

ТОМ 2
ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К
СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
ГОРОДСКОГО ОКРУГА «ПЕЛЫМ»
НА ПЕРИОД ДО 2028 Г.

Разработал:

Индивидуальный предприниматель
Гилязов В. Н.

(подпись)

М.П.

Согласовано:

Первый заместитель главы ГО «Пелым»
Бобров А.А.

(подпись)

ОГЛАВЛЕНИЕ

НАИМЕНОВАНИЕ РАЗДЕЛА		СТР.
	Введение	3
	Перечень используемых терминов, определений и сокращений	5
	Методическое обеспечение	7
	Общая часть	9
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	15
Часть 3.	Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты	24
Часть 4.	Зоны действия источников тепловой энергии	41
Часть 5.	Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии	44
Часть 6.	Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии	54
Часть 7.	Балансы теплоносителя	56
Часть 8.	Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом	57
Часть 9.	Надёжность теплоснабжения	60
Часть 10.	Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций	63
Часть 11.	Цены и тарифы в сфере теплоснабжения	65
Часть 12.	Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа	66
Глава 2.	Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения	71
Глава 3.	Перспективное потребление тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки	77
Глава 4.	Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах	78
Глава 5.	Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	80
Глава 6.	Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них	87
Глава 7.	Перспективные топливные балансы	97
Глава 8.	Оценка надёжности теплоснабжения	99
Глава 9.	Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение	100
Глава 10.	Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации	104
Приложение П1.1	Эксплуатационные нормы качества воды приведены режимной карте	106
Приложение П1.2	Выдержка из Инструкции по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии	107
Приложение П9.1	Нововведения и перспективы тарифного регулирования производства тепловой энергии в России приведены в приложении П9.1	112

ВВЕДЕНИЕ

Нормативно-правовой базой для разработки схемы теплоснабжения являются следующие документы:

1. Федеральный закон от 27 июля 2010 г № 190-ФЗ "О теплоснабжении";
2. Постановление Правительства РФ от 22 Февраля 2012 г. № 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения";
3. Совместный приказ Минэнерго России и Минрегиона России от 29 декабря 2012 г. № 565/667 "Об утверждении методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения";
4. Муниципальный контракт №22 от 30.10.2013года на разработку схемы теплоснабжения городского округа «Пелым».

Основные принципы разработки проекта Схемы теплоснабжения:

- а) обеспечение безопасности и надежности теплоснабжения потребителей в соответствии с требованиями технических регламентов;
- б) обеспечение энергетической эффективности теплоснабжения и потребления тепловой энергии с учетом требований, установленных федеральными законами;
- в) обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки тепловой и электрической энергии для организации теплоснабжения с учетом экономической обоснованности;
- г) соблюдение баланса экономических интересов теплоснабжающих организаций и интересов потребителей;
- д) минимизация затрат на теплоснабжение в расчете на единицу тепловой энергии для потребителя в долгосрочной перспективе;
- е) обеспечение недискриминационных и стабильных условий осуществления предпринимательской деятельности в сфере теплоснабжения;
- ж) согласование схем теплоснабжения с иными программами развития сетей инженерно-технического обеспечения, а также с программами газификации поселений, городских округов.

Обоснование решений (рекомендаций) при разработке схемы теплоснабжения осуществляется на основе технико-экономического сопоставления вариантов развития системы теплоснабжения в целом и отдельных ее частей (локальных зон теплоснабжения) путем оценки их сравнительной эффективности по критерию минимума суммарных дисконтированных затрат.

Информационной базой для разработки схемы теплоснабжения являются следующие документы:

1. генеральный план развития посёлка до 2028 года;
2. проектная и исполнительная документация по источникам тепла, тепловым сетям (ТС), насосным станциям, тепловым пунктам;
3. эксплуатационная документация (расчетные температурные графики, гидравлические режимы, данные по присоединенным тепловым нагрузкам, их видам и т.п.);
4. материалы проведения периодических испытаний ТС по определению тепловых потерь и гидравлических характеристик;
5. конструктивные данные по видам прокладки и типам применяемых теплоизоляционных конструкций, сроки эксплуатации тепловых сетей;
6. материалы по разработке энергетических характеристик систем транспорта тепловой энергии;
7. данные технологического и коммерческого учета потребления топлива, отпуска и потребления тепловой энергии, теплоносителя, электроэнергии, измерений (журналов наблюдений, электронных архивов) по приборам контроля режимов отпуска и потребления топлива, тепловой, электрической энергии и воды (расход, давление, температура);
8. документы по хозяйственной и финансовой деятельности (действующие нормы и нормативы, тарифы и их составляющие, лимиты потребления, договоры на поставку топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) и на пользование тепловой энергией, водой, данные потребления ТЭР на собственные нужды, по потерям ТЭР и т.д.);
9. статистическая отчетность организации о выработке и отпуске тепловой энергии и

использовании ТЭР в натуральном и стоимостном выражении;

10. действующие на момент разработки проекта схемы теплоснабжения инвестиционные программы теплоснабжающих и теплосетевых организаций, осуществляющих деятельность на территории поселения;

11. программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения на территории поселения;

12. программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности муниципального образования, на территории которого расположено поселение;

13. программа развития систем коммунальной инфраструктуры на территории муниципального образования (поселения);

14. действующие и планируемые к освоению программы капитального ремонта жилищного фонда, сноса ветхих, аварийных и не соответствующих нормативным требованиям жилых и общественных зданий, с указанием их места расположения (почтового адреса) данных объектов;

15. схема газоснабжения муниципального образования (поселения);

16. программа газификации поселения (муниципального образования, на территории которого расположено поселение).

ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ТЕРМИНОВ, ОПРЕДЕЛЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ

В настоящем документе используются следующие термины и сокращения:

Термины.

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

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

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

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

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

Зона действия системы теплоснабжения - территория поселения, границы которой устанавливаются по наиболее удаленным точкам подключения потребителей к тепловым сетям, входящим в систему теплоснабжения;

Зона действия источника тепловой энергии - территория поселения, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения;

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;

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

Теплосетевые объекты - объекты, входящие в состав тепловой сети и обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до тепло потребляющих установок потребителей тепловой энергии;

Элемент территориального деления - территория поселения, установленная по границам административно-территориальных единиц;

Расчетный элемент территориального деления - территория поселения, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения.

Радиус эффективного теплоснабжения - максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения (источник: Федеральный закон №190 «О теплоснабжении»).

Коэффициент использования теплоты топлива – показатель энергетической эффективности каждой

зоны действия источника тепловой энергии, доля теплоты, содержащейся в топливе, полезно используемой на выработку тепловой энергии (электроэнергии) в котельной (на электростанции).

Сокращения.

ТЭР – топливно-энергетический(-ие) ресурс(-ы).

ГВС – система горячего водоснабжения.

ХВС - система холодного водоснабжения.

ТВС – система теплоснабжения.

КИП – контрольно-измерительные приборы.

ПВ – приточная вентиляция.

т.у.т. – тонна условного топлива.

кг.у.т. - килограмм условного топлива.

УРУТ - удельный расход условного топлива на 1ГКал выработанного тепла.

УТМ – установленная тепловая мощность.

РТМ – располагаемая тепловая мощность.

РНИ – режимно-наладочные испытания.

ХВП – химводоподготовка.

ГО – городской округ.

пгт – посёлок городского типа.

ЛПУ МГ - линейно-производственное управление магистральных газопроводов.

ТСО – теплоснабжающая организация.

КИТТ - коэффициент использования теплоты топлива

МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ.

1. Постановление Правительства РФ от 22 Февраля 2012 г. № 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения";
2. Совместный приказ Минэнерго России и Минрегиона России от 29 декабря 2012г. № 565/667 "Об утверждении методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения";
3. Федеральный закон РФ № 190 от 27.07.2010г. «О теплоснабжении»
4. Федеральный закон РФ №261 от 23.11.2009г. «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;
5. Приказ министерство энергетики РФ от 30 декабря 2008 года № 325 «Об организации в министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии»
6. Постановление Правительства РФ от 26.02.2004 № 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации»
7. ГОСТ 30494-96 Здания жилые и общественные, Параметры микроклимата в помещениях.
8. СНиП 23-02-2003 Строительные нормы и правила российской федерации «Тепловая защита зданий». Дата введения 2003-10-01.
9. СП 23-101-2004 Свод правил по проектированию и строительству «Проектирование тепловой защиты зданий». Группа Ж24 ОКС 91.120.01. Дата введения 2004-06-01.
10. СНиП 31-05-2003 Строительные нормы и правила российской федерации «Общественные здания административного назначения». УДК 725.1 (083.74). Дата введения 2003-09-01.
11. СНиП 41-01-2003. Строительные нормы и правила российской федерации «Отопление, вентиляция и кондиционирование». УДК [69+699.8] (083.74). Дата введения 2004-01-01.
12. СНиП 23-01-99 Строительные нормы и правила российской федерации «Строительная климатология». УДК [69 + 697.1:551.5] (083,74). Дата введения 2000-01-01.
13. СНиП 23-01-99 «Строительная климатология»;
14. СНиП 2.04.05-91* «Отопление, вентиляция и кондиционирование»;
15. Стандарт АВОК-8-2005;
16. МДК 4-05.2004 «Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения». Утверждена заместителем председателя Госстроя России 12.08.03;
17. Постановление Госкомстата РФ от 23.06.1999 № 46 «Об утверждении «Методологических положений по расчету топливно-энергетического баланса Российской Федерации в соответствии с международной практикой»;
18. Постановление Правительства РФ №1075 от 22.10.2012г. «О ценообразовании в сфере теплоснабжения»;
19. СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети»;
20. СП 41-101-95 «Проектирование тепловых пунктов»;
21. ПТЭ электрических станций и сетей (РД 153-34.0-20.501-2003);
22. МДС 81-35.2004 «Методика определения стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации»;
23. МДС 81-33.2004 «Методические указания по определению величины накладных расходов в строительстве»;
24. Методические рекомендации по расчёту регулируемых тарифов и цен на электрическую и тепловую энергию на розничном (потребительском) рынке, утверждёнными приказом Федеральной службы по тарифам от 26 августа 2004 года №20-Э/2;

25. Постановление РЭК СО от 23.03.2011 года «Об установлении перечня дополнительных обосновывающих материалов и расчётов, представляемых для утверждения тарифов на тепловую энергию (услуги по передаче тепловой энергии)».
26. Расчётные и обосновывающие материалы Тариф на производство и передачу тепловой энергии на территории ГО Пелым на 2013год – Пелымское РКЭС.
27. Расчётные и обосновывающие материалы Тариф на производство и передачу тепловой энергии на территории ГО Пелым на 2013год – Пелымское ЛПУ.
28. Методические основы разработки схем теплоснабжения поселений и промышленных узлов Российской Федерации. РД-10-ВЭП.
29. Расчет систем централизованного теплоснабжения с учетом требований надежности. РД-7-ВЭП.
30. Надежность систем теплоснабжения / Е.В.Сеннова, А.В.Смирнов, А.А.Ионин и др.; Отв. ред. Е.В. Сеннова. - Новосибирск : Наука, 2000. - 350 с. ГПНТБ России Рубрика: Теплоснабжение / Надежность / Справочники
31. А.А.Ионин. Надежность систем тепловых сетей
32. Проект приказа Министерства регионального развития «Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надёжности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии».
33. Рекомендации по проектированию теплоизоляционных конструкций магистральных трубопроводов Р536-84
34. Радиус теплоснабжения «Хорошо забытое старое» к.т.н. В.К. Папушкин член редколлегии журнала «Новости теплоснабжения»

ОБЩАЯ ЧАСТЬ

Административно-территориальное устройство

Пелым — посёлок городского типа (пгт) в Свердловской области, крупнейший населённый пункт и административный центр городского округа «Пелым» (ГО Пелым).

Таблица А

Общая информация об административно-территориальном устройстве городского округа «Пелым».

Название населённого пункта		Численность населения, чел	Отапливаемая площадь, м ²	Площадь, Га	Примечание
Пелым	административный центр-посёлок городского типа	3376	103650	761,5	Данные по состоянию на 2011 год по данным администрации ГО «Пелым»
Атымья	поселок	784	41338,53	156,828	
Вершина	поселок	0	210	нд	
Кершаль	поселок	3	80	нд	
Нерпя	поселок	0	0	нд	
ИТОГО:		4163			

Географическое расположение.

Муниципальное образование городской округ Пелым, областного подчинения, расположено на северо-востоке Свердловской области и входит в состав Северного управленческого округа. Центром муниципального образования является пгт Пелым, расположенный в 560 км к северо-северо-востоку от г. Екатеринбурга, на 95 км железной дороги Ивдель - Приобье.

Смежными муниципальными образованиями с городским округом Пелым являются:

С севера и с запада муниципальное образование граничит с муниципальным образованием Ивдельский городской округ, длина границы 253.5 км.

На юге муниципальное образование Гаринский городской округ, протяженность границы 20 км.

На востоке граничит с Ханты-Мансийским автономным округом, протяженность границы 136 км.

Схема расположения муниципального образования в границе Свердловской области представлена на рисунке А.

Транспортная инфраструктура.

В Пелыме действует железнодорожная станция на линии Ивдель—Приобье. В 4км к северу от посёлка проходит автодорога Серов - Ханты-Мансийск. На территории городского округа Пелым построено около 150 км дорог I категории с твердым покрытием (железобетонные плиты).

История

Пелым был образован в 1962 году в связи с развитием лесной и деревообрабатывающей промышленности. Наибольшее развитие посёлка началось с 1966 года в связи со строительством газопроводов, проходящих по административной территории нынешнего муниципального образования, и строительством газокompрессорных станций.

В начале 1980-х гг. получило развитие Пелымское линейно-производственное управление магистральных газопроводов (ЛПУ МГ). С 1972 по 1999 гг. построено 15 газокompрессорных станций, через которые транспортируется газ по территории России в страны Западной Европы.

Статус посёлка городского типа — с 1989 года.

Производство.

На территории ГО «Пелым» действует Пелымское Линейно-производственное управление магистральных газопроводов (ЛПУ МГ) ООО «Газпром трансгаз Югорск». В 1 км на север от поселка проходит наземный газопровод Уренгой — Центр. Территория городского округа Пелым располагает большими запасами древесины, заготовка и переработка которой составляет одно из главных занятий жителей округа.

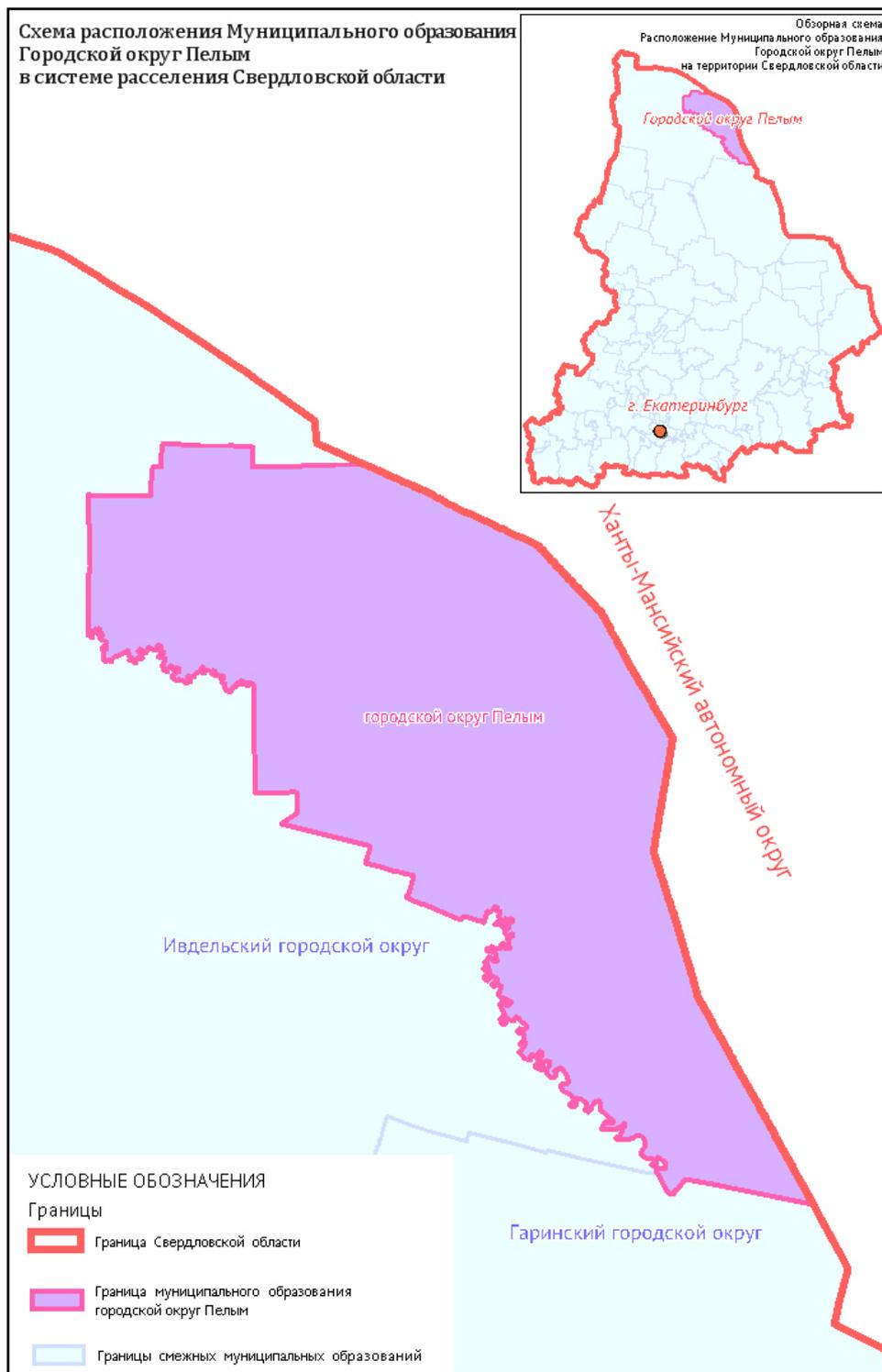


рис. А

Схема расположения муниципального образования в границе Свердловской области

Климат.

Городской округ Пелым расположен в области континентального климата тайги, над которой происходит интенсивная циркуляция воздушных масс, приходящих сюда с Атлантики и из Арктики наряду с континентальным воздухом антициклонов, формирующихся в Сибири.

Для данного района характерны суровая продолжительная зима и теплое дождливое лето, поздние весенние и ранние осенние заморозки.

Зимой преобладает ясная морозная погода с частыми метелями. Летом погода неустойчивая, пасмурные дни с умеренной температурой воздуха сменяются днями с ясной жаркой погодой или внезапными заморозками. При вторжении холодных арктических воздушных масс даже в июле может наблюдаться температура до 0 -2 С.

Абсолютный минимум температуры достигает -51°С, абсолютный максимум наблюдается в пределах +35 С.

Климатические характеристики, определённые в соответствии с СНиП 23-01-99 и СНиП 41.02-2003 сведены в таблицу Б.

Таблица Б

Климатические характеристики

Показатели	Единицы измерения	Базовые значения
Температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92	°С	-39
Средняя температура наружного воздуха за отопительный период	°С	-7,4
Продолжительность отопительного периода	сут	245
ГСОП (градусо-сутки отопительного периода)	°С ·сут	6713

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

Данные в главе 1 приведены за 2012 год.

Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения

В Пелымском городском округе теплоснабжение осуществляют две организации. Данные теплоснабжающих организаций (ТСО) приведены в таблице 1.1.1. Общая структурная схема системы центрального теплоснабжения приведена на рис. 1.1.1

Таблица 1.1.1

Наименование теплоснабжающей организации	ОГРН	ИНН	Юридический адрес	Должность руководителя	ФИО руководителя
Государственное унитарное предприятие Свердловской области «Облкоммунэнерго» (ГУП СО «Облкоммунэнерго») - Пелымское РКЭС	1026605229144	6661101471	620014, г.Екатеринбург, ул. 8 Марта, 24	Генеральный директор	Буданов Дмитрий Владимирович
ООО «Газпром трансгаз Югорск» - Пелымское ЛПУ МГ	1038605500185	8622002752	628260, Ханты-Мансийский Автономный округ – Югра, г.Югорск, ул. Мира, 15	Генеральный директор	Созонов Пётр Михайлович

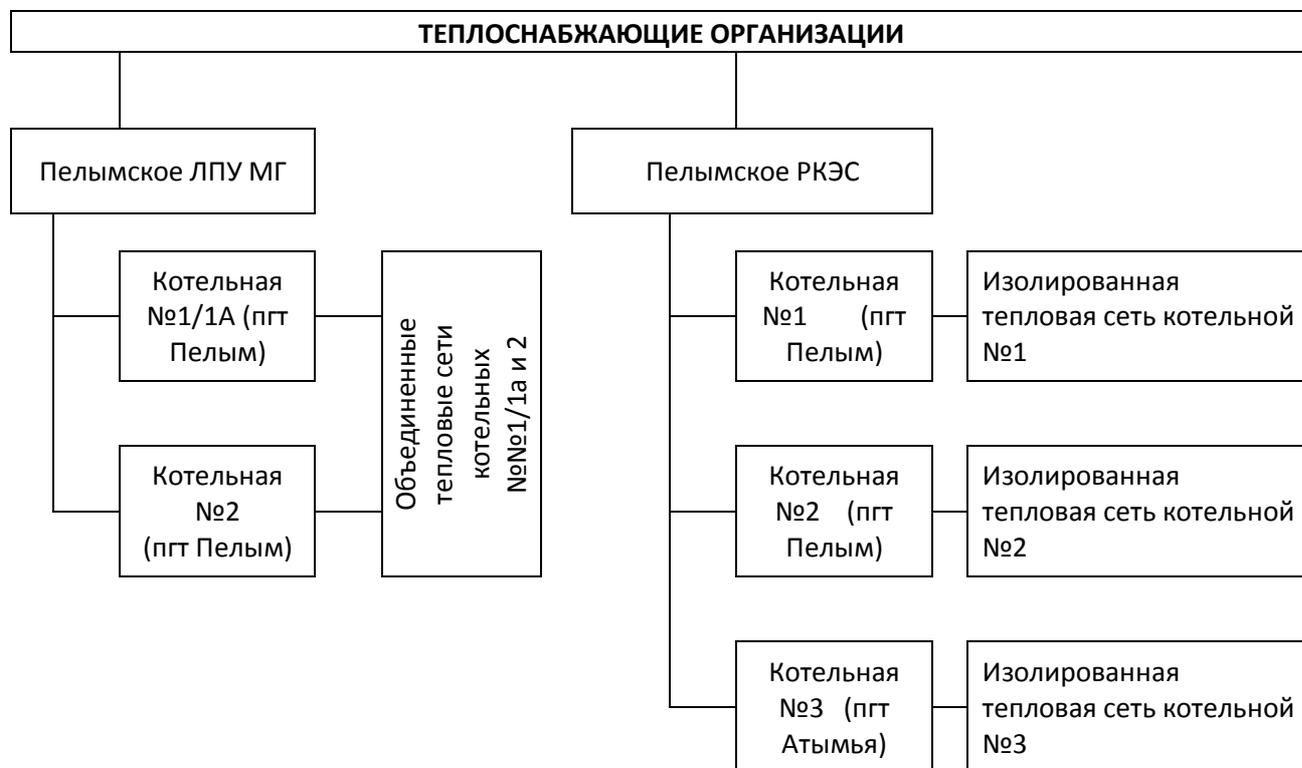


рис. 1.1.1

Общая структурная схема системы центрального теплоснабжения ГО Пелым

Котельные и наружные тепловые сети, указанные на структурной схеме (см. рис. 1.1.1) числятся на балансе соответствующих ТСО.

Каждая ТСО осуществляет техническую эксплуатацию принадлежащих ей котельных и наружных тепловых сетей до фундаментов зданий подключенных абонентов.

Абонентами ТСО являются:

- 1) общественно-деловые организации;
- 2) производственные учреждения;
- 3) жилой фонд.

Услуги теплоснабжения для жилого фонда предоставляется на основании договоров между ТСО и управляющей компанией МУП «Голана». Услуги теплоснабжения для остальных абонентов предоставляется на основании прямых договоров с ТСО.

Развитие систем газоснабжения, низкая плотность тепловых нагрузок привело к масштабному развитию индивидуального теплоснабжения на территории населённых пунктов. В последние годы наблюдается тенденция перехода частных жилых домов от центрального теплоснабжения к индивидуальному теплоснабжению на природном газе, по причине значительной экономической выгоды.

Расположение котельных, зоны действия котельных и индивидуального теплоснабжения приведены на рис. 1.1.2

Таблица с общими данными.

Наименование системы теплоснабжения	Годовая (за 2012г.) выработка тепловой энергии, Гкал	Годовой (за 2012г.) полезный отпуск тепловой энергии, Гкал	Установленная мощность источника тепловой энергии, Гкал/час	Объём тепловой сети, м ³	Материальная характеристика тепловой сети, м ²
Котельная №1 (пгт Пелым) - РКЭС	4997	3133	8,85	97,29	1284
Котельная №2 (пгт Пелым) - РКЭС	636	341	1,3	33	512
Котельная №1/1А (пгт Пелым) - ЛПУ	17170	23500	21	575,5	4285
Котельная №2 (пгт Пелым) - ЛПУ	12750		6		
Котельная №3 (пгт Атымья)	5771	2877	2	61,64	853

РИС 1.1.2

Часть 2. Источники тепловой энергии

Котельная №1 Пелымское РКЭС.

Тепломеханическая схема котельной отсутствует.

Перечень основного теплофикационного оборудования приведён в таблице 1.2.1

Перечень насосного оборудования приведён в таблице 1.2.2

Таблица 1.2.1

Котлоагрегаты котельной №1 Пелымского РКЭС

Номер	Тип котла	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатации	Кол-во кап. ремонтов	Последний кап. ремонт	Примечание
1	НР-18	0,65	0,65	1969	нд	нд	
2	НР-18	0,65	0,65	1969	нд	нд	
3	НР-18	0,65	0,65	1969	нд	нд	
4	НР-18	0,65	0,65	1983	нд	нд	
7	НР-18	0,65	0,65	1983	нд	нд	
8	ВВД-1,8	1,8	1,8	1983	нд	нд	
9	ВВД-1,8	1,8	1,8	1983	нд	нд	
5	УРАН-1000	1	0	1983			неисправны
6	УРАН-1000	1	0	1983			

Таблица 1.2.2

Насосы котельной №1 Пелымского РКЭС

Тип насоса	Назначение	Мощность, кВт	Количество		Коэффициент загрузки	Время работы, час/год
			В работе, шт.	В резерве, шт.		
Д-320	Сетевой насос.	55	1		0,5	2940
Д-320	Сетевой насос.	55		1	0,5	2940
Д-320	Сетевой насос.	55	1		0,5	2940
Д-320	Сетевой насос.	55		1	0,5	2940
4К-12	Подпиточный насос.	7,5	1		0,1	588
3К-6	Подпиточный насос.	7,5		1	0,1	588
ИТОГО		235	6			

Котельная расположена по адресу: пгт Пелым, ул. Карла-Маркса, 18. Ввод в эксплуатацию – в 1969 году. Основным топливом для котельной служит природный газ. Резервного топлива нет. Объём системы теплоснабжения – 520м³

Основное холодное водоснабжение – центральное. Резервное холодное водоснабжение – ёмкость 120м³. Резервная ёмкость установлена на улице, утеплена и подогревается водяными регистрами. В котельной имеется система стабилизационной обработки сетевой воды реагентом КИСК-1 для предотвращения образования отложений, накипи, коррозии на рабочих поверхностях котлов. Эксплуатационные нормы качества воды приведены режимной карте (приложение П1.1)

Деаэрация теплоносителя не применяется.

Система теплоснабжения закрытая. Горячее водоснабжение не предусмотрено.

Прибор учета расхода природного газа впервые установлен в апреле 2013 года.

Приборный учет тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети отсутствует.

Приборный учёт электроэнергии и холодной воды имеется. Электроснабжение осуществляется на уровне напряжения 220/380В. Предусмотрен резервный ввод электрической

энергии.

Резервирование системы теплоснабжения не предусмотрено.

Регулирование отпуска тепловой энергии с коллекторов котельной (центральное регулирование) осуществляется по качественному методу регулирования по температурному графику «95-70».

Давление воды в подающей трубе – 3 атмосферы; подобрано опытным путём исходя из соображений уменьшения вероятности возникновения разрывов при достаточной циркуляции теплоносителя. Регулирование давления воды в теплосети выполнено методом дросселирования, с помощью задвижки на выходе центробежного насоса.

Весь отпуск тепла является расчетной величиной. Средневзвешенный КПД котельной по результатам РНИ, выполненных в 2013 году, составляет 75%, что соответствует удельному расходу условного топлива на выработку тепла брутто – 192 кг.у.т./Гкал.

Параметры мощности источника тепловой энергии (Котельной №1 Пельмского РКЭС) приведены в таблице 1.2.3.

Таблица 1.2.3

Параметры мощности источника тепловой энергии (Котельной №1 Пельмского РКЭС).

Наименование показателя	Единица измерения	Величина	Примечание
Установленная мощность	ГКал/час	8,85	
Располагаемая мощность	ГКал/час	6,85	
Мощность на собственные нужды	ГКал/час	0,019	
Мощность на хозяйственные нужды	ГКал/час	0	
Тепловая мощность-нетто	ГКал/час	6,831	

Статистика отказов основного оборудования – данные не предоставлены.

Котельная №2 Пельмское РКЭС.

Тепломеханическая схема котельной отсутствует.

Перечень основного теплофикационного оборудования приведён в таблице 1.2.4

Перечень насосного оборудования приведён в таблице 1.2.5

Таблица 1.2.4

Котлоагрегаты котельной №2 Пельмского РКЭС

Номер	Тип котла	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатации	Кол-во кап. ремонтов	Последний кап. ремонт	Примечание
1	НР-18	0,65	0,65	1992	нд	нд	
2	НР-18	0,65	0,65	1992	нд	нд	

Котельная расположена по адресу: пгт Пелым, ул. Мира, 4а. Ввод в эксплуатацию – в 1982 году. Основным топливом для котельной служит природный газ. Резервного топлива нет. Объём системы теплоснабжения – 190м³

Основное холодное водоснабжение – центральное. Резервное холодное водоснабжение – ёмкость 60м³. Резервная ёмкость установлена на улице, утеплена и подогревается водяными регистрами. В котельной имеется система стабилизационной обработки сетевой воды реагентом КИСК-1 для предотвращения образования отложений, накипи, коррозии на рабочих поверхностях котлов. Эксплуатационные нормы качества воды приведены режимной карте (приложение П1.1)

Деаэрация теплоносителя не применяется.

Система теплоснабжения закрытая. Горячее водоснабжение не предусмотрено.

Прибор учета расхода природного газа впервые установлен в апреле 2013 года.

Приборный учет тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети отсутствует.

Приборный учёт электроэнергии и холодной воды имеется. Электроснабжение осуществляется на уровне напряжения 220/380В. Резервный источник электрической энергии отсутствует.

Таблица 1.2.5

Насосы котельной №2 Пелымского РКЭС

Тип насоса	Назначение	Мощность, кВт	Количество		Коэффициент загрузки	Время работы, час/год
			В работе, шт.	В резерве, шт.		
3К-6	Сетевой насос.	15	1	2	0,5	2940
6К-8	Сетевой насос.	22	1		0,5	2940
2К-6	Подпиточный насос.	4	1		0,1	588
ИТОГО		71	5			

Резервирование системы теплоснабжения не предусмотрено.

Регулирование отпуска тепловой энергии с коллекторов котельной (центральное регулирование) осуществляется по качественному методу регулирования по температурному графику «95-70».

Давление воды в подающей трубе – 3,8 атмосферы; подобрано опытным путём исходя из соображений уменьшения вероятности возникновения разрывов при достаточной циркуляции теплоносителя. Регулирование давление воды в теплосети выполнено методом дросселирования, с помощью задвижки на выходе центробежного насоса.

Весь отпуск тепла является расчетной величиной. Средневзвешенный КПД котельной по результатам РНИ, выполненных в 2013году, составляет 62%, что соответствует удельному расходу условного топлива на выработку тепла брутто – 230 кг.у.т./Гкал.

Параметры мощности источника тепловой энергии (Котельной №2 Пелымского РКЭС) приведены в таблице 1.2.6.

Таблица 1.2.6

Параметры мощности источника тепловой энергии (Котельной №2 Пелымского РКЭС).

Наименование показателя	Единица измерения	Величина	Примечание
Установленная мощность	ГКал/час	1,3	
Располагаемая мощность	ГКал/час	1,3	
Мощность на собственные нужды	ГКал/час	0,017	
Мощность на хозяйственные нужды	ГКал/час	0	
Тепловая мощность-нетто	ГКал/час	1,283	

Статистика отказов основного оборудования - данные не предоставлены.

Котельная №3 Пелымское РКЭС.

Тепломеханическая схема котельной отсутствует.

Перечень основного теплофикационного оборудования приведён в таблице 1.2.7

Перечень насосного оборудования приведён в таблице 1.2.8

Котлоагрегаты котельной №3 Пельимского РКЭС

Номер	Тип котла	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатации	Кол-во кап. ремонтов	Последний кап. ремонт	Примечание
1	ЭНЕРГИЯ-ЗМ	0,4	0,4	1976	нд	нд	
2	ЭНЕРГИЯ-ЗМ	0,4	0,4	1976	нд	нд	
3	ЭНЕРГИЯ-ЗМ	0,4	0,4	1986	нд	нд	
4	ЭНЕРГИЯ-ЗМ	0,4	0,4	1986	нд	нд	
5	ЭНЕРГИЯ-ЗМ	0,4	0,4	1986	нд	нд	

Котельная расположена по адресу: п. Атымья, ул. Пионерская, 13а. Ввод в эксплуатацию – в 1974 году. Основным топливом для котельной служит природный газ. Резервного топлива нет. Объем системы теплоснабжения – 250 м³

Основное холодное водоснабжение – центральное. Резервное холодное водоснабжение – ёмкость 60 м³. Резервная ёмкость установлена на улице, утеплена и подогревается водяными регистрами. В котельной имеется система стабилизационной обработки сетевой воды реагентом КИСК-1 для предотвращения образования отложений, накипи, коррозии на рабочих поверхностях котлов. Эксплуатационные нормы качества воды приведены режимной карте (приложение П1.1)

Деаэрация теплоносителя не применяется.

Система теплоснабжения закрытая. Горячее водоснабжение не предусмотрено.

Прибор учета расхода природного газа впервые установлен в апреле 2013 года.

Приборный учет тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети отсутствует.

Приборный учёт электроэнергии и холодной воды имеется. Электроснабжение осуществляется на уровне напряжения 220/380В. Резервный источник электрической энергии отсутствует.

Таблица 1.2.8

Насосы котельной №3 Пельимского РКЭС

Тип насоса	Назначение	Мощность, кВт	Количество		Коэффициент загрузки	Время работы, час/год
			В работе, шт.	В резерве, шт.		
Д200	Сетевой насос.	40	1		0,5	2940
К160-25	Сетевой насос.	27	1	1	0,5	2940
1,5К-6/19	Подпиточный насос.	1,5	1		0,5	588
К160-25	Сетевой насос.	30		1	0,5	588
ИТОГО		125,5	5			

Резервирование системы теплоснабжения не предусмотрено.

Регулирование отпуска тепловой энергии с коллекторов котельной (центральное регулирование) осуществляется по качественному методу регулирования по температурному графику «95-70».

Давление воды в подающей трубе – 3,5 атмосферы; подобрано опытным путём исходя из соображений уменьшения вероятности возникновения разрывов при достаточной циркуляции теплоносителя. Регулирование давления воды в теплосети выполнено методом дросселирования, с помощью задвижки на выходе центробежного насоса.

Весь отпуск тепла является расчетной величиной. Средневзвешенный КПД котельной по результатам РНИ, выполненных в 2013 году, составляет 54%, что соответствует удельному расходу условного топлива на выработку тепла брутто – 272 кг.у.т./Гкал.

Параметры мощности источника тепловой энергии (Котельной №3 Пельимского РКЭС) приведены в таблице 1.2.9.

Параметры мощности источника тепловой энергии (Котельной №3 Пелымского РКЭС).

Наименование показателя	Единица измерения	Величина	Примечание
Установленная мощность	ГКал/час	2	
Располагаемая мощность	ГКал/час	2	
Мощность на собственные нужды	ГКал/час	0,019	
Мощность на хозяйственные нужды	ГКал/час	0	
Тепловая мощность-нетто	ГКал/час	1,981	

Статистика отказов основного оборудования – данные не предоставлены.

Котельная №1/1А («Коммунальщик») Пелымское ЛПУ МГ.

Тепломеханическая схема каждого котла в функциональном отношении аналогична схеме приведённой на рис. 1.2.1

Перечень основного теплофикационного оборудования приведён в таблице 1.2.10

Перечень насосного оборудования приведён в таблице 1.2.11

Таблица 1.2.10

Котлоагрегаты котельной №1/1а Пелымского РКЭС

Номер	Тип котла	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатации	Кол-во кап. ремонтов	Последний кап. ремонт	Примечание
1	Термакс №1	3	2.75	1987	0	Последнее техническое диагностирование – в 2008г.	
2	Термакс №2	3	2.75	1987	0		
3	Термакс №3	3	2.75	1987	0		
4	Термакс №4	3	2.75	1987	0		
5	SUPER RAC №1	3	2.75	2008	0	Последнее техническое диагностирование – в 2009г.	
6	SUPER RAC №2	3	2.75	2008	0		
7	SUPER RAC №3	3	2.75	2008	0		

Котельная расположена по адресу: пгт. Пелым, ул. Строителей. Ввод в эксплуатацию был осуществлён в 1987 году. Основным топливом для котельной служит природный газ. Резервного топлива нет. Объём системы теплоснабжения – 575,5м³

Основное холодное водоснабжение – центральное. Резервное холодное водоснабжение – ёмкости 120м³. Резервная ёмкость установлена на улице, утеплена и подогревается водяными регистрами. В котельной имеется система химводоподготовки на базе натрий-катионовых фильтров. Деаэрация теплоносителя не применяется.

Система теплоснабжения закрытая. Горячее водоснабжение потребителей выполнено по двухтрубной схеме с циркуляцией. Схема приготовления горячей воды на нужды ГВС – параллельная, секционно-водяной подогрев.

Приборы учета расхода природного газа установлены на каждом котлоагрегате.

На каждом котлоагрегате ведётся приборный учет вырабатываемой тепловой энергии.

Приборный учёт электроэнергии и холодной воды имеется. Электроснабжение осуществляется на уровне напряжения 220/380В. В качестве резервных источников электрической энергии имеются две автономные дизель-генераторные станции.

Насосы и вентиляторы котельной №1/1А Пелымского ЛПУ МГ

Тип двигателя	Назначение	Мощность, кВт	Количество, шт	Коэффициент загрузки	Кол-во потреблённой электроэнергии, кВтч/год
4АМИ225	Сетевой насос.	90	2	0,8	630720
4АМИ225	Сетевой насос.	75	2	0,8	525600
4АМИ225	Насос ГВС	22	2	0,82	158030
4АМИ225	Насос ГВС	22	2	0,82	158030
4АМИ225	Насос ГВС	22	2	0,818	157644
4АМ1602	Поддувка котла	5,5	4	0,81	78522
4АМ1602	Поддувка котла	5,5	3	0,85	56007
АИМ80	Вентиляция	1,5	2	0,81	10644

Имеется возможность взаиморезервирования котельной №1/1а и котельной №2 Пелымского ЛПУ МГ.

Регулирование отпуска тепловой энергии с коллекторов котельной (центральное регулирование) осуществляется вручную по качественно-количественному методу регулирования. Температурный график «95-70». Система автоматического погодного регулирования отсутствует. Система визуализации и дистанционного технического мониторинга отсутствует.

Давление воды в подающей трубе – 4,5 атмосферы; подобрано опытным путём исходя из соображений уменьшения вероятности возникновения разрывов при достаточной циркуляции теплоносителя. Количественное регулирование возможно за счёт включения в работу одного из двух насосов имеющих разную производительность.

Средневзвешенный КПД котельной по результатам РНИ, выполненных в 2011 году, составляет 89%, что соответствует удельному расходу условного топлива на выработку тепла брутто – 160 кг.у.т./Гкал.

Параметры мощности источника тепловой энергии (Котельной №1/1А Пелымского ЛПУ МГ) приведены в таблице 1.2.12.

Таблица 1.2.12

Параметры мощности источника тепловой энергии (Котельной №1/1А Пелымского ЛПУ МГ).

Наименование показателя	Единица измерения	Величина	Примечание
Установленная мощность	ГКал/час	21	
Располагаемая мощность	ГКал/час	19,28	
Мощность на собственные нужды	ГКал/час	0,17	
Мощность на хозяйственные нужды	ГКал/час	0	
Тепловая мощность-нетто	ГКал/час	19,11	

Статистика отказов основного оборудования – данные не предоставлены.

Котельная №2 («Финская») Пелымское ЛПУ МГ.

Тепломеханическая схема каждого котла в функциональном отношении аналогична схеме приведённой на рис. 1.2.1

Перечень основного теплофикационного оборудования приведён в таблице 1.2.13

Перечень насосного оборудования приведён в таблице 1.2.14

Котлоагрегаты котельной №2 Пелымского ЛПУ МГ

Номер	Тип котла	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатации	Кол-во кап. ремонтов	Последний кап. ремонт	Примечание
1	КИМАК 3 №1	3	2,68	1997	0	Последнее техническое диагностирование – в 2009г.	
2	КИМАК 3 №2	3	2,68	1997	0		

Котельная расположена по адресу: пгт. Пелым, ул. Фестивальная. Ввод в эксплуатацию был осуществлён в 1997 году. Основным топливом для котельной служит природный газ. Резервного топлива нет. Объём системы теплоснабжения – 575,5м³

Основное холодное водоснабжение – центральное. Резервное холодное водоснабжение – ёмкости 45м³. Резервная ёмкость установлена на улице, утеплена и подогревается водяными регистрами. В котельной имеется система химводоподготовки на базе натрий-катионовых фильтров. Деаэрация теплоносителя не применяется.

Система теплоснабжения закрытая. Горячее водоснабжение потребителей выполнено по двухтрубной схеме с циркуляцией. Схема приготовления горячей воды на нужды ГВС – параллельная, секционнно-водяной подогрев.

Приборы учета расхода природного газа установлены на каждом котлоагрегате.

На каждом котлоагрегате ведётся приборный учет вырабатываемой тепловой энергии.

Приборный учёт электроэнергии и холодной воды имеется. Электроснабжение осуществляется на уровне напряжения 220/380В. В качестве резервного источника электрической энергии имеются резервный питающий кабель.

Насосы и вентиляторы котельной №2 Пелымского ЛПУ МГ

Тип двигателя	Назначение	Мощность, кВт	Количество, шт	Коэффициент загрузки	Кол-во потреблённой электроэнергии, кВтч/год
4АМИ225	Сетевой насос.	90	1	0,8	315360
4АМИ225	Сетевой насос.	75	1	0,8	262800
4АМИ225	Насос ГВС	22	1	0,82	79015
4АМИ225	Насос ГВС	22	1	0,82	79015
4АМИ225	Насос ГВС	22	1	0,818	78822
4АМ1602	Поддувка котла	5,5	1	0,81	19513
4АМ1602	Поддувка котла	5,5	1	0,81	19513
АИМ80	Вентиляция	1,5	1	0,81	5322

Имеется возможность взаиморезервирования котельной №1/1а и котельной №2 Пелымского ЛПУ МГ.

Регулирование отпуска тепловой энергии с коллекторов котельной (центральное регулирование) осуществляется вручную по качественно-количественному методу регулирования. Температурный график «95-70». Система автоматического погодного регулирования отсутствует. Система визуализации и дистанционного технического мониторинга отсутствует.

Давление воды в подающей трубе – 4,5 атмосферы; подобрано опытным путём исходя из соображений уменьшения вероятности возникновения разрывов при достаточной циркуляции теплоносителя. Количественное регулирование возможно за счёт включения в работу одного из двух насосов имеющих разную производительность.

Средневзвешенный КПД котельной по результатам РНИ, выполненных в 2011 году, составляет 90%, что соответствует удельному расходу условного топлива на выработку тепла брутто – 157 кг.у.т./Гкал.

Параметры мощности источника тепловой энергии (Котельной №2 Пелымского ЛПУ МГ)

Параметры мощности источника тепловой энергии (Котельной №2 Пелымского ЛПУ МГ).

Наименование показателя	Единица измерения	Величина	Примечание
Установленная мощность	ГКал/час	6	
Располагаемая мощность	ГКал/час	5,36	
Мощность на собственные нужды	ГКал/час	0,06	
Мощность на хозяйственные нужды	ГКал/час	0	
Тепловая мощность-нетто	ГКал/час	5,3	

Статистика отказов основного оборудования – данные не предоставлены.

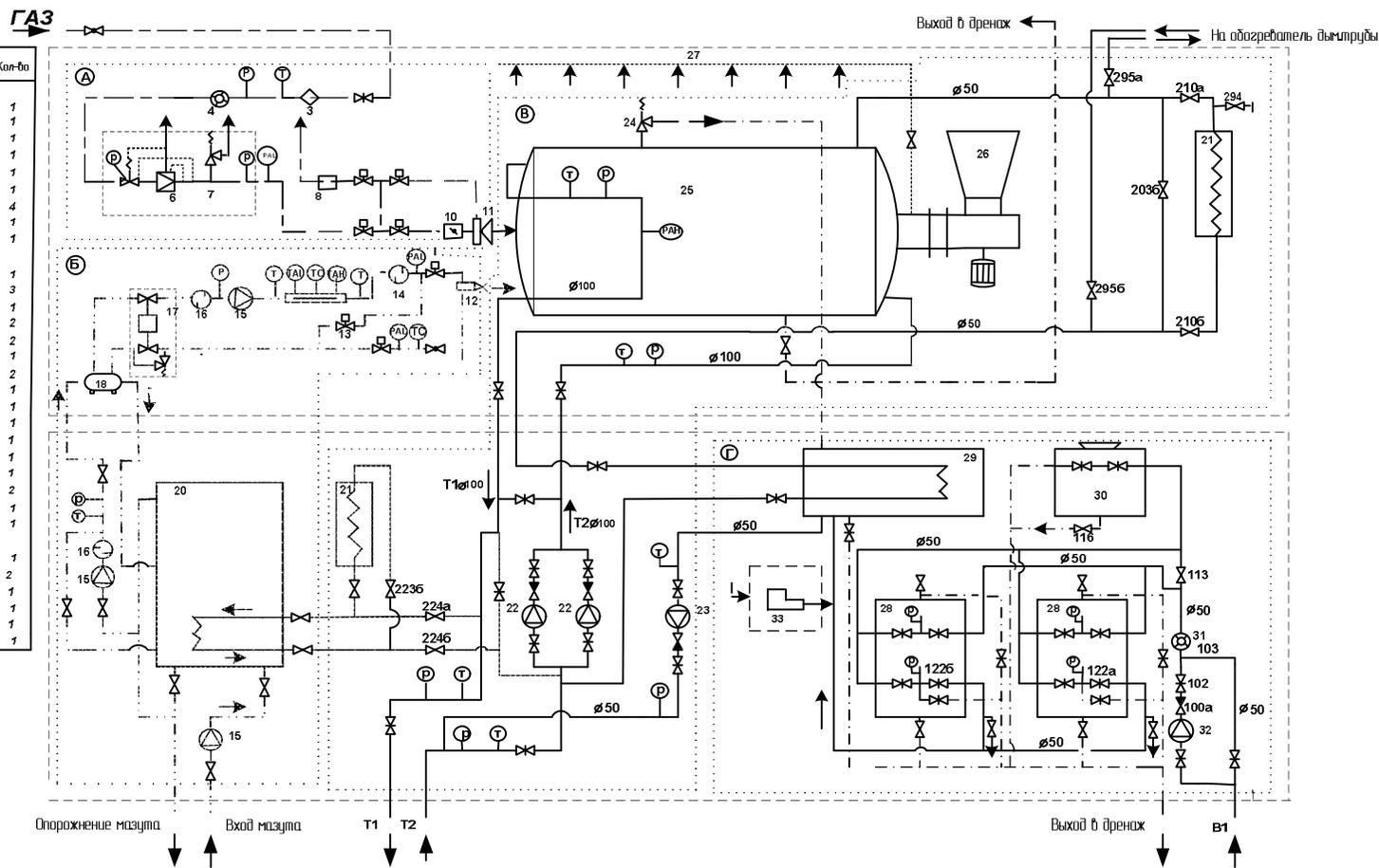
Тепломеханическая схема котельной ИМПАК

Утверждаю
 Заместитель начальника Пельмского ЛПУМГ
 _____ А.В. Лысов
 «__» _____ 2013г.

Спецификация оборудования

№п/п	Поз. по схеме	Наименование	Кол-во
1.	3	Контур газа	1
2.	4	Фильтр газобый	1
3.	5	Счетчик газобый	1
4.	6	ПЗК	1
5.	7	Регулятор давления	1
6.	8	ПСК	1
7.	9	Указатель утечек газа	1
8.	10	Электрический вентиль газа	4
9.	11	Газовая заслонка	1
10.	12	Комбинированная горелка	1
11.	13	Контур жидкого топлива	1
12.	14	Форсунка	1
13.	15	Электрический вентиль	3
14.	16	Топливный фильтр ТО	1
15.	17	Топливный насос	2
16.	18	Топливный фильтр	2
17.	19	Группа кранов	1
18.	20	Сепаратор воздух-газ	2
19.	21	Регулятор	1
20.	22	Установка подготовки топлива	1
21.	23	Тепловой контур	1
22.	24	Калорифер	1
23.	25	Сетевой насос	1
24.	26	Подпиточный насос	1
25.	27	Предохранительный клапан	2
26.	28	Котел ИМПАК	1
27.	29	Вентилятор наддува	1
28.	30	Контур жидкоподготовки	1
29.	31	Принудительная вентиляция	1
30.	32	На-капитальный фильтр	2
31.	33	Бак деаэрактор	1
32.	34	Солевоставитель	1
33.	35	Счетчик учета расхода воды	1
34.	36	Насос водоснабжения	1

Условные обозначения
 PАН – датчик давления макс.
 PАМ – датчик давления мин.
 ТС – регулирующий термостат
 ТАМ – термостат макс.
 ТАМ – термостат мин.



Разработчик	Устижанкин А.А.	Подпись	Дата	Тепломеханическая схема котельной ИМПАК
Проверен	Лысов А.В.	_____	_____	
Блок №2		Пельмское ЛПУМГ		

рис. 1.2.1 Тепломеханическая схема блока 2 котельной №2 Пельмского ЛПУМГ

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

Таблица 1.3.1

Основные характеристики теплосетей.

Наименование системы теплоснабжения	Наименование тепловой сети	Подключенная тепловая нагрузка, Гкал/час	Общая длина (в двухтрубном исчислении), км	Средний диаметр трубопровода, мм	Объем тепловой сети, м3	Материальная характеристика, м2
Котельная №1 (пгт Пелым) - РКЭС	Тепловые сети котельной №1 Пелымское РКЭС	0,522	6,64	96,8	97,29	1284
Котельная №2 (пгт Пелым) - РКЭС	Тепловые сети котельной №2 Пелымское РКЭС	0,0975	3,12	82	33	512
Котельная №1/1А (пгт Пелым) - ЛПУ	Объединённые тепловые сети котельных №№1/1а и 2	8,382	12,522	171,1	575,5	4285
Котельная №2 (пгт Пелым) - ЛПУ						
Котельная №3 (пгт Атымья)	Тепловые сети котельной №3 Пелымское РКЭС	0,653	4,7	90,7	61,64	853

Тепловые сети котельной №1 Пелымское РКЭС

Тепловая сеть двухтрубная, закрытая, гидравлически изолированная. ГВС не осуществляется. Прокладка преимущественно наружная. Грунт суглинистый, пучинистый.

Схемы тепловых сетей представлены на рис. 1.3.1

Температурный режим тепловой сети 95-70°C, расчётный, определён при проектировании тепловых сетей. Регулирование отпуска теплоты осуществляется вручную с качественным регулированием температуры теплоносителя по температуре наружного воздуха.

Тип присоединения потребителей к тепловым сетям – непосредственное, без смешения, по параллельной схеме включения потребителей. Система отопления – закрытая.

Узлы учёта отпуска тепловой энергии в тепловые сети отсутствуют.

Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики представлены не были. Гидравлическая наладка («шайбирование») тепловых сетей не осуществлялась.

Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, приведены в таблице 1.3.2

Для компенсации температурных деформаций трубопроводов используются П-образные компенсаторы.

Секционирующая и регулирующая арматура на тепловых сетях – 27шт;

Тепловые камеры отсутствуют.

Отказов на тепловых сетях за 2012 год не зафиксировано. Статистика отказов (аварий, инцидентов) за период 2008-2011гг Заказчиком не предоставлена.

Результаты расчёта нормативов технологических потерь приведены в таблице 1.3.3 Методика расчёта нормативов технологических потерь в соответствии с [5] приведена в приложении П1.2 Расчёт выполнен с использованием программы «RTP ENLAB».

Таблица 1.3.2

Характеристика тепловой сети от котельной №1 Пелымское РКЭС

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Толщина теплоизоляции, мм	Вид теплоизоляции	Вид прокладки тепловой сети	Год постройки
1	5	250	70	50	нд	минвата	надземная	нд
5	12	300	80	70	нд	минвата	надземная	нд
5	8	170	30	30	нд	минвата	надземная	нд
2	36	250	70	50	нд	минвата	надземная	нд
37	42	300	80	80	нд	минвата	надземная	нд
43	48	250	80	80	нд	минвата	надземная	нд
43	53	210	100	100	нд	минвата	надземная	нд
54	60	300	100	100	нд	минвата	надземная	нд
61	68	300	70	70	нд	минвата	надземная	нд
69	76	630	100	100	нд	минвата	надземная	нд
77	83	300	50	50	нд	минвата	надземная	нд
13	21	350	100	100	нд	минвата	надземная	нд
13	<i>ул. Набереж. 15</i>	38	100	100	нд	минвата	надземная	нд
13	<i>ул. Набереж. 13</i>	38	100	100	нд	минвата	надземная	нд
14	27	610	80	70	нд	минвата	надземная	нд
84	90	430	100	100	нд	минвата	надземная	нд
91	98	380	50	50	нд	минвата	надземная	нд
99	104	550	50	50	нд	минвата	надземная	нд
99	111	300	100	100	нд	минвата	надземная	нд

Фактические тепловые потери в тепловых сетях приблизительно оценены в части 6 главы 1.

Бесхозяйственных сетей нет.

Техническая эксплуатация: Периодический осмотр видимой части тепловых сетей. Ежегодная промывка тепловых сетей и испытания повышенным давлением. Регламентные работы при подготовке к отопительному сезону: замена трубопроводов; ремонт арматуры; восстановление теплоизоляции.

В течении 2012 и 2013 года заменено около 30% теплотрасс.

Таблица 1.3.3

Расчёт нормативов технологических потерь в теплосетях котельной №1 Пелымское РКЭС

диаметр наружный - Dн, м	длина - L, м	вид прокладки
25	19	подземный
25	38,03	надземный
32	183,24	надземный
57	399,07	надземный
57	64,2	подземный
76	921,47	надземный
76	106,83	подземный
89	247,1	надземный
89	570,41	подземный
108	255,56	подземный
108	40,61	надземный
159	253,48	надземный
159	24	подземный
Потери тепловой энергии, Гкал		
Через изоляцию	С утечкой	Итого
3917,46	82,51	3999,97

РИС 1.3.1 на формате А3

Тепловые сети котельной №2 Целымское РКЭС

Тепловая сеть двухтрубная, закрытая, гидравлически изолированная. ГВС не осуществляется. Прокладка преимущественно наружная. Грунт суглинистый, пучинистый.

Схемы тепловых сетей представлены на рис. 1.3.2

Температурный режим тепловой сети 95-70°С, расчётный, определён при проектировании тепловых сетей. Регулирование отпуска теплоты осуществляется вручную с качественным регулированием температуры теплоносителя по температуре наружного воздуха.

Тип присоединения потребителей к тепловым сетям – непосредственное, без смешения, по параллельной схеме включения потребителей. Система отопления – закрытая.

Узлы учёта отпуска тепловой энергии в тепловые сети отсутствуют.

Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики представлены не были. Гидравлическая наладка («шайбирование») тепловых сетей не осуществлялась.

Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, приведены в таблице 1.3.4

Для компенсации температурных деформаций трубопроводов используются П-образные компенсаторы.

Секционирующая и регулирующая арматура на тепловых сетях – 12шт.

Тепловые камеры отсутствуют.

Отказов на тепловых сетях за 2012 год не зафиксировано. Статистика отказов (аварий, инцидентов) за период 2008-2011гг Заказчиком не предоставлена.

Результаты расчёта нормативов технологических потерь приведены в таблице 1.3.5 Методика расчёта нормативов технологических потерь в соответствии с [5] приведена в приложении П1.2 Расчёт выполнен с использованием программы «RTP ENLAB».

Фактические тепловые потери в тепловых сетях приблизительно оценены в части 6 главы 1.

Бесхозяйственных сетей нет.

Техническая эксплуатация: Периодический осмотр видимой части тепловых сетей. Ежегодная промывка тепловых сетей и испытания повышенным давлением. Регламентные работы при подготовке к отопительному сезону: замена трубопроводов; ремонт арматуры; восстановление теплоизоляции.

Таблица 1.3.4

Характеристика тепловой сети от котельной №2 Пелымское РКЭС

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Толщина теплоизоляции, мм	Вид теплоизоляции	Вид прокладки тепловой сети	Год постройки
1	1в	130	100	100	нд	минвата	надземная	нд
1	2	100	150	100	нд	минвата	надземная	нд
2	2р	700	100	100	нд	минвата	надземная	нд
2	3	10	150	100	нд	минвата	надземная	нд
3	3р	600	100	100	нд	минвата	надземная	нд
3	4	230	150	100	нд	минвата	надземная	нд
4	5	20	150	100	нд	минвата	надземная	нд
5	5д	600	80	70	нд	минвата	надземная	нд
5	6	10	150	100	нд	минвата	надземная	нд
6	6г	170	80	70	нд	минвата	надземная	нд
6	7	20	100	100	нд	минвата	надземная	нд
7	8	220	100	100	нд	минвата	надземная	нд
8	8а	10	100	100	нд	минвата	надземная	нд
8а	8ж	300	80	70	нд	минвата	надземная	нд
8	8к	195	80	80	нд	минвата	надземная	нд

Расчёт нормативов технологических потерь в теплосетях котельной №2 Пелымское РКЭС

диаметр наружный - Dн,м	длина - L, м	вид прокладки
57	211,27	надземный
76	2370,46	надземный
76	1283,88	подземный
89	284	надземный
89	469,76	подземный
108	373,61	надземный
108	189,47	подземный
120	42	надземный
120	16,2	подземный
159	869,9	надземный
159	526,45	подземный
Потери тепловой энергии, Гкал		
Через изоляцию	С утечкой	Итого
1690,8	62,36	1753,16

РИС 1.3.2 на формате А3

Тепловые сети котельной №3 Целымское РКЭС

Тепловая сеть двухтрубная, закрытая, гидравлически изолированная. ГВС не осуществляется. Прокладка преимущественно наружная. Грунт суглинистый, пучинистый.

Схемы тепловых сетей представлены на рис. 1.3.3

Температурный режим тепловой сети 95-70°С, расчётный, определён при проектировании тепловых сетей. Регулирование отпуска теплоты осуществляется вручную с качественным регулированием температуры теплоносителя по температуре наружного воздуха.

Тип присоединения потребителей к тепловым сетям – непосредственное, без смешения, по параллельной схеме включения потребителей. Система отопления – закрытая.

Узлы учёта отпуска тепловой энергии в тепловые сети отсутствуют.

Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики представлены не были. Гидравлическая наладка («шайбирование») тепловых сетей не осуществлялась.

Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, приведены в таблице 1.3.6

Для компенсации температурных деформаций трубопроводов используются П-образные компенсаторы.

Секционирующая и регулирующая арматура на тепловых сетях:

- задвижки – 1шт;
- затворы-1шт

Тепловые камеры отсутствуют.

Отказов на тепловых сетях за 2012 год не зафиксировано. Статистика отказов (аварий, инцидентов) за период 2008-2011гг Заказчиком не предоставлена.

Результаты расчёта нормативов технологических потерь приведены в таблице 1.3.7 Методика расчёта нормативов технологических потерь в соответствии с [5] приведена в приложении П1.2 Расчёт выполнен с использованием программы «RTP ENLAB».

Фактические тепловые потери в тепловых сетях приблизительно оценены в части 6 главы 1.

Бесхозяйственных сетей нет.

Техническая эксплуатация: Периодический осмотр видимой части тепловых сетей. Ежегодная промывка тепловых сетей и испытания повышенным давлением. Регламентные работы при подготовке к отопительному сезону: замена трубопроводов; ремонт арматуры; восстановление теплоизоляции.

Характеристика тепловой сети от котельной №3 Пелымское РКЭС

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Толщина теплоизоляции, мм	Вид теплоизоляции	Вид прокладки тепловой сети	Год постройки
1	2	50	70	70	нд	минвата	подземная	нд
2	3	100	70	70	нд	минвата	надземная	нд
3	4	550	80	80	нд	минвата	надземная	нд
1	5	200	70	70	нд	минвата	подземная	нд
5	6	42	80	80	нд	минвата	подземная	нд
1	14	200	70	70	нд	минвата	подземная	нд
7	14	10	100	100	нд	минвата	подземная	нд
7	13	230	80	80	нд	минвата	подземная	нд
14	23	600	80	80	нд	минвата	подземная	нд
14	24	10	100	100	нд	минвата	подземная	нд
24	27	120	80	80	нд	минвата	надземная	нд
27	31	560	70	70	нд	минвата	подземная	нд
31	38	350	70	70	нд	минвата	надземная	нд
7	39	100	100	100	нд	минвата	подземная	нд
39	44	325	80	80	нд	минвата	подземная	нд
39	54	10	80	80	нд	минвата	подземная	нд
54	55	200	70	70	нд	минвата	подземная	нд
55	56	100	70	70	нд	минвата	подземная	нд
55	45	20	80	80	нд	минвата	подземная	нд
45	53	350	50	50	нд	минвата	подземная	нд
45	63	240	70	70	нд	минвата	подземная	нд
46	57	75	70	70	нд	минвата	подземная	нд

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Толщина теплоизоляции, мм	Вид теплоизоляции	Вид прокладки тепловой сети	Год постройки
57	58	50	50	50	нд	минвата	надземная	нд
24	65	60	80	80	нд	минвата	подземная	нд
65	70	290	80	80	нд	минвата	подземная	нд
70	71	25	80	80	нд	минвата	подземная	нд
70	73	100	100	100	нд	минвата	подземная	нд
73	74	5	70	70	нд	минвата	подземная	нд
74	75	405	80	80	нд	минвата	подземная	нд
73	81	80	100	100	нд	минвата	надземная	нд
76	81	125	70	70	нд	минвата	подземная	нд

Расчёт нормативов технологических потерь в теплосетях котельной №3 Пелымское РКЭС

диаметр наружный - Dн,м	длина - L, м	вид прокладки
57	116	надземный
57	439	подземный
76	294	надземный
76	766	подземный
89	339	надземный
89	406	подземный
108	678	надземный
108	923	подземный
120	240	надземный
120	295	подземный
159	98	надземный
159	107	подземный
Потери тепловой энергии, Гкал		
Через изоляцию	С утечкой	Итого
2701,63	78,85	2780,48

РИС 1.3.3 на формате А3

Объединенные тепловые сети котельных №№1/1а и 2 Пелымского ЛПУ.

Тепловая сеть двухтрубная, закрытая, объединяет котельные №№1/1а и 2. В штатном режиме каждая котельная работает на свою сеть. При возникновении аварийных ситуаций на источнике тепловой энергии топологией сети предусмотрена работа каждой котельной на всю сеть ТВС и ГВС. ГВС осуществляется по двухтрубной схеме с циркуляцией. Прокладка трубопроводов преимущественно наружная. Год ввода в эксплуатацию – 1995..1996гг. Тип изоляции – минеральная вата. Грунт суглинистый, пучинистый.

Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, приведены в таблице 1.3.8

Схема тепловых сетей с указанием основных параметров представлена на рис. 1.3.4

Утверждённый график регулирования отпуска тепла в тепловые сети приведён в приложении П1. Температурный режим тепловой сети 95-70°С, расчётный, определён при проектировании тепловых сетей. Регулирование отпуска теплоты осуществляется вручную с качественным регулированием температуры теплоносителя по температуре наружного воздуха.

Тип присоединения потребителей к тепловым сетям – непосредственное, без смешения, по параллельной схеме включения потребителей. Система отопления – закрытая.

Имеются узлы учёта отпуска тепловой энергии в тепловые сети.

Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики представлены не были. Гидравлическая наладка («шайбирование») тепловых сетей не осуществлялась.

Для компенсации температурных деформаций трубопроводов используются П-образные компенсаторы.

Секционирующая и регулирующая арматура на тепловых сетях:

- задвижки – 112шт;

Тепловые камеры – 18 шт.

Отказов на тепловых сетях за период 2008-2012 годы не зафиксировано. Статистика аварий, инцидентов за период 2008-2012гг Заказчиком не предоставлена.

Результаты расчёта нормативов технологических потерь приведены в таблице 1.3.9 Методика расчёта нормативов технологических потерь в соответствии с [5] приведена в приложении П1.2 Расчёт выполнен с использованием программы «RTP ENLAB».

Фактические тепловые потери в тепловых сетях приблизительно оценены в части 6 главы 1.

Бесхозяйственных сетей нет.

Техническая эксплуатация: Периодический осмотр видимой части тепловых сетей. Ежегодная промывка тепловых сетей и испытания повышенным давлением. Регламентные работы при подготовке к отопительному сезону: замена трубопроводов; ремонт арматуры; восстановление теплоизоляции.

Таблица 1.3.8

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Наименование участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид теплоизоляции	Вид прокладки тепловой сети	Год постройки
УТ3	УТ2	Магистраль 8	330	200	200	минвата	надземная	1996
УТ3	УТ2		31	200	200	минвата	надземная	1996
УТ5	дом №1 и №3 по ул. Фестивальная	Магистраль 10	105	200	200	минвата	надземная	1996
УТ5	УТ4	Магистраль 10	215	150	150	минвата	надземная	1996
УТ4	ВОС2300	Магистраль 11	235	100	100	минвата	надземная	1996
УТ3	ТК22	Магистраль 9	250	80	80	минвата	надземная	1996
УТ2	ТК18	Магистраль 4	290	150	150	минвата	надземная	1996
ТК18	УТ6	Магистраль 4	59	150	150	минвата	надземная	1996
УТ6	ТК19	Магистраль 7	62	150	150	минвата	надземная	1996
ТК19	ТК20	Магистраль 7	50	150	150	минвата	надземная	1996
ТК20	ТК21	Магистраль 7	65	150	150	минвата	надземная	1996
УТ1	УТ2	Магистраль 3	256	150	100	минвата	надземная	1996
УТ1	ТК5		15	100	100	минвата	подземная	1996
УТ1	УТ8		97	200	200	минвата	надземная	1996
УТ8	УТ9		28	200	200	минвата	надземная	1996
УТ9	Магазин Фаворит		195	50	50	минвата	надземная	1996
УТ1	ТК4	Магистраль 3	98	200	150	минвата	подземная	1996
ТК4	ТК3	Магистраль 3	22	200	150	минвата	надземная	1996
ТК3	ТК2	Магистраль 3	123	200	150	минвата	подземная	1996
ТК2	ТК1 (Котельная 1/1А и 2)	Магистраль 3	15	200	150	минвата	надземная	1996
ТК1	ТК17	Магистраль 5	140	80	80	минвата	надземная	1996
УТ10	УТ11		32	100	100	минвата	надземная	1996
УТ11	ТК18		50	80	80	минвата	надземная	1996
ТК18	ул. Железнодорожная		94	50	50	минвата	надземная	1996
ТК6	УТ7		55	250	250	минвата	подземная	1996
УТ7	ТК7		12	250	250	минвата	подземная	1996
ТК7	ТК16	Магистраль №2	98	200	200	минвата	подземная	1996
ТК16	ТК15	Магистраль №2	57	200	200	минвата	надземная	1996
ТК15	УТ12	Магистраль №6	320	150	150	минвата	надземная	1996
ТК7	ТК8	Магистраль №1	35	200	200	минвата	подземная	1996
ТК8	ТК3		40	150	150	минвата	подземная	1996
ТК8	ТК9	Магистраль №1	62	200	200	минвата	подземная	1996
ТК9	ТК10	Магистраль №1	39	200	200	минвата	подземная	1996
ТК10	ТК11	Магистраль №1	35	200	200	минвата	подземная	1996
ТК11	ТК12		46	100	100	минвата	подземная	1996
ТК11	ТК13		39	100	100	минвата	подземная	1996

Расчёт нормативов технологических потерь в объединенной теплосети котельных
Пельмского ЛПУ МГ

Тепловые сети от котельной №1/1А			
сети - теплоснабжения		сети - ГВС	
диаметр наружный - Dн,м	длина - L, м	длина - L, м	вид прокладки
159	618	1658	надземный
89	1340	568	надземный
57	1066	814	надземный
259	564	344	надземный
209	1438	0	надземный
32	56	0	надземный
76	16	407	надземный
26	70	0	надземный
108	1558	1026	надземный
45	0	21	надземный
42	0	28	надземный
Тепловые сети от котельной №2			
сети - теплоснабжения		сети - ГВС	
диаметр наружный - Dн,м	длина - L, м	длина - L, м	вид прокладки
159	4224	0	надземный
89	20	2223	надземный
57	215	2176	надземный
108	618	409	надземный
45	0	38	надземный

Потери тепловой энергии (через изоляцию и с утечкой), Гкал в год
6307

РИС 1.3.4

Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии

На территории пгт Пелым действует четыре централизованных источника теплоснабжения. Зоны действия централизованных источников теплоснабжения в пгт Пелым приведен на рис. 1.4.1

На территории п Атымья действует один централизованный источник теплоснабжения. Зоны действия централизованного источника теплоснабжения в п Атымья приведен на рис. 1.4.2

В зависимости от соотношения и режимов отдельных видов теплоснабжения различают три характерные группы потребителей:

- жилые здания (характерны сезонные расходы тепла на отопление и вентиляцию и круглогодичный — на горячее водоснабжение);
- общественно-деловые здания (сезонные расходы тепла на отопление, вентиляцию и кондиционирование воздуха);
- промышленные здания и сооружения (все виды теплоснабжения, количественное отношение между которыми определяется видом производства).

Основным потребителем тепла Пелымского городского округа является жилой фонд.

В таблице 1.4.1 приведены исходные данные и результаты расчёта удельных характеристик систем теплоснабжения.

Таблица 1.4.1

Расчёт удельных характеристик систем теплоснабжения.

Наименование системы теплоснабжения	Наименование тепловой сети	Подключенная тепловая нагрузка, Гкал/час	Общая длина (в двухтрубном исчислении), км	Средний диаметр трубопровода, мм	Материальная характеристика, м2	Удельная материальная характеристика, м2/Гкал/ч	Удельная длина тепловой сети, м/Гкал/ч
Котельная №1 (пгт Пелым) - РКЭС	Тепловые сети котельной №1 Пелымское РКЭС	0,522	6,64	96,8	1284	2460	25411
Котельная №2 (пгт Пелым) - РКЭС	Тепловые сети котельной №2 Пелымское РКЭС	0,0975	3,12	82	512	5251	64040
Котельная №1/1А (пгт Пелым) - ЛПУ	Объединённые тепловые сети котельных №№1/1а и 2	18,8	12,522	171,1	4285	228	1332
Котельная №2 (пгт Пелым) - ЛПУ							
Котельная №3 (пгт Атымья)	Тепловые сети котельной №3 Пелымское РКЭС	0,653	4,7	90,7	853	1306	14402

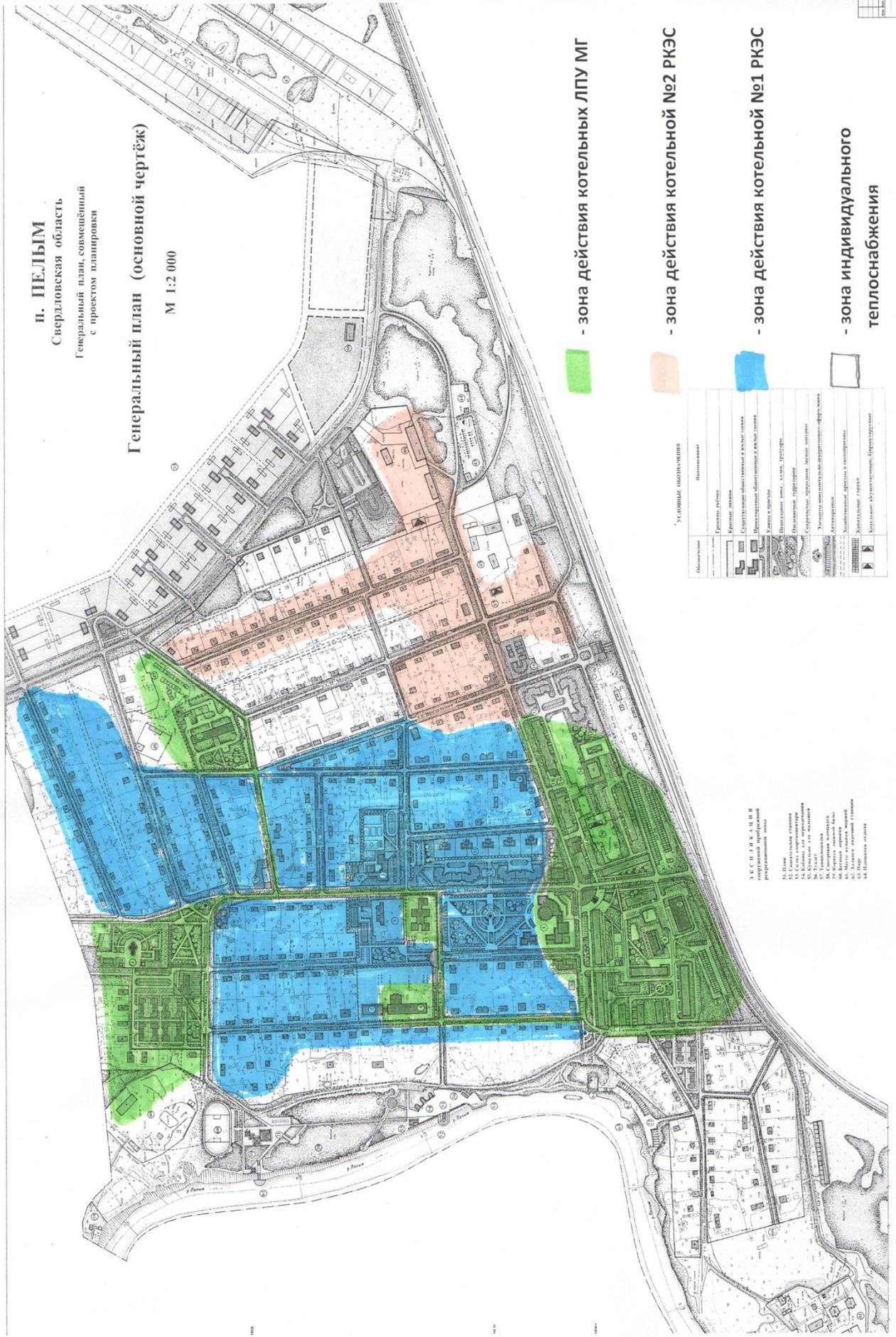
Примечание: удельные материальные характеристики и удельные длины теплосетей рассчитываются по методике, изложенной в [34]

п. ПЕЛЫМ

Свердловская область
Генеральный план, совмещённый
с проектом планировки

Генеральный план (основной чертёж)

М 1:2 000



- зона действия котельных ЛПУ МГ

- зона действия котельной №2 РКЭС

- зона действия котельной №1 РКЭС

- зона индивидуального
теплоснабжения

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Обозначение	Наименование
	Границы, улицы
	Котельная №2
	Специализированные объекты в жилых зонах
	Промышленные объекты в жилых зонах
	Улицы и проезды
	Населенные пункты, улицы, переулки
	Объекты культурного наследия, объекты
	Секторские территории, объекты
	Участки коммунального назначения, объекты
	Административные
	Муниципальные объекты и территории
	Муниципальные территории, объекты
	Муниципальные объекты, объекты

- УКАЗАНИЯ**
к совмещённому генеральному плану
- 51. Пелым
 - 52. Котельная №1
 - 53. Котельная №2
 - 54. Котельная №3
 - 55. Котельная №4
 - 56. Котельная №5
 - 57. Котельная №6
 - 58. Котельная №7
 - 59. Котельная №8
 - 60. Котельная №9
 - 61. Котельная №10
 - 62. Котельная №11
 - 63. Котельная №12
 - 64. Котельная №13
 - 65. Котельная №14
 - 66. Котельная №15
 - 67. Котельная №16
 - 68. Котельная №17
 - 69. Котельная №18
 - 70. Котельная №19
 - 71. Котельная №20
 - 72. Котельная №21
 - 73. Котельная №22
 - 74. Котельная №23
 - 75. Котельная №24
 - 76. Котельная №25
 - 77. Котельная №26
 - 78. Котельная №27
 - 79. Котельная №28
 - 80. Котельная №29
 - 81. Котельная №30
 - 82. Котельная №31
 - 83. Котельная №32
 - 84. Котельная №33
 - 85. Котельная №34
 - 86. Котельная №35
 - 87. Котельная №36
 - 88. Котельная №37
 - 89. Котельная №38
 - 90. Котельная №39
 - 91. Котельная №40
 - 92. Котельная №41
 - 93. Котельная №42
 - 94. Котельная №43
 - 95. Котельная №44
 - 96. Котельная №45
 - 97. Котельная №46
 - 98. Котельная №47
 - 99. Котельная №48
 - 100. Котельная №49
 - 101. Котельная №50
 - 102. Котельная №51
 - 103. Котельная №52
 - 104. Котельная №53
 - 105. Котельная №54
 - 106. Котельная №55
 - 107. Котельная №56
 - 108. Котельная №57
 - 109. Котельная №58
 - 110. Котельная №59
 - 111. Котельная №60
 - 112. Котельная №61
 - 113. Котельная №62
 - 114. Котельная №63
 - 115. Котельная №64
 - 116. Котельная №65
 - 117. Котельная №66
 - 118. Котельная №67
 - 119. Котельная №68
 - 120. Котельная №69
 - 121. Котельная №70
 - 122. Котельная №71
 - 123. Котельная №72
 - 124. Котельная №73
 - 125. Котельная №74
 - 126. Котельная №75
 - 127. Котельная №76
 - 128. Котельная №77
 - 129. Котельная №78
 - 130. Котельная №79
 - 131. Котельная №80
 - 132. Котельная №81
 - 133. Котельная №82
 - 134. Котельная №83
 - 135. Котельная №84
 - 136. Котельная №85
 - 137. Котельная №86
 - 138. Котельная №87
 - 139. Котельная №88
 - 140. Котельная №89
 - 141. Котельная №90
 - 142. Котельная №91
 - 143. Котельная №92
 - 144. Котельная №93
 - 145. Котельная №94
 - 146. Котельная №95
 - 147. Котельная №96
 - 148. Котельная №97
 - 149. Котельная №98
 - 150. Котельная №99
 - 151. Котельная №100

рис. 1.4.1. Зоны действия источников теплоснабжения

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

Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии от источников в пгт Пелым – котельной №1 Пелымское РКЭС, котельной №2 Пелымское РКЭС, котельной 1/1а Пелымское ЛПУ и котельной №2 Пелымское ЛПУ приведены в таблицах №№1.5.1-1.5.4 соответственно.

Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии от источника в п Атымья – котельной №3 Пелымское РКЭС приведены в таблице №1.5.5

Таблица 1.5.1

Котельная №1 ул. Карла Маркса ,18

№ п/п	Наименование объекта (улица, № дома)	Нагрузка на отопление, Гкал/час	Расход тепла, Гкал/год
1	2	3	4
Общественные объекты			
1	МКДОУ "Детский сад "Тополек" ул.Карла Маркса, 17 "А"	0,0736	200,53
2	МКУК ДК п. Пелым, ул. Строителей, 15	0,0445	111,12
3	МУП "Голана", общежития №1 ул. Карла Маркса, 15	0,0102	27,79
4	МУП "Голана", общежития №2 ул. Карла Маркса, 15	0,0102	27,79
5	ИП Патко Л.В. ул. Карла Маркса д 2	0,0029	6,95
6	ИП Абразцов Ю.А. пер. Чапаева	0,0050	12,23
7	ИП Зинченко Г.А. пер.Чапаева,2	0,0457	114,02
8	ИП Ошмарина М.В. Ул.Карла Маркса, 13	0,0092	22,47
Итого общественные объекты:		0,2013	522,8979
Частный жилой фонд			
9	Клубная , 3-1	0,0031	13,37
10	Клубная, 7-1	0,0027	11,52
11	Вокзальная, 15-1	0,0015	6,36
12	Вокзальная,16-1	0,0018	7,83
13	Вокзальная,17-1	0,0017	7,37
14	Вокзальная,19-2	0,0021	8,87
15	Зеленая, 1-1	0,0021	9,23
16	Зеленая, 1-2	0,0021	9,18
17	Зеленая, 2-1	0,0024	10,19
18	Зеленая, 2-2	0,0024	10,19
19	Зеленая, 3-1	0,0021	8,95
20	Зеленая, 3-2	0,0021	8,91
21	Зеленая, 4-1	0,0024	10,25
22	Зеленая, 4-2	0,0024	10,34
23	Зеленая, 5-1	0,0021	8,98
24	Зеленая, 5-2	0,0021	9,08
25	Зеленая, 6-1	0,0025	10,83
26	Зеленая, 6-2	0,0023	10,03
27	Зеленая, 7-1	0,0021	9,20
28	Зеленая, 7-2	0,0021	9,14
29	Зеленая, 8-1	0,0025	10,65
30	Зеленая, 8-2	0,0025	10,65
31	Зеленая, 9-1	0,0021	9,10

Котельная №1 ул. Карла Маркса ,18

№ п/п	Наименование объекта (улица, № дома)	Нагрузка на отопление, Гкал/час	Расход тепла, Гкал/год
32	Зеленая, 9-2	0,0021	9,24
33	Зеленая, 10-1	0,0025	10,67
34	Зеленая, 10-2	0,0024	10,26
35	Зеленая, 11-1	0,0017	7,39
36	Зеленая, 11-2	0,0017	7,43
37	Зеленая, 16	0,0032	13,80
38	Карла Маркса, 26-2	0,0013	5,45
39	Карла Маркса, 26-3	0,0025	10,92
40	Карла Маркса, 6-2	0,0017	7,34
41	Карла Маркса, 7-1	0,0025	10,89
42	Карла Маркса, 7-3	0,0013	5,63
43	Карла Маркса, 8-1	0,0025	10,94
44	Карла Маркса, 8-2	0,0013	5,59
45	Карла Маркса, 10-1	0,0025	10,91
46	Карла Маркса, 10-2	0,0025	10,65
47	Карла Маркса, 13-2	0,0022	9,57
48	Карла Маркса, 14-1	0,0027	11,68
49	Карла Маркса, 14-2	0,0023	9,84
50	Карла Маркса, 15-2	0,0018	7,74
51	Карла Маркса, 17-2	0,0029	12,57
52	Карла Маркса, 19-1	0,0016	6,95
53	Карла Маркса, 19-2	0,0018	7,78
54	Карла Маркса, 19-2	0,0008	3,49
55	Карла Маркса, 25-1	0,0025	10,68
56	Карла Маркса, 25-2	0,0016	7,01
57	Молодежная, 1-1	0,0038	16,51
58	Молодежная, 1-2	0,0038	16,34
59	Молодежная, 1-1	0,0037	16,14
60	Молодежная, 2	0,0032	13,66
61	Молодежная, 3-1	0,0036	15,46
62	Молодежная, 3-2	0,0031	13,43
63	Молодежная, 4-1	0,0038	16,22
64	Молодежная, 7-1	0,0038	16,30
65	Молодежная, 7-2	0,0017	7,18
66	Молодежная, 8-1	0,0008	3,59
67	Молодежная, 8-2	0,0008	3,59
68	Молодежная, 8-3	0,0037	16,11
69	Молодежная, 10-1	0,0038	16,25
70	Молодежная, 10-2	0,0037	15,92
71	Молодежная, 12	0,0032	14,01
72	Молодежная, 13	0,0018	7,80
73	Молодежная, 14-1	0,0015	6,50
74	Молодежная, 14-3/а	0,0006	2,55
75	Молодежная, 14-3/б	0,0030	13,18
76	Молодежная, 16	0,0016	6,77
77	Молодежная, 18-1	0,0017	7,41
78	Молодежная, 18-3	0,0016	6,91
79	Набережная, 0	0,0005	2,33
80	Набережная, 2-1	0,0025	10,96
81	Набережная, 2-2	0,0012	5,36
82	Набережная, 2-3	0,0012	5,39
83	Набережная, 5-1	0,0026	11,41

Котельная №1 ул. Карла Маркса ,18

№ п/п	Наименование объекта (улица, № дома)	Нагрузка на отопление, Гкал/час	Расход тепла, Гкал/год
84	Набережная, 6-2	0,0025	10,98
85	Набережная, 9	0,0031	13,33
86	Набережная, 10-1	0,0030	13,12
87	Набережная, 10-2	0,0021	9,10
88	Набережная, 11	0,0017	7,37
89	Набережная, 15-1	0,0031	13,39
90	Набережная, 16-2	0,0018	7,57
91	Набережная, 19-1	0,0022	9,70
92	Набережная, 20-2	0,0017	7,41
93	Набережная, 22-1	0,0022	9,35
94	Набережная, 22-2	0,0022	9,45
95	Новая, 1-2	0,0025	10,98
96	Новая, 3-1	0,0025	10,94
97	Новая, 3-2	0,0023	9,99
98	Новая, 4-1	0,0018	7,94
99	Новая, 5-1	0,0005	2,33
100	Новая, 5-2	0,0027	11,66
101	Новая, 7-1	0,0018	7,58
102	Новая, 8-2	0,0018	7,61
103	Новая, 10-1	0,0017	7,51
104	Новая, 11-1	0,0018	7,67
105	Новая, 11-2	0,0017	7,53
106	Новая, 12-2	0,0018	7,76
107	Новая, 15-2	0,0020	8,79
108	Новая, 16-1	0,0021	9,28
109	Новая, 16-2	0,0020	8,70
110	Новая, 18-1	0,0026	11,37
111	Новая, 18-2	0,0027	11,86
112	Пушкина, 4	0,0008	3,49
113	Пушкина, 5-2	0,0026	11,11
114	Пушкина, 7-2	0,0026	11,38
115	Пушкина, 8-1	0,0013	5,49
116	Пушкина, 8-2	0,0013	5,49
117	Пушкина, 8-3	0,0013	5,43
118	Строителей, 1а-1	0,0013	5,57
119	Строителей, 19-1	0,0016	7,04
120	Строителей, 19-2	0,0016	7,04
121	Строителей, 21-2	0,0017	7,43
122	Студенческая, 2-1		
123	Студенческая, 3-1	0,0022	9,39
124	Студенческая, 3-2	0,0022	9,41
125	Студенческая, 4-1	0,0021	8,87
126	Студенческая, 4-2	0,0021	8,91
127	Студенческая, 6-1	0,0000	0,00
128	Студенческая, 6-2	0,0021	8,96
129	Студенческая, 7-1	0,0023	9,74
130	Студенческая, 7-2	0,0018	7,61
131	Студенческая, 9-2	0,0022	9,41
132	Чапаева, 1-1	0,0035	14,94
133	Чапаева, 2-1	0,0031	13,41
134	Чапаева, 3	0,0034	14,63
135	Чапаева, 4-1	0,0038	16,57

Котельная №1 ул. Карла Маркса ,18

№ п/п	Наименование объекта (улица, № дома)	Нагрузка на отопление, Гкал/час	Расход тепла, Гкал/год
136	Чапаева, 7	0,0040	17,17
137	Чапаева, 8-1	0,0040	17,17
138	Чапаева, 9-2	0,0021	8,87
139	Чапаева, 9А	0,0035	15,02
140	Чапаева, 9А-1	0,0019	8,15
141	Чапаева, 10-2	0,0042	18,16
142	Чапаева, 13-1	0,0018	7,84
143	Чапаева, 13-2	0,0018	7,74
144	Школьная, 1-2	0,0020	8,69
145	Школьная, 2-1	0,0030	12,81
146	Школьная, 3-2	0,0020	8,83
147	Школьная, 6-1	0,0024	10,36
148	Школьная, 6-2	0,0024	10,21
149	Школьная, 7-1	0,0021	8,91
150	Школьная, 8-1	0,0025	10,65
151	Школьная, 8-2	0,0024	10,24
152	Школьная, 9-2	0,0021	8,98
153	Щорса, 2-1	0,0032	13,76
154	Щорса, 2-2	0,0033	14,34
155	Щорса, 4-1	0,0025	10,77
156	Щорса, 4-2	0,0018	7,86
157	Щорса, 4-3	0,0015	6,52
158	Щорса, 5-1	0,0025	10,65
159	Щорса, 5-2	0,0024	10,36
160	Щорса, 7-1	0,0019	8,13
161	Щорса, 8-2	0,0032	14,03
162	Щорса, 10-1	0,0030	12,76
163	Щорса, 11-1	0,0029	12,63
164	Щорса, 11-2	0,0029	12,73
165	Щорса, 13-1	0,0017	7,23
166	Щорса, 13-2	0,0006	2,69
167	Щорса, 13-2/1	0,0013	5,46
168	Щорса, 13-3	0,0017	7,23
Итого жилой фонд		0,356	1540,489
ИТОГО		0,558	2063,387

Таблица 1.5.2

Котельная № 2 ул. Мира ,4а

№ п/п	Наименование объекта (улица, № дома)	Нагрузка на отопление, Гкал/час	Расход тепла, Гкал/год
1	2	3	4
Общественные объекты			
1	МУП "Голана", гаражный бокс	0,0274	57,26
2	Облкоммунэнерго, гаражный бокс собств.потребление	0,0122	22,57
3	ГКПТУ СО "ОПС СО № 5" Пелым	0,0162	42,3
4	ИП Абразцов Ю.А. ул. П/Морозова,11	0,0041	10,07
5	ИП Собянин Е.А. пер. Строителей,17	0,0027	6,54
Итого общественные объекты:		0,0626	138,7800
Частный жилой фонд			
6	Вокзальная, 8-1	0,0017	7,43
7	Вокзальная, 9-1	0,0017	7,49
8	Вокзальная, 9-2	0,0017	7,35
9	Вокзальная, 10-2	0,0017	7,18
10	Железнодорожная, 6	0,0033	14,38
11	Железнодорожная, 7а	0,0025	10,75
12	Мира, 1-1	0,0034	14,54
13	Мира, 2-1	0,0028	12,27
14	Мира, 3-1	0,0030	12,84
15	Мира, 9-1	0,0030	12,79
16	Мира, 10	0,0035	15,08
17	Павлика Морозова,1-2	0,0021	8,93
18	Павлика Морозова,9-1	0,0017	7,18
19	Павлика Морозова, 9-2	0,0029	12,57
Итого частный жилой фонд		0,0349	150,76
ИТОГО		0,0975	289,5355

Таблица 1.5.3

Тепловые нагрузки котельной 1/1А Пелымского ЛПУ

№пп	Наименование абонента	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Расход сетевой воды, т/ч
1	Общежитие "96 мест"	0,265	
2	Магазин "Для Вас"	0,007	0,28
3	Здание по адресу: ул. Газовиков, д. 5	0,128	5,12
4	Здание по адресу: ул. Газовиков, д. 6	0,135	5,40
5	Здание по адресу: ул. Газовиков, д. 7	0,133	5,34
6	Здание по адресу: ул. Газовиков, д. 8	0,128	5,14
7	Здание по адресу: ул. Газовиков, д. 11	0,334	
8	Здание по адресу: ул. Нижняя Набережная, д. 11	0,010	0,41
9	Здание по адресу: ул. Нижняя Набережная, д. 13	0,011	0,46
10	Здание по адресу: ул. Нижняя Набережная, д. 15	0,009	0,36
11	Здание по адресу: ул. Нижняя Набережная, д. 2, кв. 2	0,008	0,31
12	Детская школа искусств	0,044	1,75
13	Здание по адресу: ул. Строителей, д. 1	0,328	13,12

№пп	Наименование абонента	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Расход сетевой воды, т/ч
14	Здание по адресу: ул. Строителей, д. 2	0,328	13,12
15	Здание по адресу: ул. Строителей, д. 3	0,151	6,04
16	Здание по адресу: ул. Строителей, д. 4	0,255	10,22
17	Здание по адресу: ул. Строителей, д. 5	0,413	16,52
18	Здание администрации ГО "Пелым"	0,054	2,17
19	Здание гаража администрации ГО "Пелым"	0,041	1,64
20	Магазин "Алёнка"	0,032	1,30
21	Здание МУП "Голана"	0,038	1,52
22	Жилой дом по адресу: ул. Пушкина, д. 2	0,017	0,69
23	Жилой дом по адресу: ул. Пушкина, д. 3	0,012	0,47
24	Школа №1	0,207	8,30
25	Детский сад "Колобок"	0,144	5,77
26	Здание по адресу: ул. Карла-Маркса, д.2	0,358	14,32
27	Здание по адресу: ул. Карла-Маркса, д.3	0,255	10,22
28	КНС-1	0,014	0,56
29	ГРП	0,006	0,23
30	Здание по адресу: ул. Железнодорожная, д.5	0,328	13,12
31	Здание по адресу: ул. Лесная, д.1	0,008	0,32
32	Здание по адресу: ул. Лесная, д.3	0,005	0,22
33	Здание по адресу: ул. Лесная, д.5	0,005	0,21
34	Здание по адресу: ул. Лесная, д.8	0,013	0,52
35	Здание по адресу: ул. Лесная, д.7	0,010	0,41
36	Здание по адресу: ул. Лесная, д.7а	0,007	0,28
37	Баня	0,058	2,33
38	Здание по адресу: ул. Железнодорожная, д.1	0,035	1,42
39	Здание по адресу: ул. Железнодорожная, д.2	0,035	1,42
40	Здание по адресу: ул. Железнодорожная, д.3	0,035	1,42
41	Здание по адресу: ул. Железнодорожная, д.4	0,035	1,42
42	Магазин "Фаворит"	0,009	0,36
43	Пристройка к магазину "Фаворит"	0,007	0,27
44	Магазин "Велес"	0,014	0,56
45	ФОК	1,630	58,00
46	КОС-1500	1,280	6,84
ИТОГО		7,378	219,888

Тепловые нагрузки котельной №2 Пелымского ЛПУ

№пп	Наименование абонента	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Расход сетевой воды, т/ч
1	Жилой дом по адресу: ул. Фестивальная, д. 5	0,019	0,77
2	Жилой дом по адресу: ул. Фестивальная, д. 6	0,019	0,79
3	Жилой дом по адресу: ул. Фестивальная, д. 7	0,019	0,77
4	Жилой дом по адресу: ул. Фестивальная, д. 8	0,020	0,80
5	Жилой дом по адресу: ул. Фестивальная, д. 9	0,019	0,77
6	Жилой дом по адресу: ул. Фестивальная, д. 10	0,020	0,79
7	ВОС-2300	0,050	2,10
8	Детский центр творчества	0,304	
9	Пелымская городская больница	0,269	10,76
10	Хозяйственный корпус больницы	0,031	1,23
11	Здание обслуживающего персонала	0,016	0,65
12	КПП базы МТО и СХ	0,011	0,42
13	База МТО и СХ	0,149	5,95
14	Помещение операторной котельной №2 (хозяйственные нужды)	0,002	0,10
15	Помещение слесарной котельной №2 (хозяйственные нужды)	0,005	0,20
16	Коттедж двухэтажный	0,020	0,78
17	Теплица	0,007	0,30
18	Бак подпиточной воды котельной №2 (собственные нужды)	0,025	1,00
ИТОГО		1,004	28,180

Котельная № 3 ул. Пионерская ,13а Атымья

№ п/п	Наименование объекта (улица, № дома)	Нагрузка на отопление, Гкал/час	Расход тепла, Гкал/год
1	2	3	4
Общественные объекты			
1	МКУ"Учреждение по обеспечению деятельности ОМС и МУ ГО Пелым"	0,0051	13,21
2	ФГУП "Почта России" ул.Космонавтов,11	0,0028	6,90
3	ГКОУ СО "Пелымский детский дом"	0,0700	190,72
4	МКОУ СОШ № 2	0,1200	299,83
5	МУП "ДК п. Атымья" ул.Космонавтов,8	0,0686	171,07
6	МУК"Пелымская центральная поселковая библиотека" с/подразделение Атымская поселковая библиотека"	0,0028	7,10
7	ГБУЗ СО "Пелымская городская больница" ул.Комсомольская,19	0,0594	161,47
8	ГКПТУ СО "ОПС СО № 5"	0,0078	20,34
9	ИП Подгайная О.Н. ул. Мира,4	0,0092	22,47
10	ИП Почаевец Г.К. пер.Лесной,2-2	0,0024	5,75
11	ИП Бондаренко О.В.	0,0067	16,36
Итого общественные объекты		0,0183	44,58
Частный жилой фонд			
12	Энтузиастов, 4	0,0029	12,48
13	Энтузиастов, 10	0,0017	7,49
14	Мира, 1-1	0,0011	4,68
15	Мира, 1-2	0,0011	4,68
16	Мира, 2-1	0,0030	12,94
17	Мира, 2-4	0,0013	5,76
18	Мира, 4-1	0,0032	13,93
19	Мира, 4-2	0,0032	13,93
20	Мира, 6-1	0,0022	9,35
21	Мира, 6-3	0,0011	4,68
22	Мира, 6-4	0,0011	4,70
23	Мира, 7-1	0,0039	16,88
24	Мира, 7-2	0,0033	14,11
25	Мира, 9-1	0,0011	4,68
26	Мира, 10	0,0039	16,65
27	Мира, 11-1	0,0035	15,00
28	Мира, 11-2	0,0035	15,00
29	Мира, 13-1	0,0035	15,27
30	Спортивный, 2	0,0040	17,27
31	Спортивный, 3	0,0032	13,93
32	Спортивный, 4	0,0032	13,93
33	Спортивный, 5	0,0033	14,16
34	Школьная, 5-1	0,0016	7,04
35	Школьная, 5-2	0,0017	7,47
36	Школьная, 8-1	0,0024	10,38
37	Школьная, 8-2	0,0018	7,74
38	Школьная, 9-1	0,0022	9,57
39	Школьная, 9-2	0,0032	13,62
40	Школьная, 9А-1	0,0027	11,80
41	Школьная, 9А-2	0,0027	11,68
42	Школьная, 10-1	0,0018	7,74
43	Школьная, 10-2	0,0018	7,74
44	Школьная, 11-1	0,0020	8,85

Котельная № 3 ул. Пионерская ,13а Атымья

№ п/п	Наименование объекта (улица, № дома)	Нагрузка на отопление, Гкал/час	Расход тепла, Гкал/год
1	2	3	4
45	Школьная, 11-2	0,0020	8,60
46	Школьная, 11 А	0,0041	17,79
47	Школьная, 11Б	0,0033	14,22
48	Школьная, 12-1	0,0018	7,74
49	Школьная, 12-2	0,0018	7,74
50	Школьная, 13-1	0,0019	8,42
51	Школьная, 13-2	0,0024	10,50
52	Школьная, 14-1	0,0017	7,35
53	Школьная, 14-2	0,0017	7,49
54	Школьная, 15-1	0,0017	7,47
55	Школьная, 15-2	0,0017	7,47
56	Школьная, 17-1	0,0018	7,57
57	Школьная, 17-2	0,0018	7,74
58	Школьная, 18-1	0,0017	7,47
59	Школьная, 18-2	0,0017	7,47
60	Школьная, 19-1	0,0020	8,71
61	Школьная, 19-2	0,0020	8,71
62	Космонавтов, 1	0,0032	13,93
63	Космонавтов, 1 А	0,0032	14,03
64	Космонавтов, 2 А	0,0027	11,66
65	Космонавтов, 2 Б	0,0031	13,58
66	Космонавтов, 4 А-2	0,0032	13,84
67	Космонавтов, 5-1	0,0020	8,44
68	Космонавтов, 5-2	0,0020	8,44
69	Космонавтов, 6-2	0,0017	7,47
70	Газовая, 2-1	0,0021	9,24
71	Газовая, 2-2	0,0021	9,24
72	Газовая, 3-2	0,0021	9,24
73	Газовая, 4-1	0,0020	8,44
74	Газовая, 4-2	0,0014	5,84
75	Газовая, 5-1	0,0020	8,85
76	Газовая, 5-2	0,0021	9,24
77	Газовая, 6-1	0,0021	9,24
78	Газовая, 6-2	0,0021	9,24
79	Лесной, 1-1	0,0021	9,24
80	Лесной, 1-2	0,0021	9,24
81	Лесной, 2	0,0016	7,12
82	Лесной, 2 А	0,0034	14,86
83	Лесной, 2Б-1	0,0032	13,93
84	Лесной, 2Б-2	0,0032	13,93
85	Лесной, 4-1	0,0033	14,32
86	Лесной, 4-2	0,0020	8,44
87	Лесной, 5-1	0,0022	9,60
88	Лесной, 5-2	0,0022	9,60
89	Лесной, 7-1	0,0009	3,78
90	Лесной, 7-2	0,0017	7,53
91	Студенческая, 1А-1	0,0039	16,80
92	Студенческая, 1Б-1	0,0035	15,15
93	Студенческая, 1Б-2	0,0036	15,52
94	Студенческая, 8-1	0,0037	15,83
95	Студенческая, 8-2	0,0037	16,03
96	Студенческая, 8А-1	0,0034	14,59

Котельная № 3 ул. Пионерская ,13а Атымья

№ п/п	Наименование объекта (улица, № дома)	Нагрузка на отопление, Гкал/час	Расход тепла, Гкал/год
1	2	3	4
97	Студенческая, 11-1	0,0042	18,05
98	Студенческая, 15	0,0033	14,16
99	Пионерская, 1-1	0,0032	13,89
100	Пионерская, 1-2	0,0031	13,54
101	Пионерская, 9А-1	0,0032	13,93
102	Пионерская, 9А-2	0,0032	13,93
103	Пионерская, 11-1	0,0017	7,16
104	Пионерская, 11-2	0,0017	7,16
105	Пионерская, 11А	0,0024	10,25
106	Пионерская, 12-1	0,0022	9,35
107	Пионерская, 12-2	0,0022	9,35
108	Пионерская, 13-2	0,0017	7,47
109	Пионерская, 14-1	0,0013	5,76
110	Пионерская, 14-2	0,0013	5,76
111	Пионерская, 15-1	0,0017	7,47
112	Пионерская, 15-2	0,0017	7,47
113	Пионерская, 16-1	0,0022	9,51
114	Пионерская, 16-2	0,0013	5,69
115	Пионерская, 17-1	0,0017	7,47
116	Пионерская, 17-2	0,0018	7,72
117	Пионерская, 18-1	0,0016	6,99
118	Пионерская, 18-2	0,0030	12,88
119	Пионерская, 19-1	0,0017	7,47
120	Пионерская, 19-2	0,0017	7,47
121	Пионерская, 20-1	0,0017	7,26
122	Пионерская, 20-2	0,0017	7,16
123	Пионерская, 21-1	0,0017	7,47
124	Пионерская, 21-2	0,0018	7,80
125	Пионерская, 22-1	0,0016	6,91
126	Пионерская, 22-2	0,0016	7,06
127	Пионерская, 23-1	0,0020	8,69
128	Пионерская, 23-2	0,0020	8,69
129	Пионерская, 26-1	0,0025	10,91
130	Пионерская, 26-2	0,0025	10,91
131	Пионерская, 28-1	0,0020	8,69
132	Пионерская, 28-2	0,0020	8,69
133	Лермонтова, 6	0,0027	11,70
134	Лермонтова, 6 А	0,0027	11,88
135	Лермонтова, 6 Б	0,0032	14,03
136	Лермонтова, 11 А-2	0,0021	8,89
137	Лермонтова, 12-2	0,0024	10,21
138	Комсомольская 10-1	0,0020	8,65
Итого частный жилой фонд		0,2962	1279,9461
ИТОГО		0,3145	1324,5261

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

Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в существующих зонах действия котельных (на начало 2013 года) приведены в таблице 1.6.5

Гидравлический расчёт выполняется с целью анализа эффективности работы тепловой сети и определения гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника к потребителю. Гидравлический расчёт теплосетей выполнен в главе 6.

Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии

№пп	Показатели баланса тепловой мощности	Формула для расчёта	Ед.изм	Котельная №1 (РКЭС)	Котельная №2 (РКЭС)	Котельная №3 (РКЭС)	Котельная №1/1А (ЛПУ МГ)	Котельная №2 (ЛПУ МГ)	Всего по пгт. Пельым:	Всего по с. Атымья:
1	УТМ		ГКал/час	8,85	1,3	2	21	6	37,15	2
2	РТМ,ГКал/час		ГКал/час	6,85	1,3	2	19,25	5,36	32,76	2
3	Потери УТМ	$((п1-п2)/п1) \times 100$	%	22,60%	0,00%	0,00%	8,33%	10,67%	11,82%	0,00%
4	Собственные нужды, ГКал/час		ГКал/час	0,019	0,017	0,019	0,17	0,06	0,266	0,019
5	Мощность на коллекторах,ГКал/час		ГКал/час	6,831	1,283	1,981	19,08	5,3	32,494	1,981
6	Потери тепловой мощности в тепловых сетях		ГКал/час	0,6	0,26	0,41	0,94		1,8	0,41
7	Потери тепловой мощности в тепловых сетях	$(п6/п2) \times 100$	%	8,76%	20,00%	20,50%	3,82%		5,49%	20,50%
8	Хозяйственные нужды		ГКал/час	0	0	0	0		0	0
9	РТМ на стороне потребителя, ГКал/час	$п5-п6-п8$	ГКал/час	6,231	1,023	1,571	23,44		30,694	1,571
10	Присоединенная тепловая нагрузка		ГКал/час	0,522	0,0975	0,653	18,8		19,4195	0,653
11	Резервы/дефициты по РТМ	$п9-п10$	ГКал/час	5,709	0,9255	0,918	4,64		11,2745	0,918
12	Резервы/дефициты по РТМ	$(п11/п9) \times 100$	%	91,62%	90,47%	58,43%	19,80%		36,73%	58,43%
13	Материальная характеристика тепловой сети		м2	1284	512	853	4285		6081	853
14	Приведенная материальная характеристика тепловой сети , м ² /(Гкал/ч)	$п13/п9$	м2/(Гкал/ч)	206,07	500,49	542,97	182,81		198,12	542,97

Часть 7. Балансы теплоносителя

Балансы теплоносителя для тепловых сетей источников тепловой энергии приведены в таблице 1.7.1

Значительная часть систем теплоснабжения имеет сети с высоким процентом износа и соответственно большим количеством нерациональных потерь.

Таблица 1.7.1

Балансы теплоносителя за 2012год.

Наименование котельной	Получено, м.куб. (по показаниям приборов учёта)		Расход, м.куб.					Полезный отпуск тепловой энергии, ГКал	Удельный расход теплоносителя на производство и передачу тепловой энергии, м.куб./ГКал
	Собственный источник водоснабжения	Наружные сети водоснабжения	Разовое заполнение	Ввод в эксплуатацию	Нормируемые утечки	Горячее водоснабжение	Нерациональные потери		
Котельная №1 Пельимское РКЭС	0	2162,9	93,7	140,5	1376,8	0,0	551,9	3133,0	0,7
Котельная №2 Пельимское РКЭС	0	734,0	31,8	47,7	467,1	0,0	187,4	341,0	2,2
Котельная №3 Пельимское РКЭС	0	1288,0	55,8	83,7	959,2	0,0	189,3	2877,0	0,4
Котельная №1/1а Пельимское ЛПУ МГ	0	68691,8	575,5	863,3	8453,0	58800,0	0,0	24665,0	2,8
Котельная №2 Пельимское ЛПУ МГ									
ИТОГО по пгт Пельим	0	71588,7	701,0	1051,5	10296,9	58800,0	739,4	28139,0	2,5
ИТОГО по п. Атымья	0	734,0	31,8	47,7	467,1	0,0	187,4	2877,0	0,4
ИТОГО:	0	72322,8	732,8	1099,2	10764,0	58800,0	926,8	31016,0	2,3

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

Топливный баланс источников тепловой энергии с указанием видов и количества основного топлива приведен в табл. 1.8.1

Баланс тепловой энергии и топлива по существующим зонам действия котельных Пелымского РКЭС за 2012год приведен в табл. 1.8.2

Таблица 1.8.1

Топливный баланс источников тепловой энергии

Составляющая баланса	Ед. изм.	пгт Пелым					п Атымья	
		Пелымское РКЭС		Пелымское ЛПУ		Индивидуальное теплоснабжение	Пелымское РКЭС	Индивидуальное теплоснабжение
		Котельная 1	Котельная 2	Котельная 1/1а	Котельная 2		Котельная 3	
Всего топлива, тут, в т.ч.:	т.у.т.	1055,91	145,40	4965,94		н.д	1454,04	н.д
природный газ	тыс.м.куб.	915,00	126,00	4303,24		н.д	1260,00	н.д
керосин	тыс.м.куб.	0	0	0	0	0	0	0
сырая нефть	тыс.м.куб.	0	0	0	0	0	0	0
уголь	тыс.тонн	0	0	0	0	0	0	0
дрова	тыс.м.куб.	0	0	0	0	0	0	0
газ природный сжиженный	тыс.м.куб.	0	0	0	0	0	0	0

Баланс тепловой энергии и топлива

№пп	Составляющие баланса	Ед. изм.	Котельная №1 (РКЭС)	Котельная №2 (РКЭС)	Котельная №3 (РКЭС)	Котельная 1/1а (ЛПУ МГ)	Котельная 2 (ЛПУ МГ)	Всего по пгт Пелым:	Всего по п. Атымья
1	Всего потреблено топлива, в т.ч.:	тут	1055,91	145,40	1454,04	4966,40		6167,71	1454,04
2	природный газ	тыс. м ³	915,00	126,00	1260,00	4303,64		5344,64	1260,00
3		тут	1055,91	145,40	1454,04	4966,40		6167,71	1454,04
4	Теловой эквивалент затраченного топлива	тыс. Гкал	7,11	0,98	9,78	33,42		41,51	9,78
5	Выработано тепловой энергии	тыс. Гкал	4,98	0,64	5,77	29,92		35,53	5,77
6	Удельный расход условного топлива (УРУТ) на выработку тепла,	кг.у.т/Гкал	212,16	228,62	251,96	165,99		173,58	251,96
7	Средневзвешенный КПД котельной	%	70,00%	65,00%	59,00%	89,52%		85,61%	59,00%
8	Собственные нужды ,	тыс. Гкал	0,11	0,10	0,11	0,10		0,31	0,11
9	Отпущено с коллекторов	тыс. Гкал	4,98	0,64	5,77	29,92		35,53	5,77
10	Потребление на коллекторах	тыс. Гкал	4,98	0,64	5,77	29,92		35,53	5,77
11	Отпущено в тепловые сети	тыс. Гкал	4,87	0,54	5,66	29,82		35,23	5,66
12	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,75	0,20	2,78	6,31		8,26	2,78
13	то же в %	%	36,02%	36,97%	49,13%	21,15%		23,25%	49,13%
14	Хозяйственные нужды	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00
15	Отпущено потребителям в т.ч.:	тыс. Гкал	3,11	0,34	2,88	23,54		27,00	2,88
16	Отопление	тыс. Гкал	3,11	0,34	2,88	15,54		19,00	2,88

№пп	Составляющие баланса	Ед. изм.	Котельная №1 (РКЭС)	Котельная №2 (РКЭС)	Котельная №3 (РКЭС)	Котельная 1/1а (ЛПУ МГ)	Котельная 2 (ЛПУ МГ)	Всего по пгт Пелым:	Всего по п. Атымья
17	ГВС	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	8,00		8,00	0,00
18	Коэффициент использования теплоты топлива (КИТТ)	%	43,82%	34,85%	29,41%	70,43%		75,97%	0,29
19	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов	лет	36,60	32,00	32,00	17,40	17,00	нд	нд
20	Средневзвешенный срок службы тепловых сетей	лет	нд	нд	нд	19,00	19,00	нд	нд

Часть 9. Надёжность теплоснабжения

В теплоснабжающих организациях отсутствуют организованные базы данных по инцидентам в тепловых сетях. Отказов системы теплоснабжения за период 2011 – 2012гг не было. Поэтому настоящий подраздел отражает постановку задачи об анализе такого важного фактора, как надёжность систем теплоснабжения.

Под надёжностью тепловых сетей понимается их способность обеспечивать потребителей требуемым количеством теплоносителя при заданном его качестве, оставаясь в течение заданного срока (25 – 30 лет) в полностью работоспособном состоянии при сохранении заданных на стадии проектирования технико – экономических показателей (значений абсолютных и удельных потерь теплоты, удельной пропускной способности, расхода электроэнергии на перекачку теплоносителя и др.).

Повреждения в тепловых сетях могут относиться к инцидентам или отказам. Повреждения оборудования и трубопроводов, которые не приводили к перерыву теплоснабжения потребителей в отопительный период на срок 36 часов и более, относятся к инцидентам. Как правило, анализ данных по частоте инцидентов проводится отдельно для инцидентов, произошедших во время эксплуатации и во время работ по испытанию трубопроводов, включающих в себя опрессовку и температурные испытания.

В процессе анализа устанавливаются наиболее распространённые типы и причины повреждений, например, распределение инцидентов по элементам тепловых сетей и зависимость удельного количества повреждений от срока эксплуатации тепловых сетей. В качестве величины, характеризующей удельное количество повреждений, принимается отношение суммарного количества инцидентов к материальной характеристике трубопроводов.

Затем рассматриваются основные причины инцидентов в эксплуатационный период.

Это могут быть свищи и разрывы от внутренней и внешней коррозии, разрывы от дефекта сварки. В число прочих типов повреждений входят разрывы от превышения допустимого давления, гидроударов, теплового удлинения и механической деформации, свищи от дефектов металла труб, разрывы резьбовых соединений, протечки в сальниках и нарушения без утечки теплоносителя.

Основными причинами повреждений являются ненадлежащее качество сетевой воды периодическое и постоянное замачивание отдельных участков трубопроводов, наличие блуждающих токов.

По статистике наибольшее количество повреждений фиксируется на линейных участках тепловых сетей. На дефекты арматуры приходится около 20% повреждений и на дефекты компенсаторов – 1%.

Количество повреждений в тепловых сетях, имеющих определенный срок службы, зависит от протяжённости трубопроводов с данным сроком эксплуатации. Для исключения влияния протяжённости тепловых сетей на расчет количества повреждений при анализе влияния срока службы, как правило, определяется удельное количество повреждений тепловых сетей, которое вычисляется как отношение абсолютного количества повреждений оборудования и трубопроводов тепловых сетей с фиксированным сроком службы к материальной характеристике тепловых сетей, имеющих данный срок службы.

При выполнении настоящего подраздела схемы теплоснабжения за основу были приняты требования СНиП 41-02-2003.

Под надёжностью работы тепловых сетей понимают её способность транспортировать и распределять потребителям теплоноситель в необходимых количествах с соблюдением заданных параметров при нормальных условиях эксплуатации.

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

Вероятность безотказной работы элемента за время t равна:

$$P(t) = e^{-\lambda t},$$

где:

$P(t)$ - вероятность безотказной работы элемента за время t ;

λt - интенсивность отказа элемента.

Вероятность же отказа элемента за время t будет иметь вид:

$$F(t) = 1 - e^{-\lambda t}.$$

А плотность вероятности отказов

$$F'(t) = f(t) = \lambda e^{-\lambda t}.$$

Из теории вероятностей известно, что вероятность совместного появления двух событий или вероятность их произведения равна произведению вероятности одного из них на условную вероятность другого при условии, что первое событие произошло. Таким образом, вероятность появления двух и более отказов на тепловых сетях одновременно ничтожно мала и не учитывается в данной работе.

С позиции надежности котельные ГО «Пелым» представляют собой ярко выраженную параллельную структуру за счёт наличия сто процентного резервирования по основному технологическому оборудованию. Вероятность появления отказов основного и резервного оборудования одновременно ничтожно мала и не учитывается в данной работе.

В случае с тепловыми сетями ГО «Пелым» имеет место явно выраженная последовательная структура. С позиции надежности такие системы характеризуются в первую очередь тем, что отказ одного элемента приводит к отказу системы в целом и для безотказной работы за время t необходимо, чтобы в течение этого времени безотказно работал каждый элемент, что, безусловно, увеличивает вероятность отказа системы. Учитывая то, что элементы независимы в смысле надежности, вероятность безотказной работы системы будет равна произведению вероятностей безотказной работы каждого ее элемента:

$$P(t) = P_1(t) \times P_2(t) \dots P_n(t),$$

где:

$P_1(t) \dots P_n(t)$ - вероятности безотказной работы каждого элемента.

Тогда для системы, имеющей последовательную структуру, справедливо будет следующее выражение:

$$P(t) = e^{-\sum_1^n \lambda_n t},$$

где:

λ_n - поток отказов для каждого элемента за период времени t .

Отказы на системе тепловых сетей, приводящие к отключению потребителей рассматриваются и оцениваются с учетом повторяемости температур наружного воздуха. При отключении здания от системы централизованного теплоснабжения прекращается подача теплоты в систему отопления и начинается снижение температур воздуха в помещениях. Однако, учитывая значительную теплоаккумулирующую способность зданий и внутренние тепловыделения, температура внутри помещений будет снижаться постепенно

В зависимости от доли тепловыделений от общей нагрузки отопления критическое время снижения температуры воздуха в помещении до плюс 12°C меняется от 6,3 часа до более чем 50 часов.

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

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

Учитывая малую вероятность такого события и теплоаккумулирующую способность здания, устанавливается минимальное время допустимого перерыва в теплоснабжении $\tau_{дон}$, при котором температура в помещении не снизится ниже принятой в СНиП 41-02-2003

температуры плюс 12°C. В таком случае при инцидентах на тепловых сетях потребитель не будет находиться в отказном состоянии.

Нормированное допустимое время отключения потребителей от источника тепла по условиям снижения внутренней температуры воздуха в зданиях не ниже 12 °С без учета внутренних тепловыделений рассчитывается в соответствии с [31] по формуле (стр.255)

$$\tau_6^{норм} = -40 \ln \frac{10 - t_{н.о}^p}{18 - t_{н.о}^p},$$

где

$\beta = 40$ час -коэффициент тепловой аккумуляции зданий;

20°C - начальная внутренняя температура воздуха в отапливаемых помещениях;

12°C - конечная внутренняя температура воздуха в отключаемых помещениях;

$t_{н.о.}^p$ -расчетная наружная температура для расчета отопления, равна -22°C

$\tau^{норм} = 8,9$ часа.

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

Согласно СНиП 41-02-2003 участки тепловых сетей надземной прокладки протяженность до 5,0 км считаются надежными. Диаметр тепловых сетей Пелымского РКЭС и ЛПУ не превышает 219мм, длина сетей не превышает 5км. Способ прокладки тепловых сетей преимущественно наружный. Время восстановление работоспособности тепловых сетей не превышает 5 часов, что значительно меньше нормированного времени отключения потребителей от источника теплоснабжения.

Иными словами вероятность безотказной работы тепловой сети, при наружной прокладке теплотрасс, стремится к единице, что выше нормативного значения (0,9) которое регламентировано СНиП 41-02-2003.

Для повышения безотказности системы транспорта тепловой энергии возможны следующие пути:

- реконструкция участков с большим сроком службы для снижения величины параметра потока отказов λ ;
- строительство резервных связей (перемычек) с соседними системами теплоснабжения;
- замена подземной прокладки на надземную;
- уменьшение диаметров магистралей, что позволит сократить время восстановления элемента при возникновении инцидента;
- повышение коэффициента аккумуляции зданий (утепление, программы энергосбережения).

Решения по способам повышения надежности тепловых сетей могут быть приняты после выполнения гидравлических и технико-экономических расчетов с учетом перспективного развития населенного пункта.

Часть 10. Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

Описание результатов хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций действующих на территории ГО «Пелым» представлено в табл. 1.10.1. и табл. 1.10.2

Таблица 1.10.1

Технико-экономические показатели ГУП СО «Облкоммунэнерго»
ГО «Пелым» за 2012 год*

№пп	Показатели для расчёта	Ед. изм.	Производство	Передача	2012 год
1	Затраты на топливо на технологические цели (природный газ)	тыс. руб.	6507,43		6507,43
1.1	Объём топлива	тыс.м3	1748,99		1748,99
1.2	Тариф	руб./тыс.м3	3720,68		3720,68
2	Затраты на электрическую энергию	тыс. руб.	2846,52	0	2846,52
2.1	Объём электрической энергии	тыс. руб.	1000,26	0	1000,26
2.2	Тариф	руб/кВтч	2,85	2,85	2,85
3	Вода	тыс. руб.	0	56,45	56,45
3.1	Объём	м3	0	4184,9	4184,9
3.2	Тариф	руб./м3	13,49	13,49	13,49
4	Оплата труда производственных рабочих	тыс. руб.	4509,36	858,63	5367,99
4.1	Численность персонала	чел.	24,946	4,75	29,696
5	Амортизация оборудования	тыс. руб.	0	0	0
6	Отчисления в ремонтный фонд	тыс. руб.	0	694,25	694,25
7	Цеховые расходы	тыс. руб.	4412		4412
8	Прочие расходы	тыс. руб.	214,3		214,3
9	Себестоимость	тыс. руб.	23752,22	3449,9	27202,12
10	Прибыль	тыс. руб.	0	0	0
11	Валовая выручка	тыс. руб.	23752,22	3449,9	27202,12
12	Отпуск тепловой энергии в сеть	тыс. Гкал	11,09		11,09
13	Полезный отпуск тепловой энергии:	тыс. Гкал		6,35	6,35
13.1	бюджетным потребителям	тыс. Гкал		1,35	1,35
13.2	жилищным организациям	тыс. Гкал		4,75	4,75
13.3	прочим потребителям	тыс. Гкал		0,25	0,25
14	Себестоимость единицы тепловой энергии.	тыс. Гкал	2141,77	311,08	2452,85
15	Средний одноставочный тариф	тыс. Гкал	2141,77	311,08	2452,85

*-данные за предшествующий период отсутствуют, так как теплохозяйство ГО «Пелым» было передано в ГУП СО «Облкоммунэнерго» в 2011 году.

Технико-экономические показатели Пелымское ЛПУ МГ
ГО «Пелым» за период с 2012 по 2012гг

№пп	Показатели для расчёта	Ед. изм.	Производство	Передача	2012 год
1	Затраты на топливо на технологические цели (природный газ)	тыс. руб.	7736,71		7736,71
1.1	Объём топлива	тыс.м3	4303,24		4303,24
1.2	Тариф	руб./тыс.м3	1797,9		1797,9
2	Затраты на электрическую энергию	тыс. руб.	1842,7		1842,7
2.1	Объём электрической энергии	тыс. руб.	870		870
2.2	Тариф	руб/кВтч	2,12		2,85
3	Вода	тыс. руб.	122,9		122,9
3.1	Объём	м3	9870		9870
3.2	Тариф	руб./м3	12,5		13,49
4	Оплата труда производственных рабочих	тыс. руб.	7554,77	677,5	8232,27
4.1	Численность персонала	чел.	17	2	19
5	Амортизация оборудования	тыс. руб.	3908,33	2279	6187,33
6	Отчисления в ремонтный фонд	тыс. руб.	727,2	932	1659,2
7	Цеховые расходы	тыс. руб.	1419,07	138,85	1557,92
8	Прочие расходы	тыс. руб.	502,5	70,49	572,99
9	Себестоимость	тыс. руб.	26080,5	4301	30381,5
10	Прибыль	тыс. руб.	2525,13	0,81	2525,94
11	Валовая выручка	тыс. руб.	28605,64	4301,82	32907,46
12	Отпуск тепловой энергии в сеть	тыс. Гкал	29,923		29,923
13	Полезный отпуск тепловой энергии:	тыс. Гкал		23,5	23,5
13.1	бюджетным потребителям	тыс. Гкал		3,332	3,332
13.2	жилищным организациям	тыс. Гкал		11,503	11,503
13.3	прочим потребителям	тыс. Гкал		1,012	1,012
13.4	для собственного потребления	тыс. Гкал		7,67	7,67
14	Себестоимость единицы тепловой энергии.	руб./Гкал	1109,81	183,02	1292,83
15	Средний одноставочный тариф	руб./Гкал	1217,26	183,06	1400,32

Часть 11. Цены и тарифы в сфере теплоснабжения

Структура тарифа на выработку и распределение тепловой энергии от котельных Пелымского РКЭС приведена на рис. 1.11.1. Для построения диаграммы использованы данные из таблицы 1.10.1.

Структура тарифа на выработку и распределение тепловой энергии от котельных Пелымского ЛПУ МГ приведена на рис. 1.11.2. Для построения диаграммы использованы данные из таблицы 1.10.2.

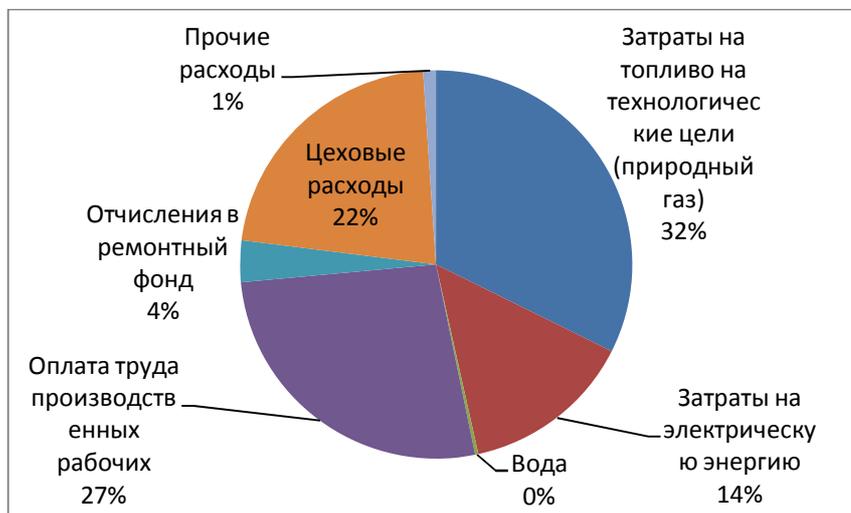


рис. 1.11.1 Структура тарифа на выработку и распределение тепловой энергии от котельных Пелымского РКЭС

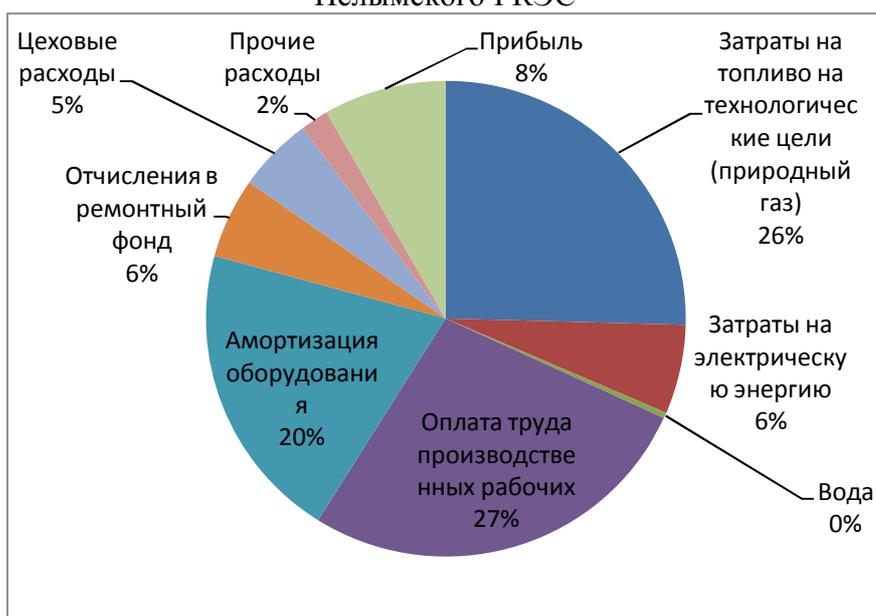


рис. 1.11.2 Структура тарифа на выработку и распределение тепловой энергии от котельных Пелымского ЛПУ МГ

Тарифы на тепловую энергию в ГО Пелым по состоянию на декабрь 2013 года, утверждённые постановлением Региональной энергетической комиссии №207-ПК от 18.12.2012г. приведены в таблице 1.11.3

Таблица 1.11.3

Тарифы на тепловую энергию в ГО Пелым

Категория потребителей	Наименование теплоснабжающей компании	
	Газпром трансгаз Югорск	ГУП СО «Облкоммунэнерго»
Население	970,09 руб./Гкал	1461,47 руб./Гкал
Прочие потребители	822,11 руб./Гкал	1238,53 руб./Гкал

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

Выдержка из региональной комплексной программы «Развитие северных территорий Свердловской области» на 2013 - 2020 годы: Основные проблемы развития городского округа «Пелым»: необходимость строительства сетей водоснабжения и газораспределительных сетей, реконструкции сетей теплоснабжения». Таким образом, проблемы в системе теплоснабжения ГО «Пелым» озвучены на региональном уровне.

В данной части главы 1 сделаны основные выводы по существующей системе теплоснабжения ГО Пелым.

На рис. 1.12.1 – 1.12.4 приведены диаграммы, позволяющие визуально оценить показатели эффективности работы систем теплоснабжения. Диаграммы построены по данным таблицы 1.8.2

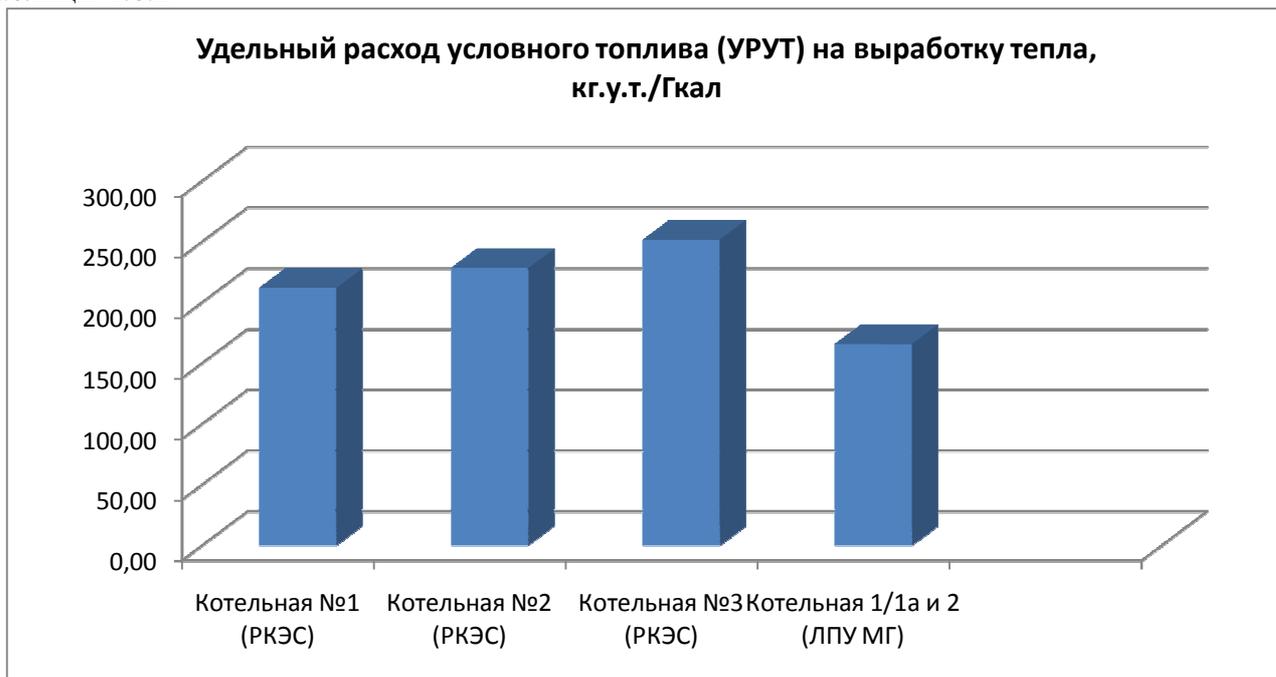


рис. 1.12.1

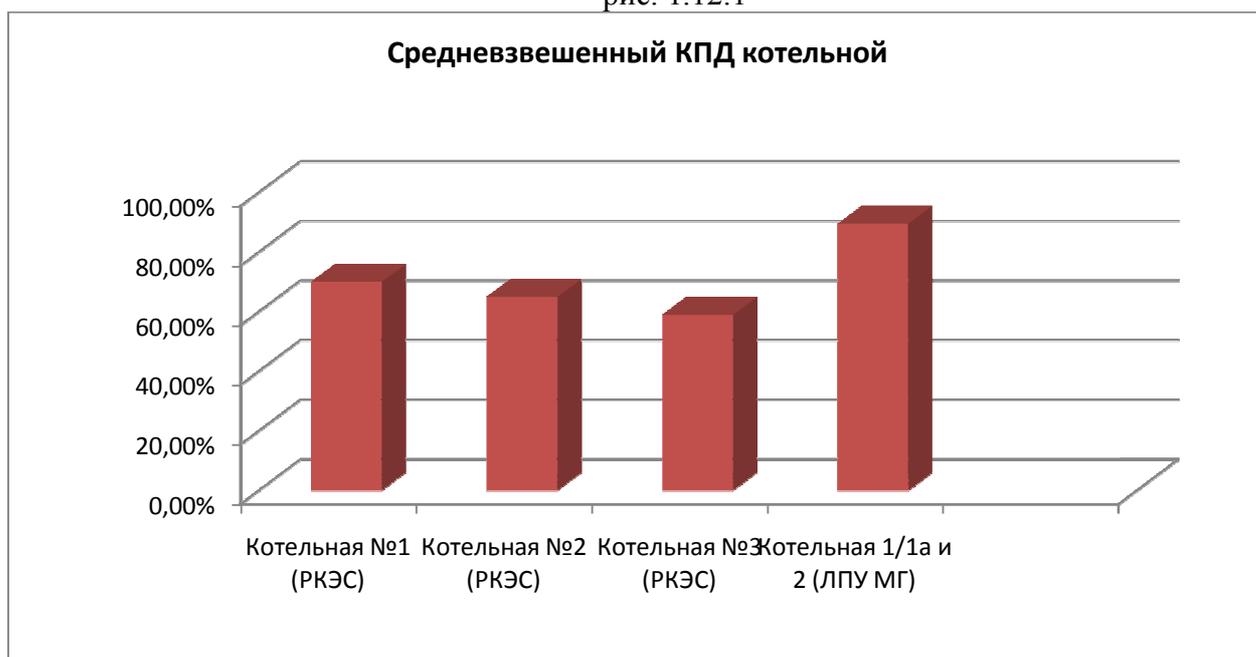


рис. 1.12.2

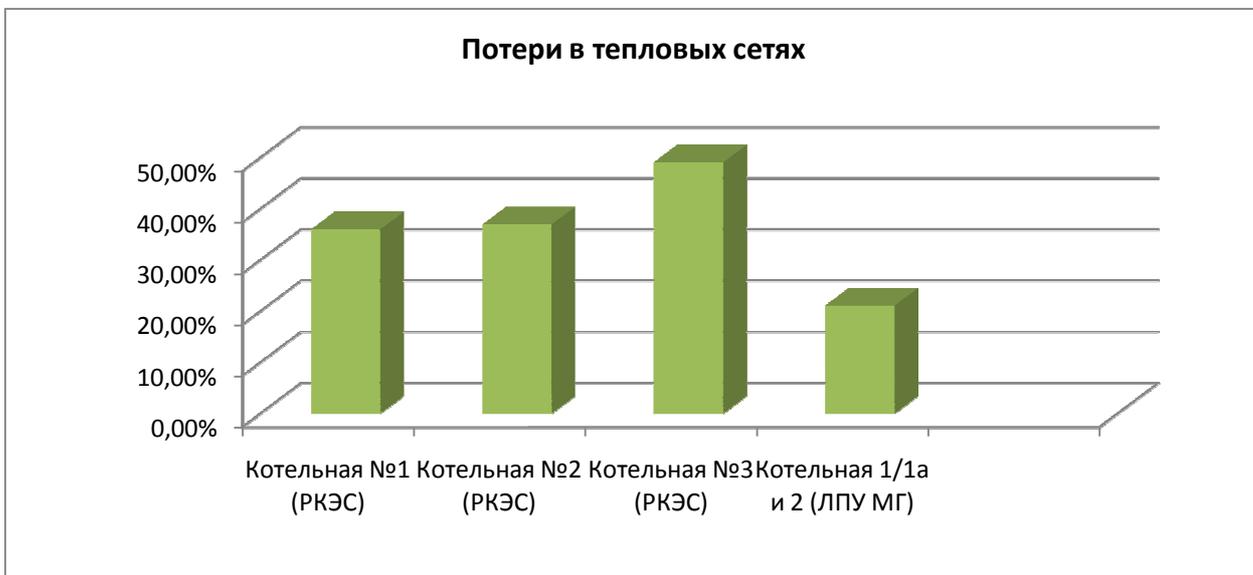


рис. 1.12.3

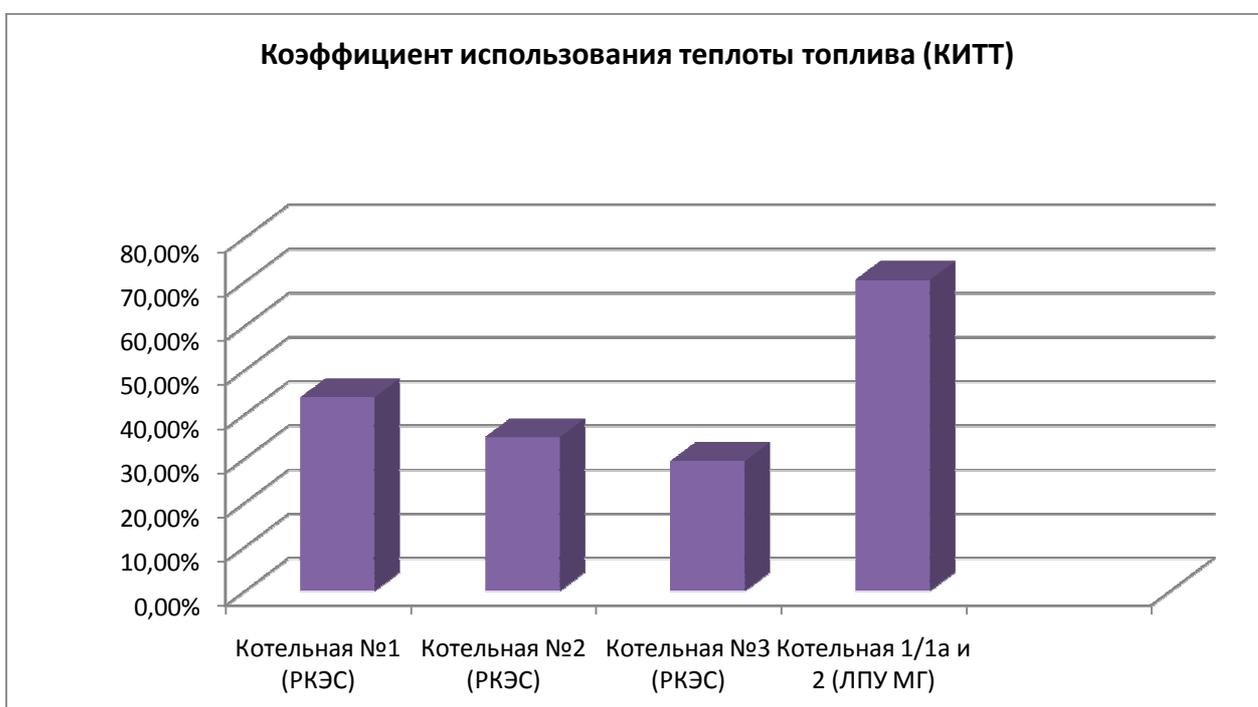


рис. 1.12.4

Анализируя диаграммы можно сделать вывод о том, что системы теплоснабжения Пелымского РКЭС крайне неэффективны.

На рис. 1.12.5 приведена диаграмма отражающая себестоимость на производство и передачу тепловой энергии теплоснабжающими компаниями. Диаграммы построены по данным таблицы 1.10.1 и 1.10.2

Из диаграммы видно, что себестоимость производства и передачи тепловой энергии в системах теплоснабжения Пелымской РКЭС почти в 3 раза выше соответствующего показателя в системе теплоснабжения Пелымского ЛПУ МГ.

Ниже перечислены основные проблемы в существующих системах теплоснабжения.

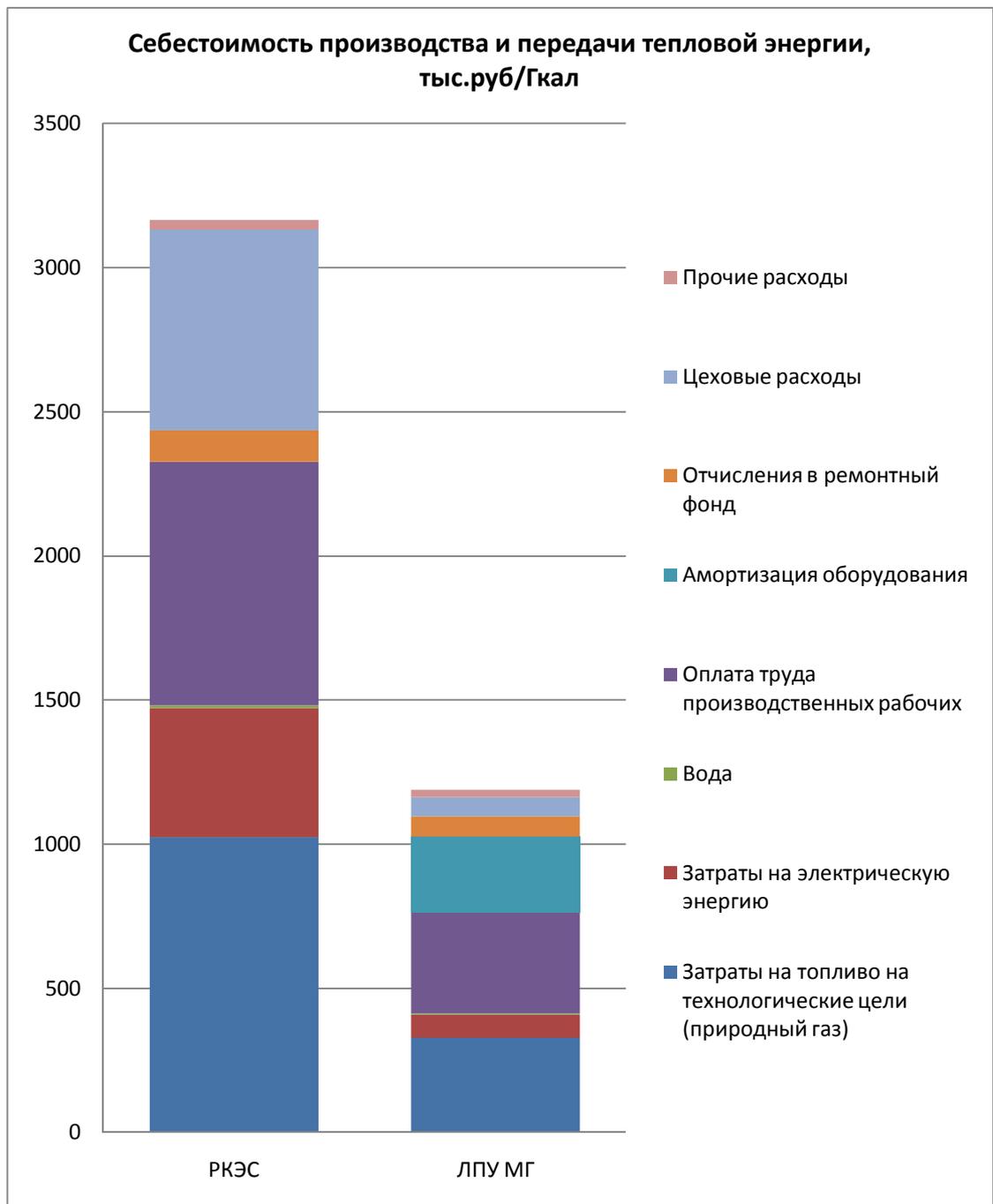


рис. 1.12.5

Котельные Пелымского РКЭС

1. Низкий КПД котлоагрегатов. Сверхнормативные затраты топлива на выработку тепловой энергии. Причины: 1) использование водотрубных котлов с газовыми горелками инжекционного типа. В горелках инжекционного типа точность поддержания соотношения газ-воздух низкая, что приводит к неэффективному сгоранию газа, особенно при работе на мощностях ниже номинальной; 2) применение одноконтурной гидравлической схемы котельной неизбежно приводит к загрязнению рабочих поверхностей котлов, и как следствие снижает КПД и ресурс котлов.
2. Значительные сетевые потери по сравнению с полезной тепловой нагрузкой. Причины: 1) низкая эффективность теплоизоляции трубопроводов; 2) низкая плотность тепловых нагрузок; 3) низкая степень полезной загрузки систем теплоснабжения. Особенно это

характерно для котельной №2. Подключенная нагрузка незначительная, но котельную и тепловые сети эксплуатируют для того, чтобы не перемерзал водопровод ХВС. Диаграмма на рис. 1.12.6 построенная на основании данных таблицы 1.4.1 наглядно отображает конструктивные, топологические и нагрузочные показатели тепловых сетей.

3. Сверхнормативные затраты электроэнергии на выработку и передачу тепловой энергии. Причины: Электропривода сетевых насосов - нерегулируемые. Регулирование давления в сети осуществляется при помощи задвижек.
4. Изношенность тепловых сетей. Следствия: частые инциденты, дополнительные расходы теплоносителя при выполнении восстановительных работ. Усугубляется тем обстоятельством, что грунты пучинистые, при резких перепадах температур происходит осевое смещение опор для теплотрасс - возникают дополнительные механические усилия в трубопроводах.
5. Низкая эффективность теплоизоляции трубопроводов, что приводит к дополнительным потерям тепловой энергии.
6. Система автоматического (автоматизированного) управления технологическим процессом отсутствует. Система визуализации и дистанционного мониторинга и управления технологическими процессами отсутствует. Следствия: дополнительные затраты на заработную плату персоналу для круглосуточного оперативного обслуживания.
7. Система автоматического погодного регулирования отсутствует. Следствия: Дополнительный перерасход ТЭР.
8. Гидравлическая наладка тепловых сетей не проводилась на протяжении всего срока эксплуатации. Следствия: Дополнительный перерасход ТЭР.
9. Абоненты, подключенные к тепловым сетям, не имеют централизованной системы ГВС.
10. Отсутствует учёт тепловой энергии отдаваемой в тепловые сети;

Вывод: система теплоснабжения Пельмского РКЭС крайне не эффективна, что подтверждается высокой себестоимостью вырабатываемой тепловой энергии. Высокие тарифы приводят к отказу потребителей от центрального теплоснабжения, что вызывает увеличение себестоимости выработки тепловой энергии. Перспективное развитие системы теплоснабжения на основе существующей системы теплоснабжения Пельмского РКЭС не целесообразно по причине значительного физического и морального износа основного технологического оборудования.

Котельные Пельмского ЛПУ МГ.

1. Система автоматического управления технологическим процессом отсутствует. Система визуализации и дистанционного мониторинга и управления технологическими процессами отсутствует. Следствия: дополнительные затраты на заработную плату персоналу для круглосуточного оперативного обслуживания.
2. Качественно-количественный способ регулирования тепловой нагрузки осуществляется вручную, что не позволяет в полной мере реализовать потенциал энергосбережения при погодном регулировании. Следствия: Дополнительный перерасход ТЭР.
3. Гидравлическая наладка тепловых сетей не проводилась на протяжении всего срока эксплуатации. Следствия: Дополнительный перерасход ТЭР.

Вывод: в целом система теплоснабжения Пельмского ЛПУ МГ относительно энергоэффективна. Тем не менее, потенциал энергосбережения и повышения энергетической эффективности имеется. Перспективное развитие системы теплоснабжения ГО Пелым на основе существующей системы теплоснабжения Пельмского ЛПУ МГ будет рассмотрено ниже.

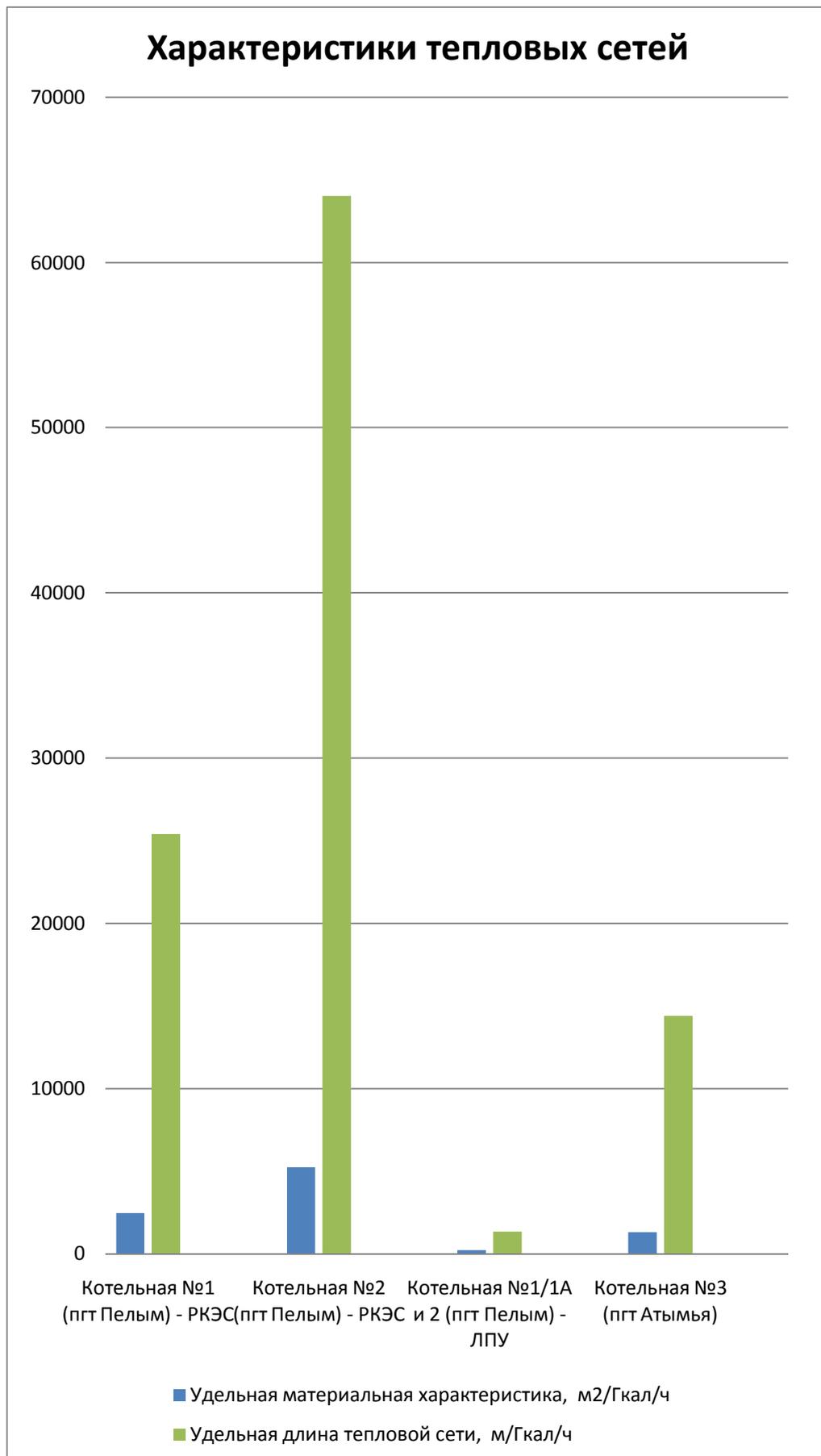


рис. 1.12.6

Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения.

Генеральный план ГО Пелым

Генеральным планом ГО Пелым определены:

- прогноз численности населения – см. таблицу 2.1;
- обеспеченность жилым фондом – см. таблицу 2.2

Таблица 1.1

Прогноз численности населения

Существующее положение (2011 г.)	1 очередь (2021 г.)	Расчетный срок (2031 г.)
4163	4820	5210

В соответствии со схемой территориального планирования Свердловской области на первую очередь планируется повысить обеспеченность населения жильем до 24.6 кв. м на человека, на расчетный срок - до 26 кв. м на человека.

Таблица 2.2

Обеспеченность жилым фондом на территории городского округа Пелым

	Существующее положение 2011 г.	Первая очередь 2021 г.	Расчетный срок 2031 г.
Жилищный фонд, всего (кв. м)	145278,53	167733,30	192893,30
Обеспеченность жилым фондом (чел./кв. м)	22	24.6	26

Развитие социальной инфраструктуры направлено на повышение уровня социально-бытового и культурно-досугового обслуживания населения. Генеральным планом предусмотрен снос ветхих и аварийных существующих объектов социальной инфраструктуры и замена их на новые с доведением до нормативных требований в части состава, площади и радиусов обслуживания.

Прогнозируемый баланс строительных фондов на 2013-2028годы для пгт Пелым

В соответствии с генеральным планом из объема жилого фонда всех форм собственности 20600 м² жилья должно быть заменено новым строительством к 2031 году.

Генеральный план пгт Пелым приведен на рис. 2.1

Баланс строительных фондов на период с 2013 по 2028 годы для пгт Пелым приведен в таблице 2.3

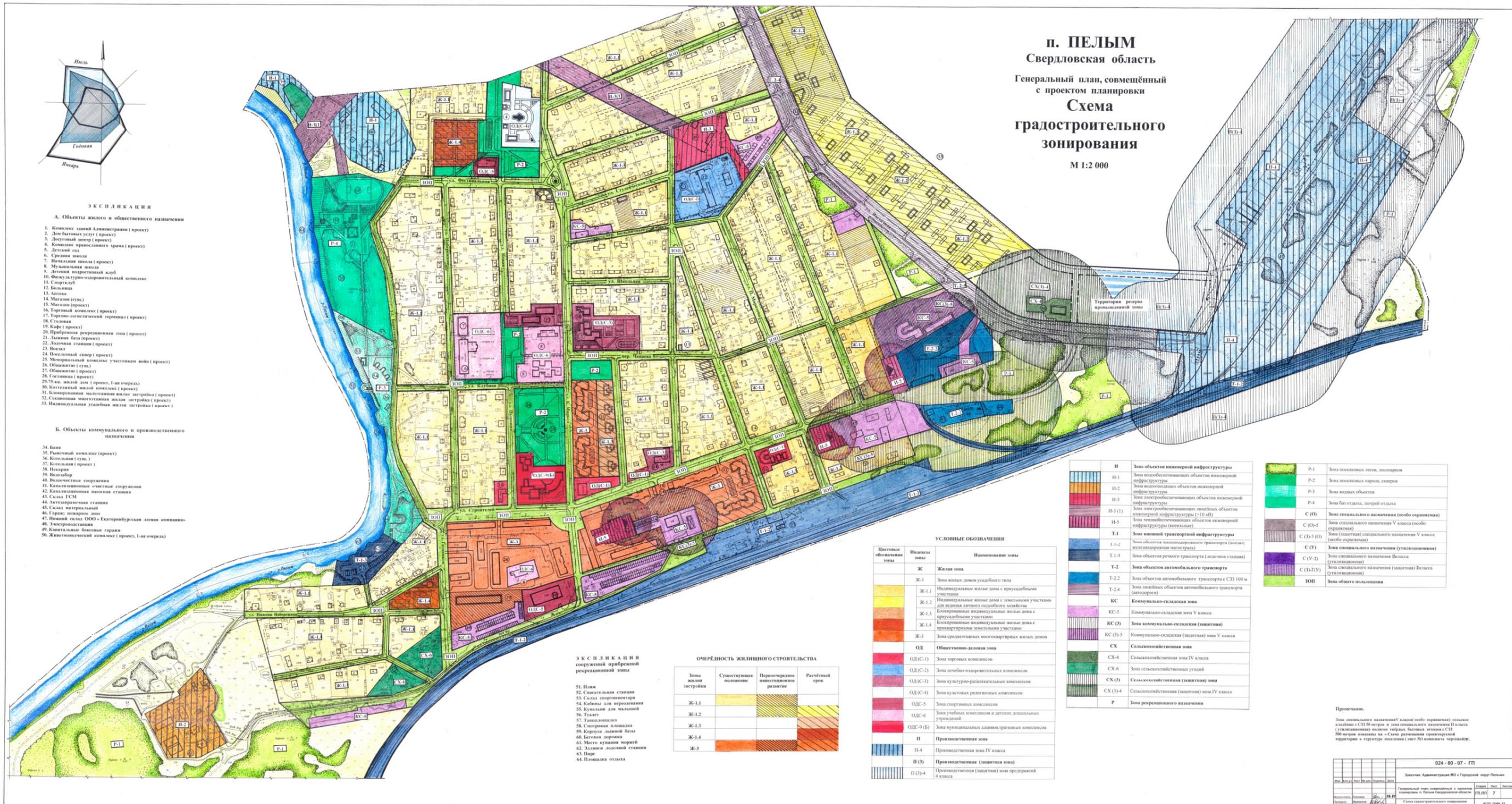
Потребность населения в жилье должна быть обеспечена не только путем нового строительства, но и с помощью модернизации и реконструкции жилых зданий, сохранивших свою материальную ценность.

На основании вышеизложенного можно сделать вывод, что план развития пгт Пелым предусматривает строительство отапливаемых зданий вблизи существующих источников тепловой энергии.

Таблица 2.3

Баланс строительных фондов на период с 2013 по 2028 годы для пгт Пелым, тыс. м²

	2012	2013	2018	2023	2028	Всего прирост с 2013 по 2028гг
Всего жилищного фонда	79,7	78,7	104,7	118,7	137,5	57,8
Новое строительство жилищного фонда	0	0,2	29,8	24	24,4	78,4
Снос жилищного фонда	0	1,2	3,8	10	5,6	-20,6
Капитальный ремонт жилищного фонда	нд	нд	нд	нд	нд	-
Общественно-деловой фонд	4,5	4,5	7,5	10,5	15,5	11
Новое строительство	0	0	3	3	5	11
Снос	0	0	0	0	0	0
Капитальный ремонт и реконструкция	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.
Итого отапливаемый фонд, тыс. м2	84,2	83,2	112,2	129,2	153	69,8
Население, тыс.чел.	3,38	3,38	3,6	3,92	4,3	0,92
Обеспеченность жильем, м2/чел	23,28	23,28	29,08	30,28	31,98	8,7



п. ПЕЛЫМ
Свердловская область
 Генеральный план, совмещённый
 с проектом планировки
Схема
градостроительного
зонирования
 М 1:2 000

ЭКСПЛИКАЦИЯ
А. Объекты жилого и общественного назначения

1. Комплекс зданий Администрации (проект)
2. Дом бытовых услуг (проект)
3. Детский центр (проект)
4. Комплекс православного храма (проект)
5. Детский сад
6. Средняя школа
7. Начальная школа (проект)
8. Музыкальная школа
9. Детский парковый клуб
10. Физкультурно-оздоровительный комплекс
11. Спортзал
12. Библиотека
13. Аптека
14. Магазины (сум.)
15. Магазины (проект)
16. Торговый комплекс (проект)
17. Торгово-логистический терминал (проект)
18. Столовая
19. Кафе (проект)
20. Прибрежная рекреационная зона (проект)
21. Лыжная база (проект)
22. Лыжная станция (проект)
23. Вокзал
24. Поклоный сквер (проект)
25. Мемориальный комплекс участникам войны (проект)
26. Общественный (сум.)
27. Общественный (проект)
28. Гостиница (проект)
29. 75-ль жилой дом (проект, 1-ая очередь)
30. Коттеджный жилой комплекс (проект)
31. Комбинированная многоэтажная жилая застройка (проект)
32. Скандинавская многоэтажная жилая застройка (проект)
33. Индивидуальная усадебная жилая застройка (проект)

Б. Объекты коммунального и производственного назначения

34. Баня
35. Рыночный комплекс (проект)
36. Котельная (сум.)
37. Котельная (проект)
38. Некария
39. Водолабор
40. Водозаборные сооружения
41. Канализационные очистные сооружения
42. Канализационная насосная станция
43. Склад ГСМ
44. Автозаправочная станция
45. Склад строительных материалов
46. Парки; парковочные места
47. Нижний склад ООО «Екатеринбургская лесная компания»
48. Закрытая станция
49. Капитальные боксовые гаражи
50. Животноводческий комплекс (проект, 1-ая очередь)

ЭКСПЛИКАЦИЯ
сооружений прибрежной рекреационной зоны

51. Пляж
52. Санитарная станция
53. Склад спортивного инвентаря
54. Кабинки для переодевания
55. Кухня для чайной
56. Туалет
57. Ганцельнокакая
58. Спортивная площадка
59. Корпус лыжной базы
60. Беговая дорожка
61. Место оздоровительных мероприятий
62. Эллинги лыжной станции
63. Парк
64. Пешеходная аллея

ОЧЕРЁДНОСТЬ ЖИЛИЩНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА

Зоны жилой застройки	Существующие поселения	Первоочередное инвестиционное развитие	Расчётный срок
Ж-1.1			
Ж-1.2			
Ж-1.3			
Ж-1.4			
Ж-3			

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Цветовые обозначения зоны	Полосы зоны	Наименование зоны
	Ж	Жилая зона
	Ж-1	Зона жилых домов усадебного типа
	Ж-1.1	Индивидуальные жилые дома с приусадебными участками
	Ж-1.2	Индивидуальные жилые дома с земельными участками для ведения личного подсобного хозяйства
	Ж-1.3	Блокотельные индивидуальные жилые дома с приусадебными участками
	Ж-1.4	Блокотельные индивидуальные жилые дома с приусадебными участками
	Ж-3	Зона средних жилых многоквартирных жилых домов
	ОД	Общественно-деловая зона
	ОД (С-1)	Зона торговых комплексов
	ОД (С-2)	Зона лечебно-оздоровительных комплексов
	ОД (С-3)	Зона культурно-развлекательных комплексов
	ОД (С-4)	Зона культурных религиозных комплексов
	ОД (С-5)	Зона спортивных комплексов
	ОД (С-6)	Зона учебных комплексов в детских дошкольных учреждениях
	ОД (С-9 (Б))	Зона муниципальных административных комплексов
	П	Производственная зона
	П-4	Производственная зона IV класса
	П (З)	Производственная (защитная) зона
	П (З)-4	Производственная (защитная) зона предприятий IV класса

П	Зона объектов инженерной инфраструктуры
И-1	Зона водоснабжающих объектов инженерной инфраструктуры
И-2	Зона водопользователей объектов инженерной инфраструктуры
И-3	Зона электроснабжающих объектов инженерной инфраструктуры
И-3 (1)	Зона электроснабжающих объектов инженерной инфраструктуры (10-10 кВт)
И-5	Зона теплоснабжающих объектов инженерной инфраструктуры (котельные)
Т-1	Зона объектов транспортной инфраструктуры
Т-1.1	Зона объектов железнодорожного транспорта (вокзал, железнодорожная магистраль)
Т-1.2	Зона объектов речного транспорта (лодочная станция)
Т-1.3	Зона объектов автомобильного транспорта
Т-2	Зона объектов автомобильного транспорта
Т-2.1	Зона объектов автомобильного транспорта с СЭЗ 100 м
Т-2.4	Зона линейных объектов автомобильного транспорта (автодороги)
Т-2.4	Зона линейных объектов автомобильного транспорта (автодороги)
КС	Коммунально-складская зона
КС-5	Коммунально-складская зона V класса
КС (З)	Зона коммунально-складская (защитная)
КС (З)-5	Коммунально-складская (защитная) зона V класса
СХ	Сельскохозяйственная зона
СХ-4	Сельскохозяйственная зона IV класса
СХ-6	Зона сельскохозяйственных угодий
СХ (З)	Сельскохозяйственная (защитная) зона
СХ (З)-4	Сельскохозяйственная (защитная) зона IV класса
Р	Зона рекреационного назначения

Р-1	Зона поселковых лесов, лесопарков
Р-2	Зона поселковых парков, скверов
Р-3	Зона водных объектов
Р-4	Зона безотходов, захоронения отходов
С (О)	Зона специального назначения (особо охраняемая)
С (О)-5	Зона специального назначения V класса (особо охраняемая)
С (З)-5 (О)	Зона (защитная) специального назначения V класса (особо охраняемая)
С (З)	Зона специального назначения (утраченного)
С (З)-2	Зона специального назначения VI класса (утраченного)
С (З)-2 (У)	Зона специального назначения (защитная) VI класса (утраченного)
ЗОН	Зона общего пользования

Примечание.
 Зона специального назначения V класса (особо охраняемая) - охранные скважины с СЭЗ 50 метров и зона специального назначения II класса (утраченного) - водоемы, водоемы бытовых отходов с СЭЗ 500 метров исключены из «Списка размещения промышленной территории в структуре поселения (лист №1 комплекса чертежей».

024 - 80 - 07 - ГП			
Заказчик: Администрация МО «Городской округ Пелым»			
Имя	Фамилия	Подпись	Дата
Генеральный план, совмещённый с проектом планировки в Пелым Свердловской области		Листы	Листы
Схема градостроительного зонирования		ГП/П/П	7
Масштаб: 1:2 000		Дата: 04.04.2017	Дата: 04.04.2017

рис. 2.1 Генеральный план пгт Пелым

Прогнозируемый баланс строительных фондов на 2013-2028годы для п. Атымья

Жилищный фонд поселка Атымья по данным Администрации городского округа Пелым на 01.01.2012 представлен одноэтажными домами в количестве 161 дома и двух этажными в количестве 6 домов, 23 482 кв. м общей площади. Средняя обеспеченность жилищным фондом на одного жителя составляет 25.9 кв. м. Численность населения на 01.01. 2012 составила 904 человек.

В соответствии с генеральным планом до 2031года на территории посёлка планируется строительство двух общественных объектов: спортивного назначения и учебно-образовательного назначения.

Карта планируемого размещения объектов п. Атымья приведена на рис. 2.3

Баланс строительных фондов на период с 2013 по 2028 годы для п. Атымья приведён в таблице 2.5

На основании вышеизложенного можно сделать вывод, что план развития п. Атымья предусматривает строительство отапливаемых зданий вблизи существующих источников тепловой энергии и на территории существующих капитальных построек.



рис. 2.3

Карта планируемого размещения объектов п. Атымья.

Таблица 2.5

Баланс строительных фондов на период с 2013 по 2028 годы для п. Атымья, тыс. м²

	2012	2013	2018	2023	2028	Всего прирост с 2013 по 2028
Всего жилищного фонда	23,2	18,4	18,4	18,4	18,4	0
Новое строительство жилищного фонда	0	0	0	0	0	0
Снос жилищного фонда	4,8	0	0	0	0	0
Капитальный ремонт жилищного фонда	нд	нд	нд	нд	нд	-
Общественно-деловой фонд	3,3	3,3	4,3	4,3	4,3	1
Новое строительство	0	0	1	0	0	1
Снос	0	0	0	0	0	0
Капитальный ремонт и реконструкция	нд	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.
Итого отопливаемый фонд, тыс. м2	26,5	21,7	22,7	22,7	22,7	-3,8
Население, тыс.чел.	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0
Обеспеченность жильем, м2/чел	25,8	20,44	20,44	20,44	20,44	5,36

Прогноз потребления тепловой энергии на период с 2013 по 2028гг с учётом развития пгт Пелым и п Атымья приведён в таблицах 2.7 и 2.8 соответственно.

Таблица 2.7

Прогноз спроса на тепловую энергию в пгт Пелым на период с 2013 по 2028гг

Показатели	Ед.изм.	2013	2018	2023	2028
Централизованное отопление	Гкал	29866	68258,4	76311,1	87584,8
Индивидуальное отопление	Гкал	29866			
Централизованная система ГВС	Гкал	4157	9500,8	10621,6	12190,8
Индивидуальная система ГВС	Гкал	4157			
Итого индивидуальное теплоснабжение	Гкал	34023	77759,1	86932,7	99775,6
Итого централизованное теплоснабжение	Гкал	34023			
Общие данные					
Население	тыс.чел.	3,38	3,6	3,92	4,3
Итого отопливаемый фонд	тыс.м2	83,2	112,2	129,2	153

Таблица 2.8

Прогноз спроса на тепловую энергию в п. Атымья на период с 2013 по 2028гг

Показатели	Ед.изм.	2013	2018	2023	2028
Централизованное отопление	Гкал	2877	7500	7500	7500
Индивидуальное отопление	Гкал	3888			
Централизованная система ГВС	Гкал	0	0	812	812
Индивидуальная система ГВС	Гкал	812	812		
Итого индивидуальное теплоснабжение	Гкал	4700	8312	8312	8312
Итого централизованное теплоснабжение	Гкал	2877			
Общие данные					
Население	тыс.чел.	0,9	0,9	0,9	0,9
Итого отапливаемый фонд	тыс.м2	21,7	22,7	22,7	22,7

Глава 3. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки

Перспективные балансы тепловой мощности на период с 2013 по 2028гг с учётом развития пгт Пелым и п Атымья приведён в таблицах 3.1 и 3.2 соответственно.

Таблица 3.1

Перспективные балансы тепловой мощности на период с 2013 по 2028гг в пгт Пелым

Показатели	Ед.изм.	2013	2018	2023	2028
Централизованное отопление	Гкал/час	15,3	30,34	33,85	38,85
Индивидуальное отопление	Гкал/час	11,2			
Централизованная система ГВС	Гкал/час	4,12	8,725	9,73	11,17
Индивидуальная система ГВС	Гкал/час	3,5			
Итого централизованное теплоснабжение	Гкал/час	19,42	39,065	43,58	50,02
Итого индивидуальное теплоснабжение	Гкал/час	14,7			

Таблица 3.2

Перспективные балансы тепловой мощности на период с 2013 по 2028гг в п Атымья

Показатели	Ед.изм.	2013	2018	2023	2028
Централизованное отопление	Гкал/час	0,655	2,55	2,55	2,55
Индивидуальное отопление	Гкал/час	1,645			
Централизованная система ГВС	Гкал/час	0,00	0,22	0,22	0,22
Индивидуальная система ГВС	Гкал/час	0,2			
Итого централизованное теплоснабжение	Гкал/час	0,655	2,77	2,77	2,77
Итого индивидуальное теплоснабжение	Гкал/час	1,845			

Глава 4. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах

Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок приведены в таблицах 1.4.1 и 1.4.2 составлены исходя из следующих соображений:

- в соответствии с [5] нормативные утечки составляют 0,25% от ёмкости теплосетей в сутки;
- балансы составлены для централизованных источников теплоснабжения;
- ёмкость тепловых сетей меняется пропорционально потребляемой тепловой энергии;
- учитываются показатели обеспечения централизованными системами теплоснабжения – см. табл. 2.4 и 2.6;
- предусматривается расход на технологические нужды - ежегодное двухкратное заполнение тепловых сетей;
- средневзвешанный норматив потребления воды на цели ГВС – 3м³/чел в месяц;
- в аварийных режимах для восполнения ёмкости теплосетей предусматриваются аварийные ёмкости.

Таблица 1.4.1

Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок в пгт. Пелым

Показатели	Ед.изм.	2013	2018	2023	2028
Горячее водоснабжение	тыс.м.куб	35,20	70,92	105,91	143,06
Технологические нужды	тыс.м.куб	1,41	1,41	2,12	2,54
Нормативные утечки	тыс.м.куб	10,37	10,37	15,55	18,67
Итого	тыс.м.куб	46,98	82,70	123,58	164,27

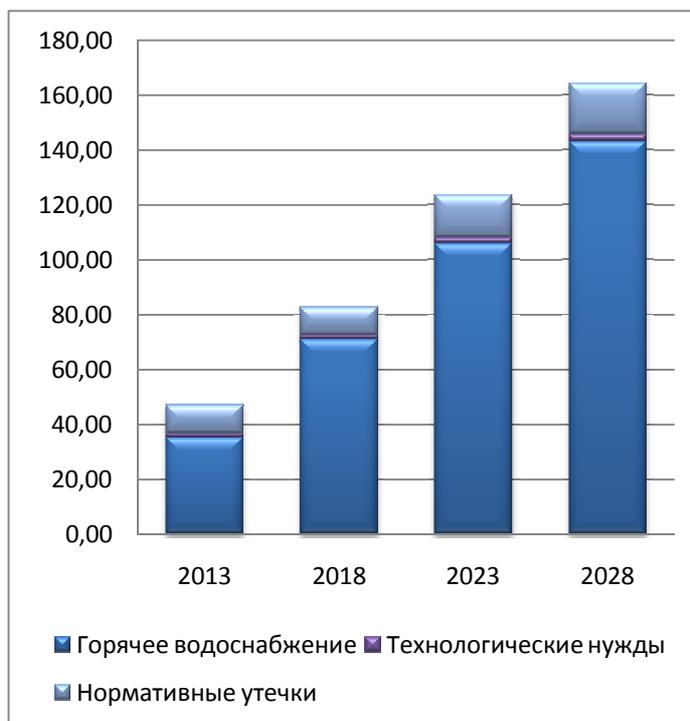


рис. 1.4.1 Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок в пгт. Пелым

Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок
в п. Атымья

Показатели	Ед.изм.	2013	2018	2023	2028
Горячее водоснабжение	тыс.м.куб	0,00	0	0	0
Технологические нужды	тыс.м.куб	0,12	0	0	0
Нормативные утечки	тыс.м.куб	0,90	0	0	0
Итого	тыс.м.куб	1,02	0	0	0

Перспективный баланс производительности водоподготовительных установок в п. Атымья составлен принимая во внимание переход к индивидуальному теплоснабжению в 2015 году.

Глава 5. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии

Будут рассмотрены несколько вариантов развития схемы теплоснабжения ГО Пелым.

Все варианты развития на первоначальном этапе будут подразумевать выполнение следующих мероприятий:

1. ликвидация трёх неэффективных котелен Пелымского РКЭС.
2. учитывая уровень газификации населённых пунктов и низкую плотность тепловых нагрузок отопление и ГВС частного сектора целесообразно от индивидуальных газовых котлов. При этом здания расположенные вблизи теплотрасс должны иметь возможность осуществлять теплоснабжение и ГВС от них, как альтернатива теплоснабжению от автономных источников тепла.
3. сохранение и обеспечение надёжности существующей системы центрального холодного водоснабжения. Для защиты трубопроводов ХВС от перемерзания в зимнее время, одновременно с остановкой котельных Пелымского РКЭС, необходима реконструкция сетей ХВС, а именно: подземная прокладка сети ХВС с использованием полиэтиленовых труб.
4. сохранение существующих источников тепловой энергии Пелымского ЛПУ МГ в пгт Пелым как относительно эффективных и по причине наличия многоэтажной жилой застройки.
Примечание: в соответствии с Федеральным законом РФ №190-ФЗ «Запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии».

Для понимания мотивации у потребителей по использованию центрального теплоснабжения, в качестве примера, выполним сравнительную оценку затрат на отопление здания площадью 71,1м² от индивидуального газового котла и от центрального источника тепловой энергии.

Расчётный расход тепловой энергии на отопление отдельно стоящего здания площадью 71,1м² составляет 13,8Гкал в год (см. таблицу 1.5.1).

Тариф на тепловую энергию, поставляемую для населения ГУП «Облкоммунэнерго» в ГО Пелым составляет – 1238,54руб/Гкал без учёта НДС.

Тариф на тепловую энергию, поставляемую для населения Газпром трансгаз Югорск в ГО Пелым составляет – 1049,6руб/Гкал без учёта НДС

Затраты на отопление от центральных теплосетей Пелымского РКЭС составят – 17092рублей в год.

Затраты на отопление от центральных теплосетей Пелымского ЛПУ МГ составят – 14484,5рублей в год.

Расчётный расход природного газа на отопление отдельно стоящего здания площадью 71,1м² при КПД газового котла равного 80% – 2,22 тыс.м³ в год.

Тариф на природный газ, поставляемый ОАО «Свердловскоблгаз» - 3,15руб/м³ без учёта НДС.

Затраты на отопление с использованием природного газа составят – 7000рублей в год

Способ отопления	Центральное, от котельных ЛПУ МГ.	Центральное, от котельных РКЭС.	Индивидуальное, от газового котла.
Затраты, руб/год	14484,5	17092,0	7000,0

Вывод: отапливать частный жилой фонд от центральных источников тепловой энергии при существующих тарифах на ТЭР не выгодно.

пгт Пелым

Перспективные тепловые нагрузки в зоне действия котельных №1/1А и №2 Пелымского ЛПУ МГ приведены в таблице 5.1

Существующие резервы тепловой мощности по состоянию на 2013 год составляют 10%.

Существующие тепловые нагрузки котельной №1 Пелымского РКЭС расположенные в зоне действия котельных №1/1А и №2 Пелымского ЛПУ МГ приведены в таблице 5.2

Объекты строительного фонда, подлежащие сносу в срок до 2028года, расположены вне зоны действия котельных Пелымского ЛПУ МГ.

Планируемое увеличение тепловой нагрузки от централизованных источников теплоснабжения составит – 1,77Гкал/час. Существенного увеличения сетевых потерь не прогнозируется по причине сохранения топологии тепловой сети.

Первый вариант (вариант №П1): Экстенсивный путь развития - строительство новой блочно-модульной котельной на территории котельной №2 Пелымского ЛПУ МГ мощностью 2Гкал/час.

Технико-экономические показатели работы котельной:

- УРУТ на выработку 1Гкал тепловой энергии – 155г.у.т.
- КПД - 92%;
- Мощность тепловая (нетто) – 2Гкал/час;
- Срок службы – 30 лет
- Межремонтный период – 60000 часов (примерно 7 лет)

Строительная часть: блочно-модульная компоновка, северное исполнение.

Тепломеханическая часть: котлоагрегаты жаротрубные, предпочтительно «Vitomax». Система циркуляции теплоносителя осуществляется по двум теплопроводам и оборудована соответствующим насосными группами, обеспечивающими циркуляцию теплоносителя с переменным расходом теплоносителя. Котельная должна быть оборудована установкой водоподготовки в соответствии с требованиями эксплуатации котлоагрегатов «Vitomax». В котельной должны быть установлены узлы учета тепла, отпущенного в тепловые сети, учета природного газа, учета электроэнергии и воды. Деаэрация должна осуществляться с использованием вакуумного деаэратора

Второй вариант (вариант №П2): строительство нового блока мини ТЭЦ (когенерационная установка) на территории котельной №2 Пелымского ЛПУ МГ тепловой мощностью - 2Гкал/час (2,326МВт) и электрической мощностью – 2,3МВт. Электрическую энергию выгодно производить и потреблять в населённом пункте. Мини ТЭЦ будет обеспечивать электрической энергией собственные и хозяйственные нужды всех котелен, наружное освещение города, собственные нужды насосных и очистительных сооружений. В целом будет повышена надёжность электроснабжения объектов энергетики и жилищно-коммунальной сферы. Снизится себестоимость, а значит и тарифы на ХВС. Снизится тариф на тепловую энергию. Мини ТЭЦ по теплу должна быть связана с 1-ой и 2-ой котельными. Главное условие для эффективной работы мини ТЭЦ, это работа её в когенерационном режиме круглый год. В не отапливаемый период года мини ТЭЦ способна обеспечивать нужды ГВС потребителей подключенных к котельным.

Электрическая мощность основных потребителей в пгт Пелым приведена в таблице 5.3

Технико-экономические показатели работы мини ТЭЦ:

- соотношение тепловой и электрической мощности – 1:1;
- УРУТ на выработку 1МВтч электрической мощности и 1МВтч тепловой мощности –375 г.у.т.
- КПД по электрической энергии -40% ;
- КПД по тепловой энергии – 46%;
- Мощность электрическая (нетто) – 2,326МВт;
- Мощность тепловая (нетто) – 2Гкал/час;
- Расход масла - 0,5кг/час на 1МВтч выработанной электрической мощности;
- Срок службы – 30 лет
- Межремонтный период – 60000 часов (примерно 7 лет)

Перспективные тепловые нагрузки в зоне действия котельных №1/1А и №2 Пелымского ЛПУ МГ

Обозначение на генеральном плане (см рис. 2.1)	Наименование потребителя	Строительный объём, м.куб	Расчетно-нормативная удельная тепловая характеристика	Тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию, Гкал/час	Тепловая нагрузка на ГВС, Гкал/час	Общая тепловая нагрузка, Гкал/час	Расход теплоносителя на нужды отопления и вентиляции, м.куб./час	Расход теплоносителя на нужды ГВС, м.куб./час
1	Комплекс зданий Администрации	3200	0,495	0,09	0,01	0,10	3,49	0,4
2	Дом бытовых услуг	2800	0,506	0,08	0,01	0,09	3,12	0,4
3	Досуговый центр	2100	0,531	0,06	0,01	0,07	2,45	0,4
7	Начальная школа	2900	0,503	0,08	0,01	0,09	3,21	0,4
16	Торговый комплекс	10000	0,409	0,23	0,01	0,24	9,01	0,4
19	Кафе	800	0,624	0,03	0,01	0,04	1,10	0,4
27	Общежитие	8200	0,423	0,19	0,02	0,21	7,63	0,8
28	Гостиница	6500	0,440	0,16	0,02	0,18	6,29	0,8
29	75-кв жилой дом	12000	0,397	0,26	0,025	0,29	10,49	1
30	Коттеджный жилой комплекс	1000	0,601	0,03	0,005	0,04	1,32	0,2
31	Секционная малоэтажная жилая застройка	1000	0,601	0,03	0,005	0,04	1,32	0,2
32	Секционная многоэтажная жилая застройка	7200	0,432	0,17	0,02	0,19	6,85	0,8
ИТОГО				1,41	0,16	1,56	56,28	6,20

Существующие тепловые нагрузки котельной №1 Пелымского РКЭС расположенные в зоне действия котельных №1/1А и №2 Пелымского ЛПУ МГ

Обозначение на генеральном плане	Наименование потребителя	Строительный объем, м.куб	Расчетно-нормативная удельная тепловая характеристика	Тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию, Гкал/час	Тепловая нагрузка на ГВС, Гкал/час	Общая тепловая нагрузка, Гкал/час	Расход теплоносителя на нужды отопления и вентиляции, м.куб./час	Расход теплоносителя на нужды ГВС, м.куб./час
5	МКДОУ "Детский сад "Тополек" ул.Карла Маркса, 17 "А"	2848,3	0,505	0,0736	0,025	0,0986	2,944	1
не обозначен	МКУК ДК п. Пелым, ул. Строителей, 15	1740	0,548	0,0445	0,005	0,0495	1,78	0,2
не обозначен	МУП "Голана", общежития №1 ул. Карла Маркса, 15	299,4	0,735	0,0102	0,02	0,0302	0,408	0,8
не обозначен	МУП "Голана", общежития №2 ул. Карла Маркса, 15	299,4	0,735	0,0102	0,02	0,0302	0,408	0,8
ИТОГО				0,1385	0,0700	0,2085	5,5400	2,8

Когенерационные установки производят электрическую и тепловую энергию комбинированно. Это позволяет достичь высоких значений суммарной эффективности - до 90 - 95%. Вырабатываемая тепловая энергия используется для горячего водоснабжения, отопления, а в летнее время может использоваться для производства холода в абсорбционных холодильных установках. Себестоимость электроэнергии производимой на мини ТЭЦ на 30% ниже, что уже позволяет эксплуатировать когенерационные установки с выгодой.

Затраты на электроэнергию в структуре себестоимости тепловой энергии составляет 8%. Ожидается снижение себестоимости по выработке тепловой энергии до уровня 1000руб/Гкал или на 20% ниже чем уровень 2013 года.

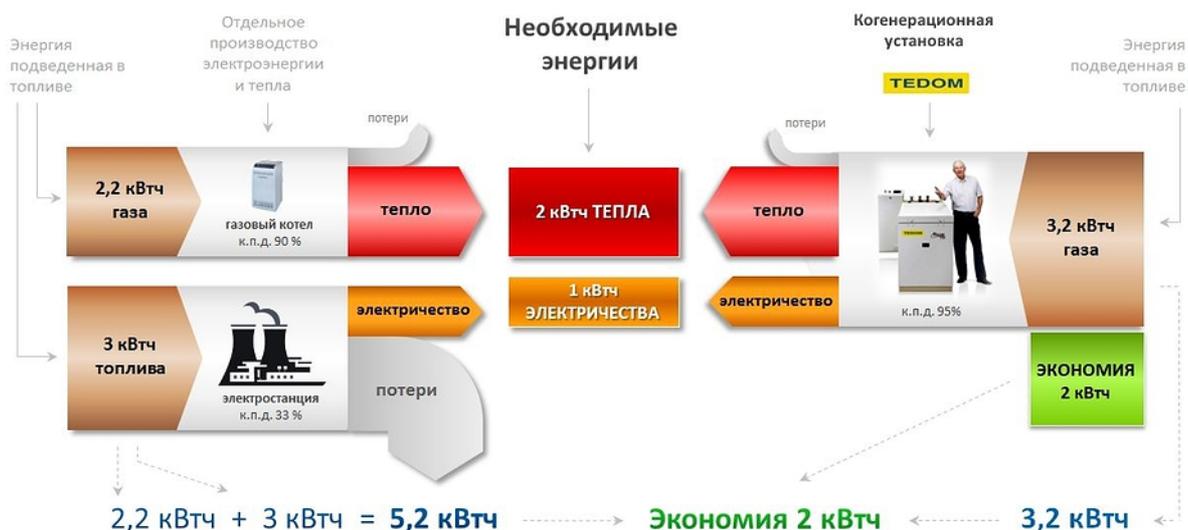
В структуре себестоимости центрального ХВС электроэнергия составляет около 70 %. Использование для электроснабжения Мини ТЭЦ позволит значительно снизить тариф ХВС.

Когенерационная установка состоит из четырех основных частей:

- Первичный двигатель;
- Электродгенератор;
- Система утилизации тепла;
- Система контроля и управления;

Совместное производство электрической и тепловой энергии в когенерационной установке и применение электроэнергии для собственных нужд позволяет уменьшить срок окупаемости проекта и повысить его инвестиционную привлекательность.

Экономия энергии посредством когенерации



Электрическая мощность основных потребителей в пгт Пелым.

№ пп	Наименование потребителей	Мощность установленная, кВт	Мощность в ночное время, отапливаемый период года, кВт	Мощность в дневное время, отапливаемый период года, кВт	Мощность в ночное время, неотапливаемый период года, кВт	Мощность в дневное время, неотапливаемый период года, кВт	Примечание
1	собственные нужды (насосное оборудование котельной №1/1А Пелымского ЛПУ МГ)	235	117	117	60	60	
2	собственные нужды (насосное оборудование котельной №2 Пелымского ЛПУ МГ)	71	35	35	17	17	
3	собственные нужды (насосное оборудования существующих водозаборных, водоочистительных, канализационных станций)	300	150	150	150	150	
4	наружное освещение посёлка	50	50	0	50	0	Для расчёта принято, что кол-во светильников: 200шт; мощность одного светильника - 250Вт.
5	насосное оборудование новой мини ТЭЦ	100	50	50	50	50	
6	население и организации		1000	4000	800	3000	
ИТОГО			1402	4352	1127	3277	

Третий вариант (вариант №ПЗ): Интенсивный путь развития существующей схемы теплоснабжения, то есть теплоснабжение существующих и перспективных потребителей за счёт использования имеющихся мощностей:

- использование существующих резервов располагаемой мощности котельных Пельмское ЛПУ МГ, потенциал - 10%;
- разгрузка мощностей при выполнении наладки гидравлического и теплового режимов тепловой сети, потенциал - 5%;
- модернизация тепловых сетей, потенциал - 5%;
- энергосбережение на этапе потребления тепловой энергии, потенциал - 10%;
- модернизация оборудования котельных Пельмского ЛПУ МГ путём:
 - внедрения системы автоматического управления технологическим процессом, в том числе автоматическое погодное регулирование тепловой нагрузки. Эффект: повышение энергоэффективности;
 - применения регулируемого частотного привода для насосного оборудования. Эффект: повышение энергоэффективности;
 - внедрения системы визуализации и дистанционного мониторинга и управления технологическим процессом. Эффект: уменьшения фонда заработной платы за счёт сокращения оперативного персонала в котельной №2.

Таким образом, существующие (в том числе скрытые) резервы тепловой мощности могут достигать 35% (9,45Гкал/час) и способны перекрыть потребности в тепловой энергии на перспективу вплоть до 2028 года.

п. АТЫМЬЯ

Первый вариант (вариант А1): Теплоснабжение от индивидуальных газовых котлов. Развитая сеть газопроводов, относительно невысокие тарифы на газ и низкая плотность тепловых нагрузок отопления и ГВС позволяет организовать в посёлке индивидуальное теплоснабжение. Использование централизованного теплоснабжения нецелесообразно.

Глава 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них

Предложенные варианты развития системы теплоснабжения в пгт Пелым не повлияют на гидравлическую схему тепловой сети.

В рамках работы по разработке проекта схемы теплоснабжения ГО Пелым сделан гидравлический расчёт объединенной тепловой сети Пелымского ЛПУ МГ с использованием средств Microsoft Excel.

Гидравлический расчёт выполняется с целью анализа эффективности работы тепловой сети, в том числе сравнение фактического температурного графика с расчётным графиком и определение параметров дросселирующих устройств (шайб) для наладки гидравлического режима.

Расчётная схема и данные системы теплоснабжения Пелымского ЛПУ МГ приведены на рис. 1.3.4 и в таблицах 1.3.8

Гидравлические расчеты тепловых сетей показали, что тепловые сети имеют пропускную способность достаточную для пропуска теплоносителя при уровне договорных и перспективных тепловых нагрузок.

• Суммарный расход в подающем тр-де	241.36 т/ч
• Суммарный расход в обратном тр-де	240.65 т/ч
• Суммарный расход на подпитку	0.71 т/ч
• Суммарный расход на систему отопления	254,61 т/ч
• Расход воды на утечки из подающего трубопровода	0.241 т/ч
• Расход воды на утечки из обратного трубопровода	0.203 т/ч
• Расход воды на утечки из систем теплопотребления	0.266 т/ч
• Давление в подающем трубопроводе	66.000, м
• Давление в обратном трубопроводе	31.000, м
• Располагаемый напор	33.000, м

Результаты расчёта гидравлических характеристик и расчётные диаметры регулирующих шайб для каждого потребителя сведены в таблицу 6.1

Гидравлический режим работы тепловых сетей при располагаемом напоре на выходе из котельной 35 м. вод. ст. на участках от котельной до самого удаленного потребителя иллюстрируется рисунками 6.2-6.4.

Анализ работы тепловых сетей показывает, что наиболее высокие показатели падения напора теплоносителя наблюдаются в самых удалённых (в гидравлическом отношении) точках.

Располагаемый напор является достаточным для подключения перспективных потребителей.

1. Наладка гидравлического и теплового режимов тепловых сетей:

Структура решаемых задач при проведении работ по наладке тепловых сетей выглядит следующим образом:

- Разработка теплового и гидравлического режима работы тепловой сети, определение мест установки и параметров настройки регулирующих устройств.
- Установка регулирующих устройств (сужающие устройства, балансировочные клапаны БАЛОРЕКС, дисковые поворотные затворы ГРАНВЭЛ) в период летней ремонтной компании.
- Наладка гидравлического и теплового режима тепловой сети с корректировкой параметров настройки регулирующих устройств в начале отопительного сезона.

Все мероприятия разрабатываются с учетом имеющегося оборудования на источнике тепла. Основным критерием при принятии каких-либо решений является максимальное повышение эффективности работы системы теплоснабжения при минимальных затратах и

незначительной реконструкции на тепловых сетях и источнике тепла. Все мероприятия согласовываются с энергоснабжающей и эксплуатирующей организациями.

Обеспечение расчетного расхода теплоносителя у потребителей позволяет снизить общее количество циркулирующей в системе теплоснабжения воды, что благоприятно сказывается на работе всей системы. Появляется возможность повысить температуру воды на выходе из котлов в соответствии с расчетным температурным графиком. Снижается гидравлическое сопротивление тепловой сети, при этом увеличивается располагаемый напор на выводе из источника тепла, что позволяет при необходимости без увеличения мощности теплоисточника присоединить к нему дополнительных потребителей. Эксплуатируется минимально необходимое количество насосов, уменьшаются утечки из теплосетей.

Потребление энергоресурсов и эксплуатационные затраты на выработку тепловой энергии в целом снижаются.

Многолетний опыт показывает, что проведение наладочных мероприятий на тепловых сетях позволяет экономить до 15 % тепловой энергии при соответствующем сокращении эксплуатационных затрат на источнике тепла. При этом, затраты на наладочные мероприятия весьма незначительны по сравнению с затратами на увеличение мощности источника тепла и тепловых сетей или же устранение аварий.

Основной задачей регулирования отпуска тепловой энергии является поддержание внутренней температуры воздуха у потребителей, в течение всего отопительного сезона, согласно установленным санитарным нормам. В настоящее время температура воздуха в жилых помещениях, расположенных в середине здания, должна составлять не менее 20⁰С, в угловых помещениях не менее 22⁰С.

Для обеспечения удовлетворительного теплоснабжения конечных потребителей при отсутствии регулировки тепловой сети, необходимо увеличивать расход теплоносителя. Для этих целей как правило, на котельных устанавливаются сетевые насосы с большей производительностью, что в свою очередь увеличивает затраты на электроэнергию.

Экономия оценивается на уровне не менее 5% от величины выработки тепловой энергии в 2013 году, что в натуральном выражении составит 1500 ГКал.

Наладку тепловых сетей рекомендуется проводить с периодичностью не реже одного раза в три года.

2. Модернизация тепловых сетей Пелымского ЛПУ МГ.

Рекомендуется разработка долгосрочного плана модернизации тепловых сетей.

Типовые мероприятия по модернизации теплосетей:

- внедрение программно-информационных комплексов обеспечения функционирования тепловых сетей (электронная модель тепловой сети);
- установка приборов учета на границах раздела зон эксплуатационной ответственности;
- замена аварийной секционирующей и запорной арматуры;
- замена кожухотрубчатых теплообменников на пластинчатые в котельной №1/1А.
- перекладка тепловых сетей с навесной изоляцией на тепловые сети с применением предизолированных труб.

3. Ежегодная гидропневматическая промывка тепловых сетей.

4. Развитие объединённой тепловой сети Пелымского ЛПУ МГ.

Мероприятие предусматривает подключение потребителей котельной №1 Пелымской РКЭС и перспективных потребителей (см. таблицы 5.1 и 5.2) к объединённой тепловой сети Пелымского ЛПУ МГ. Мероприятие не является крупнозатратным, так как все подключаемые потребители находятся в зоне действия котельных Пелымского ЛПУ МГ. Зона действия объединённой тепловой сети с учётом развития населённого пункта приведена на рис. 6.1

Таблица 6.1

№пп	Наименование объекта	Строительный объём здания, м ³	Удельная отопительная характеристика, ккал/м.куб*Ч*°С	Расчётная нагрузка на отопление и вентиляцию, ГКал/час	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе, °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе, °С	Расход сетевой воды на систему отпления, т/ч	Относительный расход воды, %	Диаметр установленной шайбы, мм	Расчётный диаметр шайбы, мм
1	Общежитие "96 мест"	нд	нд	0,265	95	70	10,60	3,10	не установлена	42,6
2	Магазин "Для Вас"	нд	нд	0,007	95	70	0,28	0,08	не установлена	не требуется
3	Здание по адресу: ул. Газовиков, д. 5	нд	нд	0,128	95	70	5,12	1,50	не установлена	48,3
4	Здание по адресу: ул. Газовиков, д. 6	нд	нд	0,135	95	70	5,40	1,58	не установлена	49,6
35	Здание по адресу: ул. Газовиков, д. 7	нд	нд	0,133	95	70	5,34	1,56	не установлена	48,8
6	Здание по адресу: ул. Газовиков, д. 8	нд	нд	0,128	95	70	5,14	1,50	не установлена	48,3
7	Здание по адресу: ул. Газовиков, д. 11	нд	нд	0,334	95	70		0,00	не установлена	не требуется
8	Здание по адресу: ул. Нижняя Набережная, д. 11	нд	нд	0,010	95	70	0,41	0,12	не установлена	не требуется
9	Здание по адресу: ул. Нижняя Набережная, д. 13	нд	нд	0,011	95	70	0,46	0,13	не установлена	не требуется
10	Здание по адресу: ул. Нижняя Набережная, д. 15	нд	нд	0,009	95	70	0,36	0,11	не установлена	не требуется
11	Здание по адресу: ул. Нижняя Набережная, д. 2, кв. 2	нд	нд	0,008	95	70	0,31	0,09	не установлена	не требуется
12	Детская школа искусств	нд	нд	0,044	95	70	1,75	0,51	не установлена	не требуется
13	Здание по адресу: ул. Строителей, д. 1	нд	нд	0,328	95	70	13,12	3,83	не установлена	41,2
14	Здание по адресу: ул. Строителей, д. 2	нд	нд	0,328	95	70	13,12	3,83	не установлена	40,3
15	Здание по адресу: ул. Строителей, д. 3	нд	нд	0,151	95	70	6,04	1,76	не установлена	39,8
16	Здание по адресу: ул. Строителей, д. 4	нд	нд	0,255	95	70	10,22	2,98	не установлена	39,7
17	Здание по адресу: ул. Строителей, д. 5	нд	нд	0,413	95	70	16,52	4,82	не установлена	38,1

№пп	Наименование объекта	Строительный объём здания, м ³	Удельная отопительная характеристика, ккал/м.куб*Ч*°С	Расчётная нагрузка на отопление и вентиляцию, ГКал/час	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе, °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе, °С	Расход сетевой воды на систему отпления, т/ч	Относительный расход воды, %	Диаметр установленной шайбы, мм	Расчётный диаметр шайбы, мм
18	Здание администрации ГО "Пелым"	нд	нд	0,054	95	70	2,17	0,63	не установлена	не требуется
19	Здание гаража администрации ГО "Пелым"	нд	нд	0,041	95	70	1,64	0,48	не установлена	не требуется
20	Магазин "Алёнка"	нд	нд	0,032	95	70	1,30	0,38	не установлена	не требуется
21	Здание МУП "Голана"	нд	нд	0,038	95	70	1,52	0,44	не установлена	не требуется
22	Жилой дом по адресу: ул. Пушкина, д. 2	нд	нд	0,017	95	70	0,69	0,20	не установлена	не требуется
23	Жилой дом по адресу: ул. Пушкина, д. 3	нд	нд	0,012	95	70	0,47	0,14	не установлена	не требуется
24	Школа №1	нд	нд	0,207	95	70	8,30	2,42	не установлена	не требуется
25	Детский сад "Колобок"	нд	нд	0,144	95	70	5,77	1,69	не установлена	не требуется
26	Здание по адресу: ул. Карла-Маркса, д.2	нд	нд	0,358	95	70	14,32	4,18	не установлена	не требуется
27	Здание по адресу: ул. Карла-Маркса, д.3	нд	нд	0,255	95	70	10,22	2,98	не установлена	не требуется
28	КНС-1	нд	нд	0,014	95	70	0,56	0,16	не установлена	не требуется
29	ГРП	нд	нд	0,006	95	70	0,23	0,07	не установлена	не требуется
30	Здание по адресу: ул. Железнодорожная, д.5	нд	нд	0,328	95	70	13,12	3,83	не установлена	45,3
31	Здание по адресу: ул. Лесная, д.1	нд	нд	0,008	95	70	0,32	0,09	не установлена	не требуется
32	Здание по адресу: ул. Лесная, д.3	нд	нд	0,005	95	70	0,22	0,06	не установлена	не требуется
33	Здание по адресу: ул. Лесная, д.5	нд	нд	0,005	95	70	0,21	0,06	не установлена	не требуется
34	Здание по адресу: ул. Лесная, д.8	нд	нд	0,013	95	70	0,52	0,15	не установлена	не требуется
35	Здание по адресу: ул. Лесная, д.7	нд	нд	0,010	95	70	0,41	0,12	не установлена	не требуется

№пп	Наименование объекта	Строительный объём здания, м ³	Удельная отопительная характеристика, ккал/м.куб*Ч*°С	Расчётная нагрузка на отопление и вентиляцию, ГКал/час	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе, °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе, °С	Расход сетевой воды на систему отпления, т/ч	Относительный расход воды, %	Диаметр установленной шайбы, мм	Расчётный диаметр шайбы, мм
36	Здание по адресу: ул. Лесная, д.7а	нд	нд	0,007	95	70	0,28	0,08	не установлена	не требуется
37	Баня	нд	нд	0,058	95	70	2,33	0,68	не установлена	не требуется
38	Здание по адресу: ул. Железнодорожная, д.1	нд	нд	0,035	95	70	1,42	0,41	не установлена	32,1
39	Здание по адресу: ул. Железнодорожная, д.2	нд	нд	0,035	95	70	1,42	0,41	не установлена	32,1
40	Здание по адресу: ул. Железнодорожная, д.3	нд	нд	0,035	95	70	1,42	0,41	не установлена	32,1
41	Здание по адресу: ул. Железнодорожная, д.4	нд	нд	0,035	95	70	1,42	0,41	не установлена	32,1
42	Магазин "Фаворит"	нд	нд	0,009	95	70	0,36	0,11	не установлена	не требуется
43	Пристройка к магазину "Фаворит"	нд	нд	0,007	95	70	0,27	0,08	не установлена	не требуется
44	Магазин "Велес"	нд	нд	0,014	95	70	0,56	0,16	не установлена	не требуется
45	ФОК	нд	нд	1,630	95	70	58,00	16,94	не установлена	не требуется
46	КОС-1500	нд	нд	1,280	95	70	6,84	2,00	не установлена	не требуется
47	Жилой дом по адресу: ул. Фестивальная, д. 5	нд	нд	0,019	95	70	0,77	0,22	не установлена	27,5
48	Жилой дом по адресу: ул. Фестивальная, д. 6	нд	нд	0,019	95	70	0,79	0,23	не установлена	27,5
49	Жилой дом по адресу: ул. Фестивальная, д. 7	нд	нд	0,019	95	70	0,77	0,22	не установлена	27,5
50	Жилой дом по адресу: ул. Фестивальная, д. 8	нд	нд	0,020	95	70	0,80	0,23	не установлена	27,7
51	Жилой дом по адресу: ул. Фестивальная, д. 9	нд	нд	0,019	95	70	0,77	0,22	не установлена	27,5
52	Жилой дом по адресу: ул. Фестивальная, д. 10	нд	нд	0,020	95	70	0,79	0,23	не установлена	27,7
53	ВОС-2300	нд	нд	0,050	95	70	2,10	0,61	не установлена	

№пп	Наименование объекта	Строительный объем здания, м ³	Удельная отопительная характеристика, ккал/м.куб*ч*°С	Расчётная нагрузка на отопление и вентиляцию, ГКал/час	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе, °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе, °С	Расход сетевой воды на систему отопления, т/ч	Относительный расход воды, %	Диаметр установленной шайбы, мм	Расчётный диаметр шайбы, мм
54	Детский центр творчества	нд	нд	0,304	95	70	12,19	3,56	не установлена	
55	Пелымская городская больница	нд	нд	0,269	95	70	10,76	3,14	не установлена	
56	Хозяйственный корпус больницы	нд	нд	0,031	95	70	1,23	0,36	не установлена	
57	Здание обслуживающего персонала	нд	нд	0,016	95	70	0,65	0,19	не установлена	
58	КПП базы МТО и СХ	нд	нд	0,011	95	70	0,42	0,12	не установлена	
59	База МТО и СХ	нд	нд	0,149	95	70	5,95	1,74	не установлена	
60	Помещение операторной котельной №2 (хозяйственные нужды)	нд	нд	0,002	95	70	0,10	0,03	не установлена	
61	Помещение слесарной котельной №2 (хозяйственные нужды)	нд	нд	0,005	95	70	0,20	0,06	не установлена	
62	Коттедж двухэтажный	нд	нд	0,020	95	70	0,78	0,23	не установлена	
63	Теплица	нд	нд	0,007	95	70	0,30	0,09	не установлена	
64	Бак подпиточной воды котельной №2 (собственные нужды)	нд	нд	0,025	95	70	1,00	0,29	не установлена	
ИТОГО СУЩЕСТВУЮЩИЕ ПОТРЕБИТЕЛИ КОТЕЛЬНЫХ ЛПУ				8,382			270,858	79,11		
1	МКДОУ "Детский сад "Тополек" ул.Карла Маркса, 17 "А"	2848,3	0,505	0,0986	95	70	3,944	1,15	не установлена	
2	МКУК ДК п. Пелым, ул. Строителей, 15	1740	0,548	0,0495	95	70	1,98	0,58	не установлена	
3	МУП "Голана", общежития №1 ул. Карла Маркса, 15	299,4	0,735	0,0302	95	70	1,208	0,35	не установлена	
4	МУП "Голана", общежития №2 ул. Карла Маркса, 15	299,4	0,735	0,0302	95	70	1,208	0,35	не установлена	

№пп	Наименование объекта	Строительный объём здания, м ³	Удельная отопительная характеристика, ккал/м.куб*Ч*°С	Расчётная нагрузка на отопление и вентиляцию, ГКал/час	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе, °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе, °С	Расход сетевой воды на систему отпления, т/ч	Относительный расход воды, %	Диаметр установленной шайбы, мм	Расчётный диаметр шайбы, мм
ИТОГО ПОТРЕБИТЕЛИ КОТЕЛЬНОЙ РКЭС				0,2085			8,34	2,44		
1	Комплекс зданий Администрации	3200	0,495	0,1	95	70	4	1,17	не установлена	
2	Дом бытовых услуг	2800	0,506	0,09	95	70	3,6	1,05	не установлена	
3	Досуговый центр	2100	0,531	0,07	95	70	2,8	0,82	не установлена	
4	Начальная школа	2900	0,503	0,09	95	70	3,6	1,05	не установлена	
5	Торговый комплекс	10000	0,409	0,24	95	70	9,6	2,80	не установлена	
6	Кафе	800	0,624	0,04	95	70	1,6	0,47	не установлена	
7	Общежитие	8200	0,423	0,21	95	70	8,4	2,45	не установлена	
8	Гостиница	6500	0,44	0,18	95	70	7,2	2,10	не установлена	
9	75-кв жилой дом	12000	0,397	0,29	95	70	11,6	3,39	не установлена	
10	Коттеджный жилой комплекс	1000	0,601	0,04	95	70	1,6	0,47	не установлена	
11	Секционная малоэтажная жилая застройка	1000	0,601	0,04	95	70	1,6	0,47	не установлена	
12	Секционная многоэтажная жилая застройка	7200	0,432	0,19	95	70	7,6	2,22	не установлена	
ИТОГО ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ПОТРЕБИТЕЛИ С УЧЁТОМ РАЗВИТИЯ ПОСЕЛЕНИЯ				1,58			63,2	18,46		
ИТОГО				10,170			342,398	100,00		

п. ПЕЛЫМ
Свердловская область
Генеральный план, совмещённый
с проектом планировки

Генеральный план (основной чертёж)
М 1:2 000



- существующая зона действия котельных ЛПУ МГ

- перспективное расширение зоны действия котельных ЛПУ МГ с учётом развития посёлка

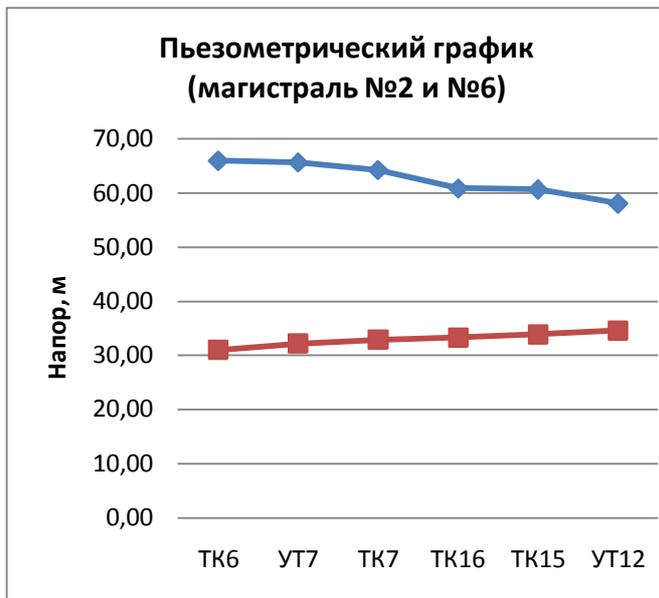
- зона индивидуального теплоснабжения

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Обозначение	Наименование
	Поселение
	Улицы, аллеи
	Крупные здания
	Специальные, производственные и иные здания
	Промышленные, производственные и жилые здания
	Улицы и скверы
	Парковые зоны, скверы, усадьбы
	Озелененные территории
	Скверы, парки, аллеи, бульвары
	Участки, занятые под застройку в соответствии с проектом
	Автостоянки
	Хозяйственные дворы и коннофермы
	Земельные участки
	Земельные участки, принадлежащие

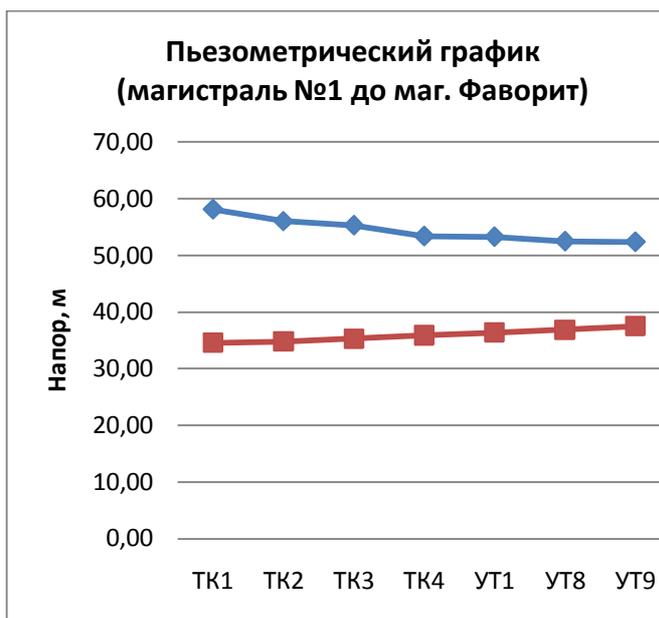
- УКАЗАНИЯ**
к условным обозначениям
- 01. Район
 - 02. Районная граница
 - 03. Районная граница
 - 04. Районная граница
 - 05. Районная граница
 - 06. Районная граница
 - 07. Районная граница
 - 08. Районная граница
 - 09. Районная граница
 - 10. Районная граница
 - 11. Районная граница
 - 12. Районная граница
 - 13. Районная граница
 - 14. Районная граница
 - 15. Районная граница
 - 16. Районная граница
 - 17. Районная граница
 - 18. Районная граница
 - 19. Районная граница
 - 20. Районная граница
 - 21. Районная граница
 - 22. Районная граница
 - 23. Районная граница
 - 24. Районная граница
 - 25. Районная граница
 - 26. Районная граница
 - 27. Районная граница
 - 28. Районная граница
 - 29. Районная граница
 - 30. Районная граница
 - 31. Районная граница
 - 32. Районная граница
 - 33. Районная граница
 - 34. Районная граница
 - 35. Районная граница
 - 36. Районная граница
 - 37. Районная граница
 - 38. Районная граница
 - 39. Районная граница
 - 40. Районная граница
 - 41. Районная граница
 - 42. Районная граница
 - 43. Районная граница
 - 44. Районная граница
 - 45. Районная граница
 - 46. Районная граница
 - 47. Районная граница
 - 48. Районная граница
 - 49. Районная граница
 - 50. Районная граница
 - 51. Районная граница
 - 52. Районная граница
 - 53. Районная граница
 - 54. Районная граница
 - 55. Районная граница
 - 56. Районная граница
 - 57. Районная граница
 - 58. Районная граница
 - 59. Районная граница
 - 60. Районная граница
 - 61. Районная граница
 - 62. Районная граница
 - 63. Районная граница
 - 64. Районная граница
 - 65. Районная граница
 - 66. Районная граница
 - 67. Районная граница
 - 68. Районная граница
 - 69. Районная граница
 - 70. Районная граница
 - 71. Районная граница
 - 72. Районная граница
 - 73. Районная граница
 - 74. Районная граница
 - 75. Районная граница
 - 76. Районная граница
 - 77. Районная граница
 - 78. Районная граница
 - 79. Районная граница
 - 80. Районная граница
 - 81. Районная граница
 - 82. Районная граница
 - 83. Районная граница
 - 84. Районная граница
 - 85. Районная граница
 - 86. Районная граница
 - 87. Районная граница
 - 88. Районная граница
 - 89. Районная граница
 - 90. Районная граница
 - 91. Районная граница
 - 92. Районная граница
 - 93. Районная граница
 - 94. Районная граница
 - 95. Районная граница
 - 96. Районная граница
 - 97. Районная граница
 - 98. Районная граница
 - 99. Районная граница
 - 100. Районная граница

рис. 6.1 Зона действия объединённой тепловой сети с учётом развития населённого пункта



Наименование узла	TK6	UT7	TK7	TK16	TK15	UT12
Геодезическая высота, м	66,00	65,70	64,30	60,90	60,70	58,10
Полный напор в обратном трубопроводе, м	31,00	32,20	32,90	33,30	33,90	34,60
Располагаемый напор, м	35,00	33,50	31,40	27,60	26,80	23,50
Длина участка, м	140,0	166,0	727,0	49,0	39,0	28,0
Диаметр участка, м	0,273	0,273	0,219	0,219	0,219	0,219
Потери напора в подающем трубопроводе, м	1,20	0,70	0,40	0,60	0,70	0,20
Потери напора в обратном трубопроводе, м	1,19	0,69	0,39	0,59	0,69	0,19
Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	254,86	235,62	219,63	201,56	120,11	118,20
Расход воды в обратном трубопроводе, т/ч	253,93	234,87	219,02	201,02	119,95	117,8

рис. 6.2



Наименование узла	TK1	TK2	TK3	TK4	UT1	UT8	UT9
Геодезическая высота, м	58,10	56,02	55,30	53,40	53,30	52,50	52,40
Полный напор в обратном трубопроводе, м	34,60	34,80	35,30	35,90	36,40	36,90	37,50
Располагаемый напор, м	23,50	21,22	20,00	17,50	16,90	15,60	14,90
Длина участка, м	28,0	60,0	37,0	47,0	38,0	66,0	10,0
Диаметр участка, м	0,219	0,219	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0,20	0,50	0,60	0,50	0,50	0,60	0,80
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0,19	0,49	0,59	0,49	0,49	0,59	0,79
Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	118,20	111,20	98,50	82,25	80,20	65,23	20,40
Расход воды в обратном трубопроводе, т/ч	117,8	110,8	98,32	82,04	79,98	64,85	20,3

рис. 6.3

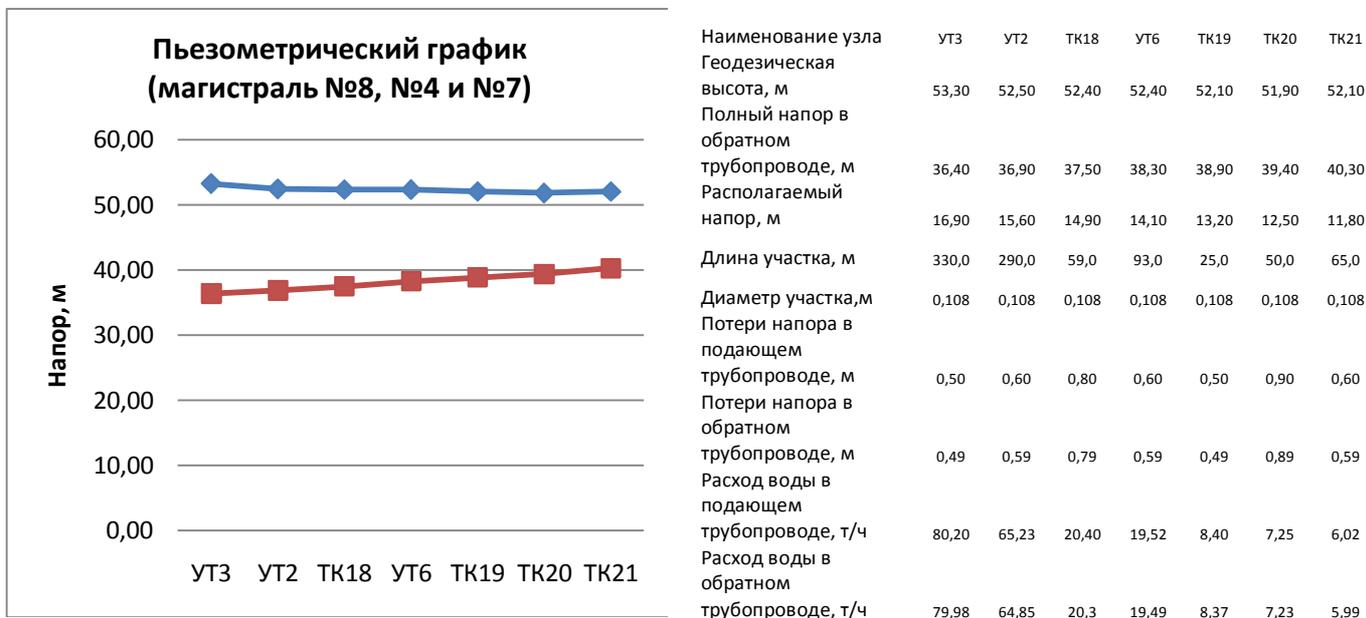


рис 6.4

Глава 7. Перспективные топливные балансы

Перспективные топливные балансы приведены в таблицах 7.1 и 7.2

На рис. 7.1 приведены графики, наглядно демонстрирующие перспективное потребление природного газа для варианта ПЗ и варианта П1.

Таблица 7.1

Перспективный топливный баланс при сохранении существующей эффективности системы теплоснабжения ЛПУ МГ (Вариант П1)

Показатели	Ед.изм.	2013	2014	2015	2016	2020	2025
Потребление природного газа при КИТТ=70,43% (показатель эффективности существующей системы теплоснабжения)	тыс. м.куб.	4304	4304	4400	4400	4797	5193
Тепловая энергия на коллекторе	Гкал	40333	40333	41240	41240	44956	48672
Сетевые потери	Гкал	6310	6310	6310	6310	6310	6310
Итого централизованное теплоснабжение, в том числе:	Гкал	34023	34023	34930	34930	38646	42362
централизованное отопление	Гкал	29866	29866	30471	30471	33841	37211
централизованная система ГВС	Гкал	4157	4157	4459	4459	4805	5151

Таблица 7.2

Перспективный топливный баланс при реализации мероприятий по модернизации котельных и тепловых сетей Пелымского ЛПУ МГ (Вариант ПЗ)

Показатели	Ед.изм.	2013	2014	2015	2016	2020	2025
Потребление природного газа при реализации мероприятий по модернизации котельных и тепловых сетей Пелымского ЛПУ МГ	тыс. м.куб.	4304	4304	3814	3729	3924	4246
Тепловая энергия на коллекторе	Гкал	40333	40333	39716	39716	42954	46201
Сетевые потери	Гкал	6310	6310	6310	6310	6000	5700
Итого централизованное теплоснабжение, в том числе:	Гкал	34023	34023	33406	33406	36954	40501
централизованное отопление	Гкал	29866	29866	28947	28947	32149	35350
централизованная система ГВС	Гкал	4157	4157	4459	4459	4805	5151

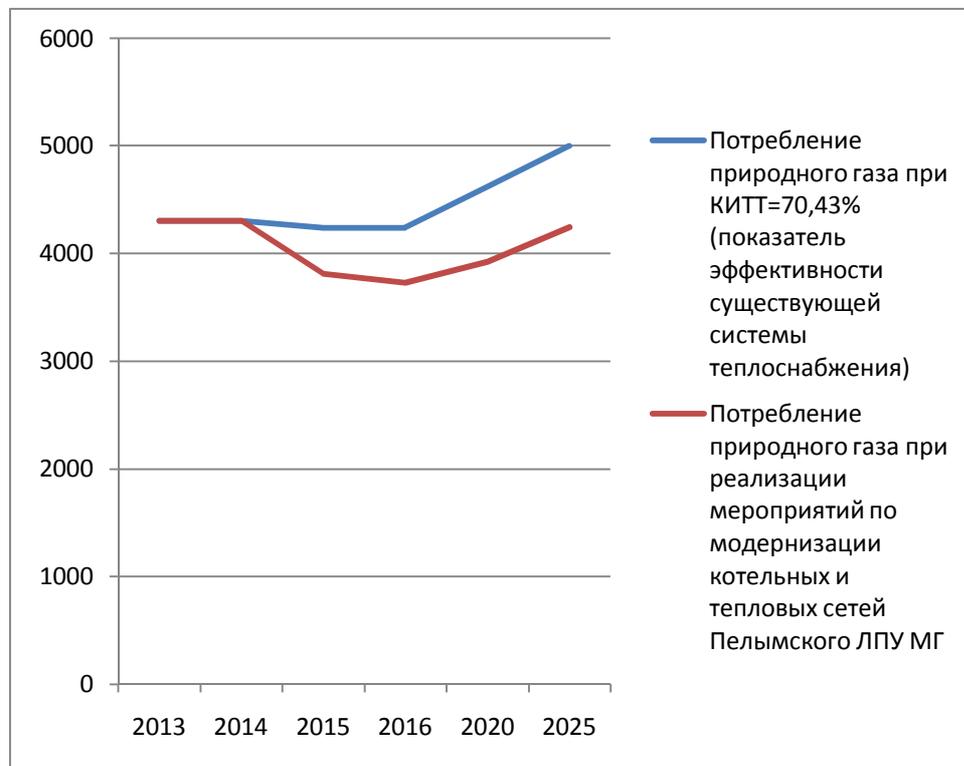


рис. 7.1

Глава 8. Оценка надёжности теплоснабжения

По причине того, что статистическая информация по инцидентам на системе теплоснабжения Пелымского ЛПУ МГ Заказчиком не предоставлена, сделана относительная оценка надёжности различных вариантов развития схемы теплоснабжения пгт Пелым.

Факторы влияющие на надёжность системы теплоснабжения	Вариант №П1	Вариант №П2	Вариант №П3	Существующее состояние
Наличие резервного источника электроэнергии	Автономный дизель-генератор	Собственная выработка электрической энергии	Автономный дизель-генератор	Автономный дизель-генератор
Наличие системы для дистанционного мониторинга и управления технологического процесса	САУ ТП и система визуализации	САУ ТП и система визуализации	САУ ТП и система визуализации	Отсутствует.
Наличие резервного насосного оборудования.	100% резервирование.	100% резервирование.	100% резервирование.	100% резервирование.
Наличие резервного теплофикационного оборудования.	Минимум 1 ед.	Минимум 1 ед.	Минимум 1 ед. Наличие резерва будет зависеть от энергетической эффективности системы теплоснабжения.	1 ед

Вывод: в целом все варианты развития схемы теплоснабжения могут обеспечить повышение надёжности системы теплоснабжения.

Глава 9. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение.

Нововведения и перспективы тарифного регулирования производства тепловой энергии в России приведены в приложении П9.1

9.1. Затраты.

При расчете капитальных вложений по тепловым сетям за основу приняты «Нормативы удельных капиталовложений в строительство тепловых сетей», Москва, 1974 г. (утвержденные решением Главниипроекта и Главного технического управления по строительству от 04.07.1973 г. №168) и результаты анализа цен на рынке услуг и оборудования в сфере теплоснабжения.

Для инвестирования в предлагаемую схему теплоснабжения возможны следующие источники финансирования:

- 1) бюджетные средства.
- 2) инвестиционная составляющая тарифа на тепловую энергию.
- 3) прямые частные инвестиции (энергосервисные контракты).
- 4) заёмные средства.
- 5) амортизационные отчисления.

Потребности в финансировании для вариантов развития схемы теплоснабжения пгт Пелым приведены в таблицах 9.1-9.3

Таблица 9.1

Потребности в финансировании по варианту П1

№ п/п	Наименование мероприятий	Стоимость, тыс. руб	План реализации инвестиционной программы по годам, тыс руб			
			2014	2015	2016	2028
1	Модернизация оборудования котельных Пелымского ЛПУ МГ	1000			1000	
2	Ликвидация трёх неэффективных котелен Пелымского РКЭС.			0		
3	Подключение потребителей Пелымского РКЭС к тепловым сетям котелен ЛПУ МГ	100		100		
4	Защита трубопроводов ХВС наружной прокладки от перемерзания в зимнее время.	500		500		
5	Наладка гидравлического режима объединенной тепловой сети от котельных ЛПУ МГ	200	200			
6	Разработка ПСД на строительство новой блочно-модульной котельной на территории котельной №2 Пелымского ЛПУ МГ мощностью 2Гкал/час	150		150		
7	Промышленная экспертиза проекта на строительство новой блочно-модульной котельной на территории котельной №2 Пелымского ЛПУ МГ мощностью 2Гкал/час	50		50		
8	Строительство новой блочно-модульной котельной на территории котельной №2 Пелымского ЛПУ МГ мощностью 2Гкал/час	7200			7200	
9	Модернизация тепловых сетей Пелымского ЛПУ МГ		Финансирование из собственных средств теплоснабжающей компании из фонда амортизационных отчислений.			
10	ИТОГО: суммарные инвестиционные затраты в том числе по источникам	9200	200	800	8200	
10.1	-собственные средства теплоснабжающей организации	1300	200	100	1000	
10.2	-бюджетное финансирование	8900		700	7200	

№ п/п	Наименование мероприятий	Стоимость, тыс. руб	План реализации инвестиционной программы по годам, тыс руб			
			2014	2015	2016	2028
10.3	-инвестиционная составляющая тарифа на тепловую энергию					
10.4	-прямые частные инвестиции (энергосервисные контракты).					

Таблица 9.2

Потребности в финансировании по варианту П2

№ п/п	Наименование мероприятий	Стоимость, тыс. руб	План реализации инвестиционной программы по годам, тыс руб			
			2014	2015	2016	2028
1	Модернизация оборудования котельных Пельмского ЛПУ МГ	1000			1000	
2	Ликвидация трёх неэффективных котелен Пельмского РКЭС.			0		
3	Подключение потребителей Пельмского РКЭС к тепловым сетям котелен ЛПУ МГ	100		100		
4	Защита трубопроводов ХВС наружной прокладки от перемерзания в зимнее время.	500		500		
5	Наладка гидравлического режима объединенной тепловой сети от котельных ЛПУ МГ	200	200			
6	Разработка ПСД на строительство новой мини ТЭЦ на территории котельной №2 Пельмского ЛПУ МГ	200		200		
7	Промышленная экспертиза проекта на строительство новой блочно-модульной котельной на территории котельной №2 Пельмского ЛПУ МГ мощностью 2Гкал/час	50		50		
8	Строительство новой блочно-модульной котельной на территории котельной №2 Пельмского ЛПУ МГ мощностью 2Гкал/час	70000			70000	
9	Модернизация тепловых сетей Пельмского ЛПУ МГ		Финансирование из собственных средств теплоснабжающей компании из фонда амортизационных отчислений.			
10	ИТОГО: суммарные инвестиционные затраты в том числе по источникам	72050				
10.1	-собственные средства теплоснабжающей организации	1200	200		1000	
10.2	-бюджетное финансирование	70850		850	70000	
10.3	-инвестиционная составляющая тарифа на тепловую энергию					
10.4	-прямые частные инвестиции (энергосервисные контракты).					

Потребности в финансировании по варианту ПЗ

№ п/п	Наименование мероприятий	Стоимость, тыс. руб	План реализации инвестиционной программы по годам, тыс руб			
			2014	2015	2016	2028
1	Модернизация оборудования котельных Пельмского ЛПУ МГ	1000			1000	
2	Ликвидация трёх неэффективных котелен Пельмского РКЭС.			0		
3	Подключение потребителей Пельмского РКЭС к тепловым сетям котелен ЛПУ МГ	100		100		
4	Защита трубопроводов ХВС наружной прокладки от перемерзания в зимнее время.	500		500		
5	Наладка гидравлического режима объединенной тепловой сети от котельных ЛПУ МГ	200	200			
6	Модернизация тепловых сетей Пельмского ЛПУ МГ		Финансирование из собственных средств теплоснабжающей компании из фонда амортизационных отчислений.			
7	ИТОГО: суммарные инвестиционные затраты в том числе по источникам	1800				
7.1	-собственные средства теплоснабжающей организации	1200	200		1000	
7.2	-бюджетное финансирование	600		600		
7.3	-инвестиционная составляющая тарифа на тепловую энергию					
7.4	-прямые частные инвестиции (энергосервисные контракты).					

9.2 Сопоставление эффектов.

Ожидаемые тарифные эффекты в ценах 2013 года приведены в таблице 9.4. При ликвидации котелен Пельмского РКЭС необходимо решить техническую задачу для защиты трубопроводов ХВС от перемерзания. При использовании греющего электрического провода проложенного с трубой в одной теплоизоляционной оболочке, возникнет дополнительная статья расходов в себестоимости передачи ХВС, что вызовет увеличение тарифа.

Таблица 9.4

Сравнение тарифных последствий (в ценах 2013 года).

Название проекта	Себестоимость производства тепловой энергии, руб./Гкал	Тариф на электрическую энергию, руб./кВтч	Тариф на холодное водоснабжение, руб./м ³
Проект П1	1005 (расчётная)	2,97	31,5
Проект П2	910 (расчётная)	1,8	19
Проект П3	980 (расчётная)	2,97	31,5
Без проекта	1292 (заявленная в РЭК)	2,97	27,85

9.3. Оценка экономического эффекта инвестиционных проектов.

Оценка экономического эффекта выполнена в тарифах 2013 года.

При расчётах принято:

- ежегодное потребление холодной воды в пгт Пелым в отопительный период составляет – 240тыс.м³;
- ежегодное потребление электрической энергии в пгт Пелым – 2100тыс. кВтч

Таблица 9.5

Вариант развития схемы теплоснабжения	Годовой экономический эффект в сфере теплоснабжения						Годовой экономический эффект в сфере электроснабжения	Годовой экономический эффект в сфере ХВС	Суммарный годовой экономический эффект	Суммарные затраты	Простой срок окупаемости
	электроэнергия		природный газ		оплата труда основных рабочих	ИТОГО					
	тыс.кВтч	тыс.руб.	тыс. м.куб.	тыс.руб.							
Вариант П1	87	250	430	774	1646	3187	0	-800	2387	9200	3,9
Вариант П2	87	250	0	0	1646	1983	2450	2124	6557	72050	11,0
Вариант П3	87	250	430	774	1646	3187	0	-800	2387	1800	0,8
Существующее положение	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Вывод: Развитие схемы теплоснабжения пгт Пелым по варианту П3 является наиболее рациональным и эффективным, так как:

- 1) имеет наименьший срок окупаемости.
- 2) не требует больших инвестиций;
- 3) повышает надёжность системы теплоснабжения;
- 4) основывается на внедрении энергосберегающих технологий, что подразумевает также снижение негативного влияния на экологию;
- 5) соответствует современным правилам ценообразования в сфере теплоснабжения (см. приложение П9.1);
- 6) снижает себестоимость производства и передачи тепловой энергии.

Глава 10. Обоснование предложений по выбору единой теплоснабжающей организации

Решение по установлению единой теплоснабжающей организации осуществляется на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации, установленных в правилах организации теплоснабжения, утвержденных Правительством Российской Федерации Постановлением Правительства РФ от 8 августа 2012 г. N 808 "Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации". В соответствии со статьей 2 пунктом 28 Федерального закона 190 «О теплоснабжении»: «Единая теплоснабжающая организация в системе теплоснабжения (далее - единая теплоснабжающая организация) - теплоснабжающая организация, которая определяется в схеме теплоснабжения федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения (далее - федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения), или органом местного самоуправления на основании критериев и в порядке, которые установлены правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации». В соответствии со статьей 6 пунктом 6 Федерального закона 190 «О теплоснабжении»: «К полномочиям органов местного самоуправления поселений, городских округов по организации теплоснабжения на соответствующих территориях относится утверждение схем теплоснабжения поселений, городских округов с численностью населения менее пятисот тысяч человек, в том числе определение единой теплоснабжающей организации». Предложения по установлению единой теплоснабжающей организации осуществляются на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации, установленных в правилах организации теплоснабжения, утверждаемых Правительством Российской Федерации. Постановления Правительства Российской Федерации «Об утверждении правил организации теплоснабжения», предложенный к утверждению Правительством Российской Федерации в соответствии со статьей 4 пунктом 1ФЗ-190 «О теплоснабжении»:

Критерии и порядок определения единой теплоснабжающей организации:

1. Статус единой теплоснабжающей организации присваивается органом местного самоуправления или федеральным органом исполнительной власти (далее – уполномоченные органы) при утверждении схемы теплоснабжения поселения, городского округа, а в случае смены единой теплоснабжающей организации – при актуализации схемы теплоснабжения.

2. 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, в отношении которой присваивается соответствующий статус. В случае, если на территории поселения, городского округа существуют несколько систем теплоснабжения, уполномоченные органы вправе:

-определить единую теплоснабжающую организацию (организации) в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа;

-определить на несколько систем теплоснабжения единую теплоснабжающую организацию, если такая организация владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в каждой из систем теплоснабжения, входящей в зону её деятельности.

3. Для присвоения статуса единой теплоснабжающей организации впервые на территории поселения, городского округа, лица, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями на территории поселения, городского округа вправе подать в течение одного месяца с даты размещения на сайте поселения, городского округа, города федерального значения проекта схемы теплоснабжения в орган местного самоуправления заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации с указанием зоны деятельности, в которой указанные лица планируют исполнять функции единой теплоснабжающей организации. Орган местного

самоуправления обязан разместить сведения о принятых заявках на сайте поселения, городского округа.

4. В случае, если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подана одна заявка от лица, владеющего на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей системе теплоснабжения, 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 системе теплоснабжения, орган местного самоуправления присваивает статус единой теплоснабжающей организации в соответствии с критериями настоящих Правил.

Критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

1) владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей совокупной установленной тепловой мощностью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации или тепловыми сетями, к которым непосредственно подключены источники тепловой энергии с наибольшей совокупной установленной тепловой мощностью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;

2) размер уставного (складочного) капитала хозяйственного товарищества или общества, уставного фонда унитарного предприятия должен быть не менее остаточной балансовой стоимости источников тепловой энергии и тепловых сетей, которыми указанная организация владеет на праве собственности или ином законном основании в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации. Размер уставного капитала и остаточная балансовая стоимость имущества определяются по данным бухгалтерской отчетности на последнюю отчетную дату перед подачей заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации. В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подано более одной заявки на присвоение соответствующего статуса от лиц, соответствующих критериям, установленным настоящими Правилами, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Способность обеспечить надежность теплоснабжения определяется наличием у организации технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими режимами, и обосновывается в схеме теплоснабжения.

3) В случае если в отношении зоны деятельности единой теплоснабжающей организации не подано ни одной заявки на присвоение соответствующего статуса, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, и соответствующей критериям настоящих Правил.

4) Единая теплоснабжающая организация при осуществлении своей деятельности обязана:

а) заключать и надлежаще исполнять договоры теплоснабжения со всеми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии в своей зоне деятельности;

б) осуществлять мониторинг реализации схемы теплоснабжения и подавать в орган, утвердивший схему теплоснабжения, отчеты о реализации, включая предложения по актуализации схемы теплоснабжения;

в) надлежащим образом исполнять обязательства перед иными теплоснабжающими и теплосетевыми организациями в зоне своей деятельности;

г) осуществлять контроль режимов потребления тепловой энергии в зоне своей деятельности.

Эксплуатационные нормы качества воды

Заместитель генерального директора
 ГУН СО «Облкоммуэнергосбыт»
 С. Л. Куликов
 «30» СЕПТЕМБРЯ 2013 г.
 Печать: ООО «НПО «Агротех» № 14193 серия 1-01

РЕЖИМНАЯ КАРТА
 по эксплуатации установки стабилизационной обработки воды системы
 теплоснабжения реагентом КИСК-1 котельной №1 п. Пелым
 (срок действия – 3 года)

Табл. 1-1

Наименование показателей	Фактические или рекомендуемые значения	Примечание
<i>Исходная вода</i>		
Жесткость общая, мг-экв/л	1-2	
Щелочность общая, мг-экв/л	0,4-1,0	
<i>Прямая сетевая вода</i>		
Концентрация реагента КИСК-1, мг/л	10	
Жесткость общая, мг-экв/л	1-2	
Щелочность общая, мг-экв/л	0,4-1,0	
<i>Обратная сетевая вода</i>		
Концентрация реагента КИСК-1, мг/л	10	
Жесткость общая, мг-экв/л	1-2	
Щелочность общая, мг-экв/л	0,4-1,0	

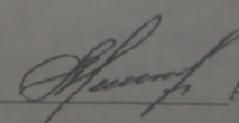
Режимная карта составлена на основании РД-10-179-98 "Методические указания по разработке инструкций и режимных карт по эксплуатации установок докотловой обработки воды и по ведению водно-химического режима паровых и водогрейных котлов"

Табл. 1-2 - Периодичность химического контроля за работой установки стабилизационной обработке воды системы теплоснабжения реагентом КИСК-1

Анализируемая среда	Число анализов в месяц		
	Жесткость	Щелочность	Реагент КИСК-1
Исходная вода	1	1	-
Прямая сетевая вода	1	1	1
Обратная сетевая вода	1	1	1

2013/11/11

РАЗРАБОТАЛ:
 технический директор ООО «НПО «Агротех»

 А. Н. Обожин

Выдержка из Инструкции по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии
(Утверждена приказом Минэнерго России от 30 декабря 2008 года № 325)

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

потери и затраты теплоносителя (пар, конденсат, вода) в пределах установленных норм;
потери тепловой энергии теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и с потерями и затратами теплоносителя;

затраты электрической энергии на передачу тепловой энергии (привод оборудования, расположенного на тепловых сетях и обеспечивающего передачу тепловой энергии).

10. Определение нормативов технологических потерь и затрат теплоносителей.

10.1. Теплоноситель - вода.

10.1.1. 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.

10.1.2. К нормируемым технологическим потерям теплоносителя относятся технически неизбежные в процессе передачи и распределения тепловой энергии потери теплоносителя с его утечкой через неплотности в арматуре и трубопроводах тепловых сетей в пределах, установленных правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, а также правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок.

Нормативные значения потерь теплоносителя за год с его нормируемой утечкой, м³, определяются по формуле:

$$G_{\text{ут.н}} = a V_{\text{год}} n_{\text{год}} 10^{-2} = m_{\text{ут.год.н}} n_{\text{год}}, \quad (1)$$

где a - норма среднегодовой утечки теплоносителя, м³/чм³, установленная правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, а также правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок, в пределах 0,25% среднегодовой емкости трубопроводов тепловых сетей в час;

$V_{\text{год}}$ - среднегодовая емкость трубопроводов тепловых сетей, эксплуатируемых теплосетевой организацией, м³;

$n_{\text{год}}$ - продолжительность функционирования тепловых сетей в году, ч;

$m_{\text{ут.год.н}}$ - среднегодовая норма потерь теплоносителя, обусловленных утечкой, м³/ч.

Значение среднегодовой емкости трубопроводов тепловых сетей, м³, определяется из выражения:

$$V_{\text{год}} = (V_{\text{от}} n_{\text{от}} + V_{\text{л}} n_{\text{л}}) / (n_{\text{от}} + n_{\text{л}}) = V_{\text{от}} n_{\text{от}} + V_{\text{л}} n_{\text{л}} / n_{\text{год}}, \quad (2)$$

где $V_{\text{от}}$ и $V_{\text{л}}$ - емкость трубопроводов тепловых сетей в отопительном и неотопительном периодах, м³;

$n_{\text{от}}$ и $n_{\text{л}}$ - продолжительность функционирования тепловых сетей в отопительном и неотопительном периодах, ч.

При расчете значения среднегодовой емкости необходимо учесть: емкость трубопроводов, вновь вводимых в эксплуатацию, и продолжительность использования данных

трубопроводов в течение календарного года; емкость трубопроводов, образуемую в результате реконструкции тепловой сети (изменения диаметров труб на участках, длины трубопроводов, конфигурации трассы тепловой сети) и период времени, в течение которого введенные в эксплуатацию участки реконструированных трубопроводов задействованы в календарном году; емкость трубопроводов, временно выводимых из использования для ремонта, и продолжительность ремонтных работ.

При определении значения среднегодовой емкости тепловой сети в значении емкости трубопроводов в неотапительном периоде должно учитываться требование правил технической эксплуатации о заполнении трубопроводов деаэрированной водой с поддержанием избыточного давления не менее $0,5 \text{ кгс/см}^2$ в верхних точках трубопроводов.

Прогнозируемая продолжительность отопительного периода принимается как средняя из соответствующих фактических значений за последние 5 лет или в соответствии со строительными нормами и правилами по строительной климатологии.

Потери теплоносителя при авариях и других нарушениях нормального эксплуатационного режима, а также сверхнормативные потери в нормируемую утечку не включаются.

10.1.3. Затраты теплоносителя, обусловленные вводом в эксплуатацию трубопроводов тепловых сетей, как новых, так и после плановых ремонтов или реконструкции, принимаются в размере 1,5-кратной емкости соответствующих трубопроводов тепловых сетей.

10.1.4. Затраты теплоносителя, обусловленные его сливом средствами автоматического регулирования и защиты, предусматривающими такой слив, определяются конструкцией указанных приборов и технологией обеспечения нормального функционирования тепловых сетей и оборудования.

Значения годовых потерь теплоносителя в результате слива, м^3 , определяются из формулы:

$$G_{\text{а.к.}} = \sum_1^k m N n_{\text{годавт.}}, \quad (3)$$

где m - технически обоснованный расход теплоносителя, сливаемого каждым из действующих приборов автоматики или защиты одного типа, $\text{м}^3/\text{ч}$;

N - количество действующих приборов автоматики или защиты одного типа, шт.;

$n_{\text{годавт.}}$ - продолжительность функционирования однотипных приборов в течение года, ч;

k - количество групп однотипных действующих приборов автоматики и защиты.

10.1.5. Затраты теплоносителя при проведении плановых эксплуатационных испытаний тепловых сетей и других регламентных работ включают потери теплоносителя при выполнении подготовительных работ, отключении участков трубопроводов, их опорожнении и последующем заполнении.

Нормирование затрат теплоносителя на указанные цели производится с учетом регламентируемой нормативными документами периодичности проведения эксплуатационных испытаний и других регламентных работ и утвержденных эксплуатационных норм затрат для каждого вида испытательных и регламентных работ в тепловых сетях для данных участков трубопроводов.

План проведения эксплуатационных испытаний тепловых сетей и других регламентных работ утверждается руководителем теплосетевой организации и включается в состав обосновывающих нормативы материалов.

11. Нормативные технологические потери и затраты тепловой энергии при ее передаче включают:

потери и затраты тепловой энергии, обусловленные потерями и затратами теплоносителя;

потери тепловой энергии теплопередачей через изоляционные конструкции теплопроводов и оборудование тепловых сетей.

11.1. Определение нормативных технологических затрат и потерь тепловой энергии,

обусловленных потерями и затратами теплоносителя - воды.

11.1.1. Определение нормативных технологических потерь тепловой энергии, Гкал, обусловленных потерями теплоносителя производится по формуле:

$$Q_{у.н} = m_{у.год.н} \rho_{год} c [b \tau_{1 год} + (1 - b) \tau_{2 год} - \tau_{х. год}] n_{год} 10^{-6}, \quad (8)$$

где $\rho_{год}$ - среднегодовая плотность теплоносителя при средней (с учетом b) температуре теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, кг/м^3 ;

b - доля массового расхода теплоносителя, теряемого подающим трубопроводом тепловой сети (при отсутствии данных можно принимать от 0,5 до 0,75);

$\tau_{1 год}$ и $\tau_{2 год}$ - среднегодовые значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети по температурному графику регулирования тепловой нагрузки, $^{\circ}\text{C}$;

$\tau_{х. год}$ - среднегодовое значение температуры исходной воды, подаваемой на источник теплоснабжения и используемой для подпитки тепловой сети, $^{\circ}\text{C}$;

c - удельная теплоемкость теплоносителя, $\text{ккал/кг}^{\circ}\text{C}$.

Среднегодовые значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах рассчитываются как средневзвешенные по среднемесячным значениям температуры теплоносителя в соответствующем трубопроводе с учетом числа часов работы в каждом месяце. Среднемесячные значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах определяются по эксплуатационному температурному графику отпуска тепловой энергии в соответствии с ожидаемыми среднемесячными значениями температуры наружного воздуха.

Ожидаемые среднемесячные значения температуры наружного воздуха определяются как средние из соответствующих статистических значений по информации метеорологической станции за последние 5 лет, или в соответствии со строительными нормами и правилами по строительной климатологии и климатологическим справочником.

Средневзвешенные значения температуры теплоносителя в подающих $\tau_{1 год}$ и обратных $\tau_{2 год}$ трубопроводах тепловой сети, $^{\circ}\text{C}$, можно определить по формулам:

$$\tau_{1 год} = \sum(\tau_{1i} n_i) / (n_{от} + n_{л}) = \sum(\tau_{1i} n_i) / n_{год}; \quad (9a)$$

$$\tau_{2 год} = \sum(\tau_{2i} n_i) / (n_{от} + n_{л}) = \sum(\tau_{2i} n_i) / n_{год} \quad (9б)$$

где τ_{1i} и τ_{2i} - значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети по эксплуатационному температурному графику отпуска тепловой энергии при средней температуре наружного воздуха соответствующего месяца, $^{\circ}\text{C}$.

Среднегодовое значение температуры $\tau_{х. год}$ исходной воды, подаваемой на источник теплоснабжения для подпитки тепловой сети, $^{\circ}\text{C}$, определяется по формуле, аналогичной формулам (9а) и (9б).

При отсутствии достоверной информации по температурам исходной воды допустимо принимать $\tau_{х.от} = 5^{\circ}\text{C}$, $\tau_{х.л} = 15^{\circ}\text{C}$.

11.1.2. Нормативные технологические затраты тепловой энергии на заполнение новых участков трубопроводов и после плановых ремонтов, Гкал, определяются:

$$Q_{зап} = 1,5 V_{тр.з} \rho_{зап} c (\tau_{зап} - \tau_{х}) 10^{-6}, \quad (10)$$

где $V_{тр.з}$ - емкость заполняемых трубопроводов тепловых сетей, эксплуатируемых теплосетевой организацией, м^3 ;

$\rho_{зап}$ - плотность воды, используемой для заполнения, кг/м^3 ;

$\tau_{зап}$ - температура воды, используемой для заполнения, $^{\circ}\text{C}$;

$\tau_{х}$ - температура исходной воды, подаваемой на источник тепловой энергии в период заполнения, $^{\circ}\text{C}$.

11.1.3. Нормативные технологические потери тепловой энергии со сливами из приборов

автоматического регулирования и защиты, Гкал, определяются по формуле:

$$Q_{a.н.} = G_{a.н.} \rho_{сл} c (\tau_{сл} - \tau_x) 10^{-6}, \quad (11)$$

где $G_{a.н.}$ - годовые потери теплоносителя в результате слива, м³;

$\rho_{сл}$ - среднегодовая плотность теплоносителя в зависимости от места установки автоматических приборов, кг/м³;

$\tau_{сл}$ и τ_x - температура сливаемого теплоносителя и исходной воды, подаваемой на источник теплоснабжения в период слива, °С.

11.1.4. При запланированном проведении эксплуатационных испытаний и других регламентных работ должны быть определены затраты тепловой энергии с этой составляющей затрат теплоносителя по формулам, аналогичным формуле (11).

11.3. Определение нормативных технологических потерь тепловой энергии теплопередачей через теплоизоляционные конструкции трубопроводов водяных тепловых сетей.

11.3.1. Определение нормативных технологических потерь тепловой энергии теплопередачей через теплоизоляционные конструкции трубопроводов производится на базе значений часовых тепловых потерь при среднегодовых условиях эксплуатации тепловых сетей.

В отдельных случаях возникает необходимость вместо среднегодовых значений удельных часовых тепловых потерь определять среднесезонные значения, например, при работе сетей только в отопительный период при отсутствии горячего водоснабжения или при самостоятельных тепловых сетях горячего водоснабжения, осуществлении горячего водоснабжения по открытой схеме по одной трубе (без циркуляции). При этом температурные условия определяются как средневзвешенные за период по аналогии с алгоритмом, приведенным в пункте 11.1.1 настоящей Инструкции.

Определение нормативных значений часовых потерь тепловой энергии производится в следующем порядке:

для всех участков тепловых сетей, на основе сведений о конструктивных особенностях трубопроводов (тип прокладки, год проектирования, наружный диаметр трубопроводов, длина участка) и норм тепловых потерь (теплового потока), указанных в таблицах приложений 1, 2, 3 и 4 к настоящей Инструкции, пересчетом табличных значений удельных норм на среднегодовые (среднесезонные) условия эксплуатации, определяются значения часовых тепловых потерь теплопередачей через теплоизоляционные конструкции трубопроводов, эксплуатируемых теплосетевой организацией;

для участков тепловой сети, характерных для нее по типам прокладки и видам изоляционной конструкции и подвергавшимся испытаниям на тепловые потери, в качестве нормативных принимаются полученные при испытаниях значения фактических часовых тепловых потерь, пересчитанные на среднегодовые условия эксплуатации тепловой сети;

для участков тепловой сети, аналогичных подвергавшимся тепловым испытаниям по типам прокладки, видам теплоизоляционных конструкций и условиям эксплуатации, в качестве нормативных принимаются значения часовых тепловых потерь, определенные по соответствующим нормам тепловых потерь (теплового потока) с введением поправочных коэффициентов, определенных по результатам испытаний;

для участков тепловой сети, не имеющих аналогов среди участков, подвергавшихся тепловым испытаниям, а также вводимых в эксплуатацию после монтажа, реконструкции или капитального ремонта с изменением типа или конструкции прокладки и изоляционной конструкции трубопроводов, в качестве нормативных принимаются значения часовых тепловых потерь, определенные теплотехническим расчетом.

Значения нормативных часовых тепловых потерь в тепловой сети в целом при среднегодовых (среднесезонных) условиях эксплуатации определяются суммированием значений часовых тепловых потерь на отдельных участках.

11.3.2. Определение нормативных значений часовых тепловых потерь для среднегодовых (среднесезонных) условий эксплуатации трубопроводов тепловых сетей производится согласно значениям норм тепловых потерь (теплового потока), приведенным в

таблицах приложений 1, 2, 3 и 4 к настоящей Инструкции, в соответствии с годом проектирования конкретных участков тепловых сетей.

Значения нормативных удельных часовых тепловых потерь при среднегодовых (среднесезонных) условиях эксплуатации, отличающихся от значений, приведенных в соответствующих таблицах, ккал/мч, определяются линейной интерполяцией или экстраполяцией.

11.3.3. Определение нормативных значений часовых тепловых потерь для среднегодовых (среднесезонных) условий эксплуатации трубопроводов тепловых сетей, производится в зависимости от года проектирования теплопроводов:

- спроектированных с 1959 года по 1989 год включительно;
- спроектированных с 1990 года по 1997 год включительно;
- спроектированных с 1998 года по 2003 год включительно;
- спроектированных с 2004 года.

Определение нормативных значений часовых тепловых потерь, Гкал/ч, для среднегодовых (среднесезонных) условий эксплуатации трубопроводов тепловых сетей производится по формуле:

$$Q_{из.ч.год} = \sum (q_{из.ч} L \beta) 10^{-6}, \quad (14)$$

где $q_{из.ч}$ - удельные часовые тепловые потери трубопроводами каждого диаметра, определенные пересчетом табличных значений норм удельных часовых тепловых потерь на среднегодовые (среднесезонные) условия эксплуатации, ккал/чм;

L - длина участка трубопроводов тепловой сети, м;

β - коэффициент местных тепловых потерь, учитывающий тепловые потери запорной и другой арматурой, компенсаторами и опорами (принимается 1,2 при диаметре трубопроводов до 150 мм и 1,15 - при диаметре 150 мм и более, а также при всех диаметрах трубопроводов бесканальной прокладки, независимо от года проектирования).

11.3.4. Значения нормативных часовых тепловых потерь, Гкал/ч, участков трубопроводов тепловых сетей, аналогичных участкам трубопроводов, подвергавшихся испытаниям на тепловые потери, по типу прокладки, виду изоляционных конструкций и условиям эксплуатации, определяются для трубопроводов подземной и надземной прокладки отдельно по формуле, аналогичной формуле (8):

$$Q_{из.ч.год} = \sum (k_{ч} q_{из.ч} L \beta) 10^{-6}, \quad (15)$$

где $k_{ч}$ - поправочный коэффициент для определения нормативных часовых тепловых потерь, полученный по результатам испытаний на тепловые потери.

11.3.5. Значения поправочного коэффициента $k_{ч}$ определяются по формуле:

$$k_{ч} = Q_{из.год.и} / Q_{из.год.н}, \quad (16)$$

где $Q_{из.год.и}$ и $Q_{из.год.н}$ - тепловые потери, определенные в результате испытаний на тепловые потери, пересчитанные на среднегодовые условия эксплуатации каждого испытанного участка трубопроводов тепловой сети, и потери, определенные по нормам для тех же участков, Гкал/ч.

Максимальные значения коэффициента $k_{ч}$ не должны быть больше значений, приведенных в таблице 5.1 приложения 5 к настоящей Инструкции.

11.3.6. Значения тепловых потерь трубопроводами тепловых сетей за год, Гкал, определяются на основании значений часовых тепловых потерь при среднегодовых (среднесезонных) условиях эксплуатации.

Новые подходы к тарифному регулированию производства тепловой энергии. (Д. Боровиков ООО «Фортум»)
 В октябре Правительство Российской Федерации выпустило постановление № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения». Это крайне важный и своевременный документ для российской тепловой энергетики. В перспективе Постановление поможет упростить и сделать более прозрачным процесс тарифного регулирования в сфере теплоснабжения.

Что будет

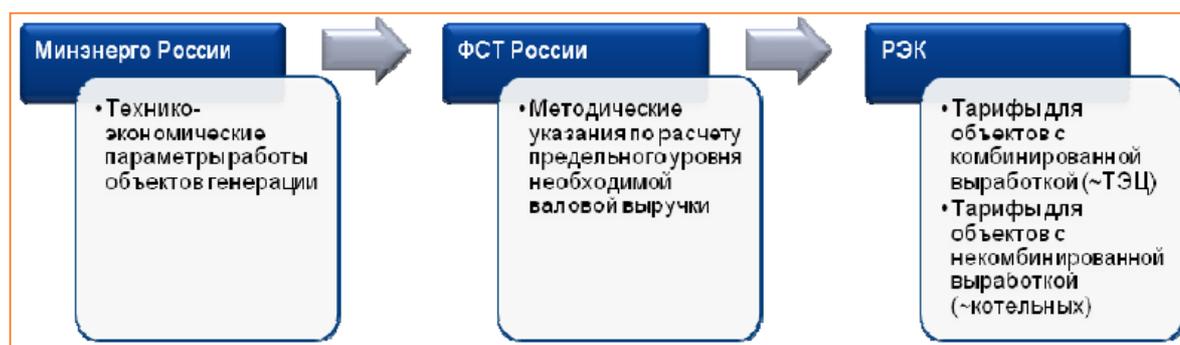
Принятое постановление – первое важное звено в цепочке необходимых нормативных документов, которые смогут сделать рынок теплоснабжения более эффективно и прозрачно функционирующим.

Среди прочего в постановлении зафиксированы поручения для Минэнерго России и ФСТ России.

В соответствии с этими поручениями в течение первого полугодия 2013 года Минэнерго должно будет определить типичные параметры работы источников тепловой энергии (предполагается расчет только для источников, осуществляющих производство не в комбинированном режиме – котельных): их конфигурацию и основные экономические показатели. Результаты этой работы лягут в основу определения предельного размера необходимой валовой выручки (НВВ) источников тепловой энергии. Методику расчета НВВ поручено разработать ФСТ России. В дальнейшем на основе разработанных параметров и методик будут определяться тарифные решения для конкретных объектов генерации:

- для прочих объектов генерации, осуществляющих работу не в комбинированном режиме (котельные), тариф будет рассчитываться в соответствии с размером необходимой валовой выручки;
- для объектов с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии (ТЭЦ) тариф будет получен также в соответствии с размером рассчитанной необходимой валовой выручки, однако также к этим объектам будет применяться понижающий коэффициент (он отражает, в том числе более высокую эффективность ТЭЦ в сравнении с котельными).

На рис. 1 представлен процесс определения тарифа ответственными сторонами.



Что есть

В настоящее время тарифное регулирование в тепловой энергетике создает неверную систему стимулов для участников рынка. Неэффективность лежит в самой основе текущего регулирования – тариф определяется региональными энергетическими комиссиями в соответствии с понесенными производителями затратами (метод «ЗАТРАТЫ +»). При этом, если производитель осуществил какие-либо совершенствования на своем объекте, провел модернизацию и смог снизить производственные затраты – в следующем же периоде тарифного регулирования он рискует лишиться всех сэкономленных средств, которые будут исключены из

тарифов на теплоэнергию. Разумеется, мало кто из производителей при таких правилах игры решает действовать себе в убыток. Инвестиционная деятельность

предполагает возможность возврата вложенных средств, однако это совершенно невозможно сделать при урезании тарифов в результате экономии на затратах.

Альтернативная котельная

Альтернативная котельная в соответствии с вышеупомянутым постановлением ПРФ от 22.10.2012 № 1075 – это инструмент определения типовых технико-экономических параметров работы источников тепловой энергии. В соответствии с концепцией, альтернативная котельная – это локальный источник теплоснабжения, которым потребители (ЖКХ, мелкие потребители) могут заменить сторонние теплоснабжающие организации. В настоящее время под альтернативной котельной, обсуждаемой в энергетическом сообществе понимается объект мощностью в пределах 25-50 Гкал/ч. В основе определения параметров котельной лежит предпосылка о применении наиболее современных и экономичных технологий, а также максимально эффективное использование установленной мощности объекта с целью исключения оплаты избыточной мощности. В процессе моделирования на основе ряда входных параметров (технологических и экономических) в соответствии с приемлемыми для инвестора сроком окупаемости и нормой доходности рассчитывается предельный уровень тарифа на производимую в регионе тепловую энергию (необходимая валовая выручка). Эту величину планируется использовать при определении максимально возможных тарифов котельных.

Предельный тариф на тепловую энергию, вырабатываемую ТЭЦ, предлагается принимать равным тарифу котельной за вычетом стоимости транспортировки тепла по магистральным трубопроводам. Конечный тариф для потребителя определяется как тариф котельной с надбавкой за транспортировку по распределительным сетям (см. схему на рис. 2). Введение тарификации тепловой энергии в соответствии с концепцией альтернативной котельной позволит повысить конкуренцию на рынке и простимулирует владельцев объектов генерации к повышению эффективности производства, модернизации оборудования и к снижению издержек. При этом у неэффективных дорогостоящих котельных останется три варианта поведения:

- 1) оставаться на рынке, но нести убытки в связи с ограниченным размером тарифов;
- 2) закрыться;
- 3) провести модернизацию оборудования и внедрить наиболее современные и эффективные технологии производства, вернув вложенные деньги в приемлемые сроки с достойным уровнем доходности.

В качестве основных параметров, определяющих тариф предлагается использовать следующие показатели:

- типовые капитальные затраты в расчете на 1 Гкал/ч;
- поправочный климатический коэффициент;
- поправочный коэффициент сейсмичности;
- стоимость используемого топлива;
- типовые операционные затраты;
- типовые параметры окупаемости проекта.

Достаточная вариативность применяемых входных параметров поможет максимально приблизить расчетные предельные уровни тарифов к региональной специфике, сделать

их актуальными и прозрачными. Проводимые расчеты показывают, что в большинстве регионов прогнозируемые предельные тарифы позволяют отсечь наиболее неэффективные источники тепловой энергии. Мероприятия по модернизации неэффективных и неэкономичных источников теплоснабжения для обеспечения соответствия стоимости их производства принимаемым уровням тарифов следует в дальнейшем включать в региональные программы по повышению энергоэффективности. Утверждение методических указаний по расчету предельной удельной необходимой валовой выручки источников тепловой энергии и последующий расчет максимальных тарифов на тепловую энергию будут служить хорошими инструментами для дальнейшей работы по повышению энергоэффективности в регионах.