб	4,14	4,06	3,95	3,45	3,28	3,09	2,88	2,65	2,40	2,14	1,87	1,58
Необходимая дополнительная валовая прибыль, млн руб	20,68	20,30	19,74	17,25	16,41	15,45	14,38	13,23	11,99	10,69	9,33	7,91
Среднегодовой тариф, руб/Гкал (без НДС)	16565,60	16362,12	5026,62	5519,91	6103,55	6776,00	7500,75	8343,53	9101,04	9862,36	10654,24	11436,6

Глава 11. Обоснование предложений по созданию единой (единых) теплоснабжающей (их) организации в ГП Игрим

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 Сведения о теплоснабжающих организациях ГП Игрим

Сведения о теплоснабжающих организациях ГП Игрим, представлены разработчику схемы теплоснабжения по состоянию на 2013 год.

Теплоснабжающая организация МУП «Тепловодоканал».

Территориальная зона эксплуатационной ответственности организации распространяется на все котельные городского поселения Игрим. Зона теплоснабжения организации показана на рисунках 52-53.

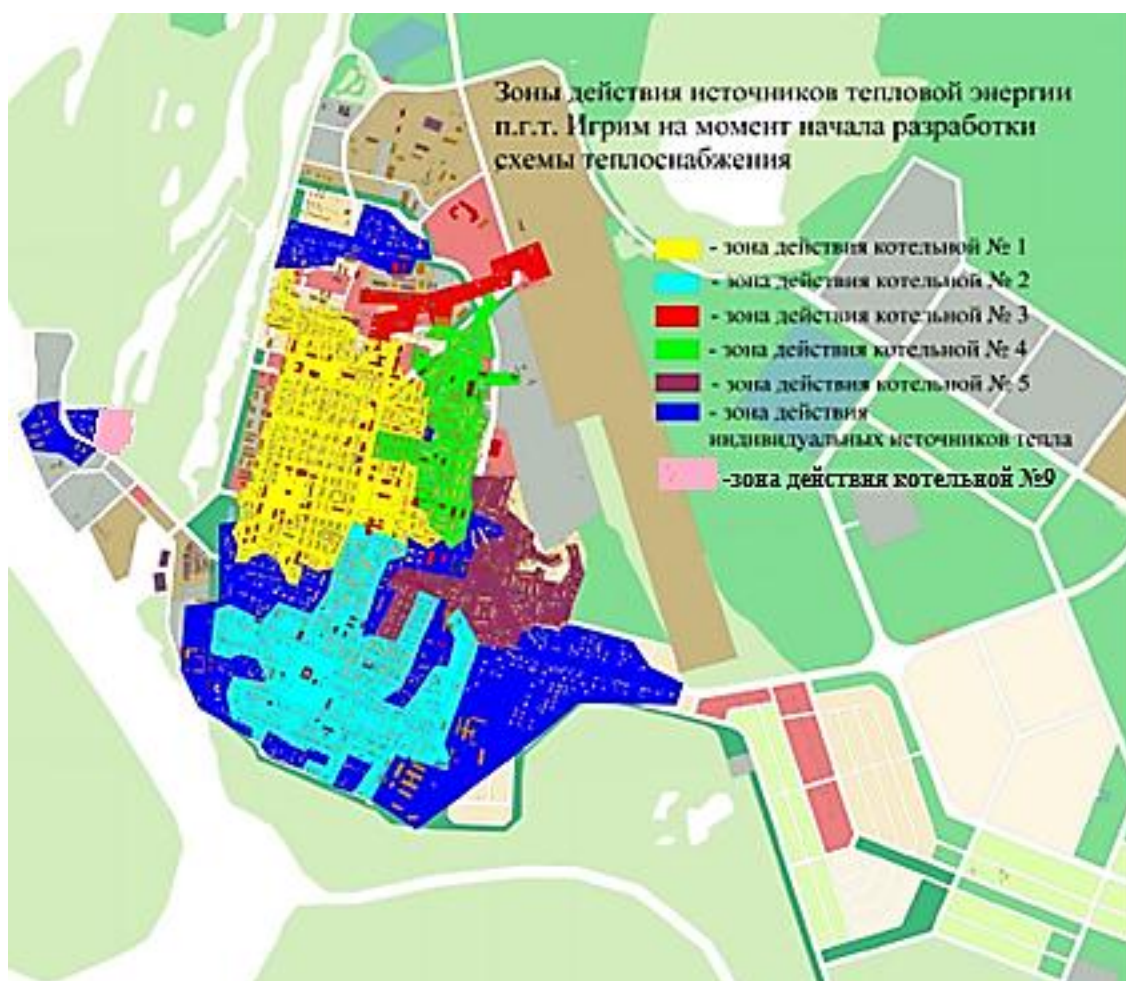


Рисунок52 - Зона теплоснабжения от МУП «ТЭК» в пгт Игрим

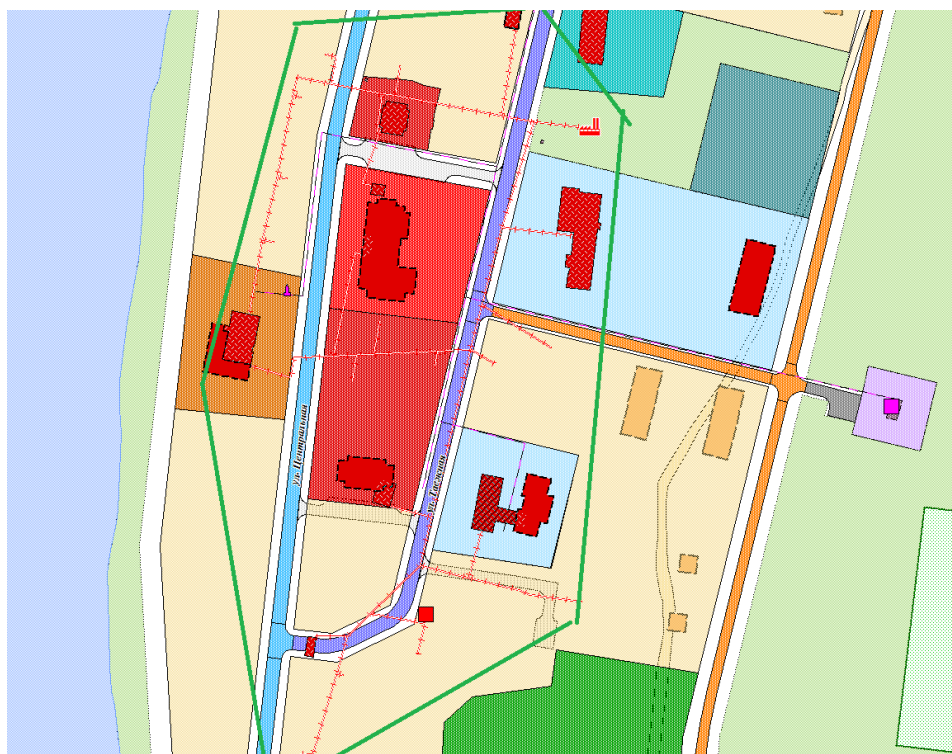


Рисунок53 - Зона теплоснабжения от МУП «ТВК» в п. Ванзетур

11.3 Актуализация сведений по зонам деятельности ЕТО по состоянию на начало 2014 года

Исходя из принципов, описанных ранее, был выполнен анализ возможных функциональных и институциональных изменений зон деятельности ЕТО (и технологически изолированных зон действия – систем теплоснабжения) с учетом изменений, произошедших в период после утверждения схемы теплоснабжения городского поселения Игрим.

Сводная таблица технологически изолированных зон действия источников тепловой энергии (мощности) и утвержденных ЕТО с учетом изменений и необходимыми комментариями приведена в таблице 113.

Таблица113 - Анализ изменений утвержденных зон деятельности ЕТО

Утвержденная ЕТО в соответствии со схемой теплоснабжения ГП Игрим до 2026 г	Источник	Изменения в границах утвержденной технологически изолированной зоны действия	Административный район	Необходимая корректировка в рамках актуализации схемы теплоснабжения
МУП «Тепловодоканал»	Котельная №1, Пгт. Игрим, ул. Быстрицкого 9	Без изменений	пгт. Игрим	Не требуется
	Котельная №2, Пгт. Игрим, ул. Лермонтова, 1а	Без изменений	пгт. Игрим	Не требуется
	Котельная №3, Пгт. Игрим, ул. Кооперативная 70	Без изменений	пгт. Игрим	Не требуется
	Котельная №4, Пгт. Игрим, ул. Промышленная 55	Без изменений	пгт. Игрим	Не требуется
	Котельная №5, Пгт. Игрим, ул. Промышленная	Без изменений	пгт. Игрим	Не требуется
	Котельная №7, Пгт. Игрим	Выведена из эксплуатации МУП «ТБК»	пгт. Игрим	Исключить из зоны деятельности ЕТО
	Котельная №9, Пгт. Игрим, ул. Водников 5а	Границы зоны определены в связи с вводом в эксплуатацию в 2014 г	пгт. Игрим	Внести изменения в границы зоны деятельности ЕТО
	Котельная №6, П. Ванзетур, ул. Таежная 13	Без изменений	п. Ванзетур	Не требуется

11.4 Определение и уточнение изолированных зон действия энергоисточников, планируемых к вводу в эксплуатацию в соответствии со схемой теплоснабжения

При актуализации схемы теплоснабжения ГП Игрим на период до 2026 г были скорректированы сроки ввода в эксплуатацию двух новых котельных:

- Новая БМК №1 -2018-2020 гг;
- Новая БМК №2 -2017-2019 гг;
- Котельная №9- 2014 г.

Зоны действия котельных, планируемых к строительству до 2026 года, утверждаются в следующих границах:

Зоны действия планируемых к строительству БМК №1 и БМК №2 и вводимой в эксплуатацию котельной №9 показаны на рисунке 54.

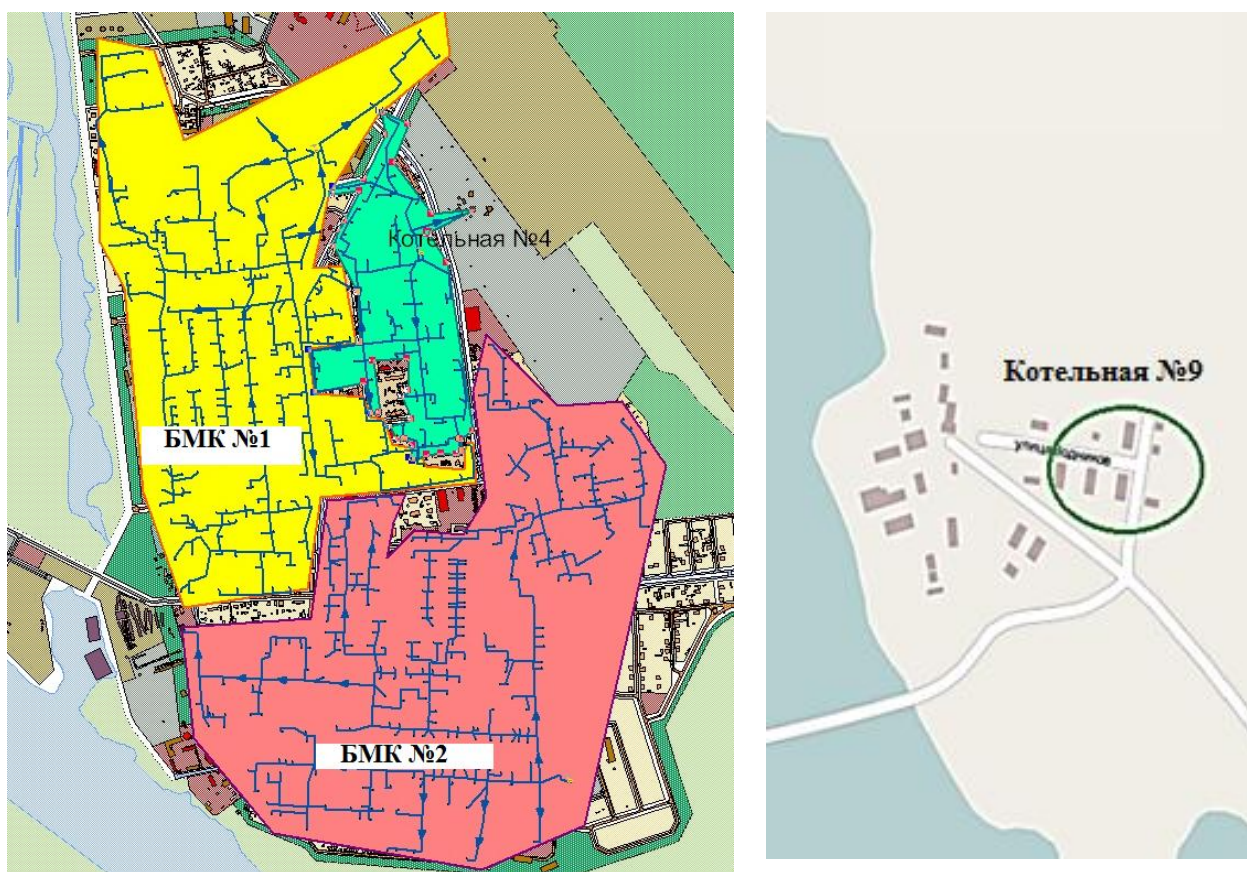


Рисунок54 - Предлагаемая зона деятельности БМК №1, БМК №2 и котельной №9 в пгт Игрим

11.5 Выводы

В результате выполнения актуализации схемы теплоснабжения городского поселения Игрим предлагается внесение следующих изменений в раздел реестр зон деятельности единых теплоснабжающих организаций:

1. Дополнить реестр технологически изолированных зон действия, утвержденных при утверждении схемы теплоснабжения городского поселения Игрим до 2026 года зоной действия котельной №9 пгт. Игрим. Присвоить МУП «Тепловодоканал» статус ЕТО для данной зоны.
2. Исключить из реестра ЕТО зону действия котельной №7.
3. Обновленный реестр технологически изолированных зон действия и перечень утверждаемых зон ЕТО утвердить в соответствие с таблицей 114.

Таблица 114 - Утверждаемые ЕТО в системах теплоснабжения ГП Игрим

ЕТО	Источник	Принадлежность источника	Административный район
МУП «Тепловодоканал»	Котельная №1, Пгт. Игрим, ул. Быстрицкого 9	МУП «Тепловодоканал»	пгт. Игрим
	Котельная №2, Пгт. Игрим, ул. Лермонтова, 1а		пгт. Игрим
	Котельная №3, Пгт. Игрим, ул. Кооперативная 70		пгт. Игрим
	Котельная №4, Пгт. Игрим, ул. Промышленная 55		пгт. Игрим
	Котельная №9, Пгт. Игрим, ул. Водников 5а		пгт. Игрим
	Котельная №5 Пгт. Игрим, ул. Промышленная		пгт. Игрим
	Котельная №6, П. Ванзетур, ул. Таежная 13		П. Ванзетур

Глава 12. Основные мероприятия, предусмотренные в схеме теплоснабжения городского поселения Игрим по минимизации воздействия на окружающую природную среду

При выполнении актуализации схемы теплоснабжения городского поселения Игрим до 2026 года была выполнена корректировка прогноза перспективной застройки и прогноза прироста тепловой нагрузки. В результате корректировки прогноз прироста был существенно скорректирован в сторону снижения.

В соответствии с предлагаемой схемой теплоснабжения планируется вывод из эксплуатации неэффективных котельных №1, №2, №3, №5 и строительство двух новых блочно-модульных котельных. Указанные корректировки повлекут за собой снижение негативного воздействия на окружающую среду относительно прогноза, принятого в утвержденной схеме теплоснабжения.

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 ГП Игрим является внедрение энергосберегающих технологий на источниках 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.

Таблица 115 - Мероприятия по минимизации воздействия на окружающую природную среду

№ п/п	Наименование мероприятия	Воздействие на экологическую ситуацию
1	Вывод из эксплуатации неэффективных котельных	Уменьшение количества источников вредных выбросов. Снижение количества вредных выбросов в атмосферу
2	Модернизация котельных с повышением КПД	Снижение выбросов вредных веществ за счет снижения удельного расхода топлива на выработку 1 Гкал тепловой энергии
3	Внедрение энергосберегающих технологий в системе «генерация – транспортировка - потребление»	Снижение выбросов вредных веществ за счет снижения удельного теплопотребления

Глава 13. Изменения, внесенные при актуализации в утверждаемую часть схемы теплоснабжения

13.1 Изменения, внесенные в раздел «Общая часть»

Раздел скорректирован с учетом изменения структуры систем теплоснабжения и базового года.

13.2 Изменения, внесенные в раздел 1 «Показатели перспективного спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель в установленных границах городского поселения Игрим»

Раздел скорректирован с учетом корректировки прогноза перспективной застройки.

13.3 Изменения, внесенные в раздел 2 «Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей»

Раздел скорректирован в соответствие с корректировкой прогноза перспективной тепловой нагрузки и предлагаемых мероприятий по развитию источников тепловой энергии (мощности).

13.4 Изменения, внесенные в раздел 3 «Перспективные балансы теплоносителя»

Раздел скорректирован в соответствие с корректировкой прогноза перспективной тепловой нагрузки и предлагаемых мероприятий по развитию системы транспорта теплоносителя.

13.5 Изменения, внесенные в раздел 4 «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии»

Раздел скорректирован в соответствие с корректировкой прогноза перспективной тепловой нагрузки и новыми предложениями по развитию систем теплоснабжения в городском поселении в части теплоисточников.

13.6 Изменения, внесенные в раздел 5 «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них»

Раздел скорректирован в соответствие с корректировкой прогноза перспективной тепловой нагрузки и новыми предложениями по развитию систем теплоснабжения в городском поселении в части системы транспорта теплоносителя.

13.7 Изменения, внесенные в раздел 6 «Перспективные топливные балансы»

Раздел скорректирован в соответствие с корректировкой прогноза перспективной тепловой нагрузки и новыми предложениями по развитию систем теплоснабжения в городском поселении в части теплоисточников.

13.8 Изменения, внесенные в раздел 7 «Инвестиции в новое строительство, реконструкцию и техническое перевооружение»

Раздел скорректирован в соответствие с корректировкой предложений по развитию систем теплоснабжения в части энергоисточников и тепловых сетей.

13.9 Изменения, внесенные в раздел 8 «Решение об определении единой теплоснабжающей организации (организаций)»

Раздел скорректирован в соответствие со скорректированной Главой 11 Обосновывающих материалов.

13.10 Изменения, внесенные в раздел 9 «Решения о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии»

Раздел скорректирован в соответствие с корректировкой прогноза перспективной тепловой нагрузки и новыми предложениями по развитию систем теплоснабжения в городском поселении в части теплоисточников.

13.11 Изменения, внесенные в раздел 10 «Решения по бесхозным тепловым сетям»

В данный раздел внесены изменения в соответствие с данными, предоставленными теплоснабжающими организациями.

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. СНиП41-02-2003 «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 МЭИ2001.

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

19. И. А. Башмаков, В. Н. Папушкин. Муниципальное энергетическое планирование

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 некрупных 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.

37. 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.