

Приложение к постановлению
администрации Дербенского сельского
поселения Тимашевского муниципального
района Краснодарского края
от 8 сентября 2025 г. № 55

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Дербентское сельское поселение
Тимашевского муниципального района
Краснодарского края
(актуализация на 2026 год)

Оглавление

Введение	6
Раздел 1. Показатели перспективного спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель в установленных границах территории	8
а) Площадь строительных фондов и приросты площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий по этапам - на каждый год первого пятилетнего периода и на последующие пятилетние периоды.....	8
б) Объёмы потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя и приросты потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в каждом расчетном элементе территориального деления на каждом этапе.	9
в) Потребление тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, с учётом возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приросты потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя производственными объектами с разделением по видам теплопотребления и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) на каждом этапе.	13
Раздел 2. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей	14
а) Радиус эффективного теплоснабжения, позволяющий определить условия, при которых подключение новых или увеличивающих тепловую нагрузку теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе на единицу тепловой мощности, определяемый для зоны действия каждого источника тепловой энергии.....	14
б) Описание существующих и перспективных зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии.	15
в) Описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии.	16
г) Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в перспективных зонах действия источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть, на каждом этапе	17
Раздел 3. Перспективные балансы теплоносителя	20

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №									
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата	МК № 5		
			Разраб	Сидоренко Е.Б.							
			Проверил	Скрипник В. В.					Схема теплоснабжения ООО «ПИТП»		
									Стадия	Лист	Листов
										3	64

а) Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя тепло-потребляющими установками потребителей.20

б) Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения.23

Раздел 4. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии26

а) Предложения по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях поселения, городского округа, для которых отсутствует возможность или целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии.26

б) Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии.28

в) Предложения по техническому перевооружению источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения.....29

г) Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных, меры по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии, а также источников тепловой энергии, выработавших нормативный срок службы.....32

д) Меры по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для каждого этапа.33

е) Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, в пиковый режим работы для каждого этапа, в том числе график перевода. ...34

ж) Решения о загрузке источников тепловой энергии, распределении (перераспределении) тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии в каждой зоне действия системы теплоснабжения между источниками тепловой энергии, поставляющими тепловую энергию в данной системе теплоснабжения, на каждом этапе.....35

з) Оптимальный температурный график отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии или группы источников в системе теплоснабжения, работающей на общую тепловую сеть, устанавливаемый для каждого этапа, и оценку затрат при необходимости его изменения.37

и) Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии с учетом аварийного и перспективного резерва тепловой мощности с предложениями по утверждению срока ввода в эксплуатацию новых мощностей.39

Раздел 5. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей.....41

а) Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии.41

б) Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения

Инт. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 5	Лист
							4

перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах поселения, городского округа под жилищную, комплексную или производственную застройку.42

в) Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей в целях условий, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения.45

г) Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных.46

д) Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии.47

Раздел 6. Перспективные топливные балансы48

а) Перспективные топливные балансы для каждого источника тепловой энергии, расположенного в границах поселения, городского округа по видам основного, резервного и аварийного топлива на каждом этапе.48

Раздел 7. Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение.55

а) Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии на каждом этапе.55

б) Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов на каждом этапе.59

в) Предложения по величине инвестиций в строительство реконструкцию и техническое перевооружение в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения.61

Раздел 8. Решение об определении единой теплоснабжающей организации62

а) Определение единой теплоснабжающей организации и границ ее деятельности.62

Раздел 9. Решения о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии63

а) Распределение тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии и условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения.63

Раздел 10. Решения по бесхозным тепловым сетям64

а) Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей (в случае их выявления) и перечень организаций, уполномоченных на их эксплуатацию в порядке, установленном Федеральным законом64

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						МК № 5	Лист
							5
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		

Введение

Схема теплоснабжения муниципального образования Дербентское сельское поселение— документ, содержащий предпроектные материалы по обоснованию эффективного и безопасного функционирования системы теплоснабжения, её развития с учетом правового регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

В соответствии с Федеральным законом «О теплоснабжении» после 31 декабря 2011 года наличие схемы теплоснабжения, соответствующей определенным формальным требованиям, является обязательным для поселений и городских округов Российской Федерации.

Разработка схем теплоснабжения городов и населенных пунктов - актуальная и важная задача, поскольку дальнейший рост экономики России невозможен без соответствующего роста энергетики, который может быть спрогнозирован на перспективу на основе разработки схем теплоснабжения.

Целью разработки схем теплоснабжения городов и населенных пунктов является разработка технических решений, направленных на обеспечение наиболее экономичным образом качественного и надежного теплоснабжения потребителей при минимальном негативном воздействии на окружающую среду. Разработка схем теплоснабжения городов входит в состав Программы комплексного развития систем теплоснабжения, в рамках которой решаются следующие взаимосвязанные задачи: сбор исходных данных; энергетическое обследование системы централизованного теплоснабжения; разработка комплекса решений и мероприятий по совершенствованию систем теплоснабжения; система мониторинга.

Проектирование систем теплоснабжения городов и поселений представляет собой комплексную проблему, от правильного решения которой во многом зависят масштабы необходимых капитальных вложений в эти системы. Прогноз спроса на тепловую энергию основан на прогнозировании развития поселения, в первую очередь его градостроительной деятельности, определённой генеральным планом.

Рассмотрение проблемы начинается на стадии разработки генеральных планов в самом общем виде совместно с другими вопросами городской инфраструктуры, и такие решения носят предварительный характер. Даётся обоснование необходимости сооружения новых или расширение существующих источников тепла для покрытия имеющегося дефицита мощности и возрастающих тепловых нагрузок на расчётный срок. При этом рассмотрение вопросов выбора основного оборудования для котельных, а также трасс тепловых сетей от них производится только после технико-экономического обоснования принимаемых решений. В качестве основного предпроектного документа по развитию теплового хозяйства города принята практика составления перспективных схем теплоснабжения городов и поселений.

Схемы разрабатываются на основе анализа фактических тепловых нагрузок потребителей с учётом перспективного развития на 20 лет, с выделением первой очереди строительства 10 лет, структуры топливного баланса региона, оценки состояния существующих источников тепла и тепловых сетей и возможности их дальнейшего использования, рассмотрения вопросов надёжности, экономичности. Вся схема теплоснабжения, как идеология перехода из существующего положения в будущее, формируется траекторией изменения ряда показателей, которые чрезвычайно важно сформировать как базовые показатели на существующем положении.

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.	оборудования для котельных, а также трасс тепловых сетей от них производится только после технико-экономического обоснования принимаемых решений. В качестве основного предпроектного документа по развитию теплового хозяйства города принята практика составления перспективных схем теплоснабжения городов и поселений. Схемы разрабатываются на основе анализа фактических тепловых нагрузок потребителей с учётом перспективного развития на 20 лет, с выделением первой очереди строительства 10 лет, структуры топливного баланса региона, оценки состояния существующих источников тепла и тепловых сетей и возможности их дальнейшего использования, рассмотрения вопросов надёжности, экономичности. Вся схема теплоснабжения, как идеология перехода из существующего положения в будущее, формируется траекторией изменения ряда показателей, которые чрезвычайно важно сформировать как базовые показатели на существующем положении.						Лист
									6
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	МК № 5			

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.

Основой для разработки и реализации схемы теплоснабжения является Федеральный закон от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ "О теплоснабжении" (Статья 23. Организация развития систем теплоснабжения поселений, городских округов), регулирующий всю систему взаимоотношений в теплоснабжении и направленный на обеспечение устойчивого и надёжного снабжения тепловой энергией потребителей.

Данная работа выполнена в соответствии с постановлением № 154 «Требования к схемам теплоснабжения» и «О требования к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения», утвержденных 22 февраля 2012 года Правительством Российской Федерации, а также с результатами проведенных ранее на объекте энергетических обследований, режимно-наладочных работ, регламентных испытаний, разработки энергетических характеристик, данных отраслевой статистической отчетности.

Уже на первом этапе разработки схемы теплоснабжения руководство муниципального образования Дербентское сельское поселение получает полную картину существующего положения: при сборе исходных данных осуществляется детальное обследование источников теплоснабжения и тепловых сетей, выявляется физическое состояние оборудования и его технико-экономический уровень.

Администрация рассматриваемого поселения на базе такого комплексного подхода создает основу для принятия грамотных управленческих решений по эффективной организации функционирования системы теплоснабжения, по минимизации затрат на теплоснабжение, по реализации неиспользованного потенциала энергосбережения, что в конечном итоге позволяет снижать действующие тарифы.

Технической базой разработки являются:

- генеральный план развития поселения до 2030 года;
- проектная и исполнительная документация по источникам тепла, тепловым сетям;
- эксплуатационная документация (расчетные температурные графики, гидравлические режимы, данные по присоединенным тепловым нагрузкам, их видам и т.п.);
- материалы проведения периодических испытаний тепловых сетей по определению тепловых потерь и гидравлических характеристик;
- конструктивные данные по видам прокладки и типам применяемых теплоизоляционных конструкций, сроки эксплуатации тепловых сетей;
- материалы по разработке энергетических характеристик систем транспорта тепловой энергии.
- 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);
- 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.);
- статистическая отчетность организации о выработке и отпуске тепловой энергии и использовании ТЭР в натуральном и стоимостном выражении.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата

Раздел 1. Показатели перспективного спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель в установленных границах территории

а) Площадь строительных фондов и приросты площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий по этапам - на каждый год первого пятилетнего периода и на последующие пятилетние периоды.

Территория муниципального образования Дербентское сельское поселение характеризуется отсутствием в границах населенного пункта территорий для строительства муниципальных объектов и необходимостью включения в границы населенного пункта свободной от застройки территории земель сельскохозяйственного назначения для развития жилой застройки и решения социальных вопросов, связанных с необходимостью строительства объектов общественно-деловой зоны, а также освоение земель лесного фонда для рекреационных нужд.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 5	8

б) Объёмы потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя и приросты потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления на каждом этапе.

Таблица 1.1

	Объём потребления тепловой энергии, Гкал/ч	Приросты потребления тепловой энергии и теплоносителя		
		На нужды ОВ тыс. Гкал/год	На нужды ГВС тыс. Гкал/год	Теплоносителя тыс.м3
Существующее положение	0,59			
2028	0,59			
2030	0,69	-0,11	0,22	0,13
2032	0,82	0,09	0,04	0,15
2032	0,87	0,04	0,02	0,06
2018 - 2032	6,11	3,67	1,57	6,42
2023 - 2027	6,45	0,24	0,10	0,41
2028 - 2032	7,33	0,62	0,27	1,09

Таблица 1.2 Балансы производства и потребления тепловой энергии (Существующие источники тепловой энергии. Существующее положение)

Источник теплоснабжения	Установленная теплопроизводительность, Qуст, Гкал/ч	Годовой расход топлива, В, тут	Подключённая нагрузка, Qмах, Гкал/ч
1	2	3	4
Котельная 1 (№ 14) Дербентское СП х Танцура Крамаренко ул Школьная 12	1,63	185,56	0,59

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

						МК № 5	Лист
							9
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Таблица 1.3 Балансы производства и потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя и приросты потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя
Перспективное положение на расчётный период 2032 г.

Источник теплоснабжения	Планируемый год внедрения	Установленная теплопроизводительность котельной, Гкал/ч	Максимальная тепловая нагрузка Гкал/ч	Годовая выработка тепла, Гкал/год	Годовой полезный отпуск тепла, Гкал/год	Приросты потребления					
						На нужды ОВ тыс. Гкал/год	На нужды ОВ %	На нужды ГВС тыс. Гкал/год	На нужды ГВС %	Теплоносителя тыс.м3	Теплоносителя %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Котельная 1 (№ 14) Дербентское СП х Танцура Крамаренко ул Школьная 12	2028	0,65	0,59	1065,09	940,79						
Котельная 2 (1п) Дербентское СП х Дербентский	2030	0,06	0,05	98,88	94,49	0,07	нов. объекты	0,03	нов. объекты	0,25	нов. объекты
Котельная 3 (2п) Дербентское СП х Дербентский	2023 - 2027	0,26	0,24	456,39	445,99	0,3	нов. объекты	0,15	нов. объекты	0,36	нов. объекты

Изм. №подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
-------------	----------------	--------------

						МК № 5	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		10

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

MK № 5

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Котельная 13 (12п) Дербентское СП х Садовый	2030	0,14	0,13	239,54	227,25	0,16	нов. объекты	0,08	нов. объекты	0,3	нов. объекты
Котельная 14 (13п) Дербентское СП х Садовый	2023 - 2027	0,04	0,02	39,97	39,06	0,03	нов. объекты	0,01	нов. объекты	0,23	нов. объекты
Котельная 15 (14п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2018 - 2032	0,05	0,04	79,8	75,84	0,05	нов. объекты	0,03	нов. объекты	0,24	нов. объекты
Котельная 16 (15п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2018 - 2032	0,05	0,04	79,8	76,49	0,05	нов. объекты	0,03	нов. объекты	0,24	нов. объекты
Котельная 17 (16п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2028 - 2032	0,62	0,56	1064,91	1040,63	0,7	нов. объекты	0,36	нов. объекты	0,56	нов. объекты
Котельная 18 (17п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2028 - 2032	0,21	0,18	342,29	334,49	0,23	нов. объекты	0,12	нов. объекты	0,33	нов. объекты
Котельная 19 (18п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2028 - 2032	0,04	0,02	45,64	44,6	0,03	нов. объекты	0,02	нов. объекты	0,23	нов. объекты
Котельная 20 (19п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2018 - 2032	5,42	4,93	9374,98	9076,13	6,2	нов. объекты	3,18	нов. объекты	3,26	нов. объекты

						МК № 5	Лист
							12
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		

в) Потребление тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, с учётом возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приросты потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя производственными объектами с разделением по видам теплоснабжения и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) на каждом этапе.

В связи с отсутствием на момент разработки схемы исходных данных по производственным зонам и отсутствием проработки их развития в генеральном плане данный раздел в настоящее время не предоставляется возможным.

Данный раздел может быть откорректирован при ежегодной актуализации схемы теплоснабжения.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 5	13

						МК № 5	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		14

б) Описание существующих и перспективных зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии.

Зона действия системы теплоснабжения это территория поселения, городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются по наиболее удаленным точкам подключения потребителей к тепловым сетям, входящим в систему теплоснабжения.

Существующая зона действия систем теплоснабжения рассматриваемого поселения представлена в основном одно и малоэтажной застройкой . Схема теплоснабжения закрытая . Тепловые сети представлены подземной и надземной прокладкой

Развитие перспективных зон теплоснабжения осуществляется в соответствии с инвестиционными программами теплоснабжающих организаций или теплосетевых организаций и организаций, владеющих источниками тепловой энергии, утвержденными уполномоченными в соответствии с Федеральным законом органами в порядке, установленном правилами согласования и утверждения инвестиционных программ в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Перспективные зоны действия систем теплоснабжения состоят из существующей зоны при выборочной её застройке с модернизацией котельных в случае необходимости, а также новых жилых кварталов с вновь строящимися котельными. Схема теплоснабжения перспективной зоны закрытая

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 5	15

в) Описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии.

Четкого функционального зонирования не наблюдается. Жилищный фонд индивидуально - определенных зданий составляет 60,6% площади всего жилищного фонда рассматриваемого поселения. В качестве топлива используется природный газ, жидкое топливо, твердое топливо - уголь и отходы мебельного производства.

Данные по индивидуальным источникам тепловой энергии отражены в разделе «Газоснабжение» Программы комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 5				16

г) Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в перспективных зонах действия источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть, на каждом этапе .

Таблица 1.4 Балансы производства и потребления тепловой энергии (Существующие источники тепловой энергии. Существующее положение)

Источник теплоснабжения	Установленная мощность, Гкал/час	Присоединённая тепловая нагрузка, Гкал/ч	Выработка, Гкал/год	Собственные нужды Гкал/год	Потери в сети Гкал/год	Полезный отпуск, Гкал/год
1	2	3	4	5	6	7
Котельная 1 (№ 14) Дербентское СП х Танцура Крамаренко ул Школьная 12	1,63	0,59	1065,09	23,75	170,94	870,41

Таблица 1.5 Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в перспективных зонах действия источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть (Существующие и проектируемые источники тепловой энергии на расчётный период)

Источник теплоснабжения	Планируемый год внедрения	Установленная теплопроизводительность котельной, Гкал/ч	Присоединённая тепловая нагрузка, Гкал/ч	Выработка, Гкал/год	Потери в сети Гкал/год	Полезный отпуск, Гкал/год
1	2	3	4	5	6	7
Котельная 1 (№ 14) Дербентское СП х Танцура Крамаренко ул Школьная 12	2028	0,65	0,59	1065,09	102,35	938,99

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 5	Лист
							17

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Котельная 2 (1п) Дербентское СП х Дербентский	2030	0,06	0,05	2464,95	819,44	1590,56
Котельная 3 (2п) Дербентское СП х Дербентский	2023 - 2027	0,26	0,24	456,39		446,22
Котельная 4 (3п) Дербентское СП х Лютых	2032	0,06	0,05	98,88	2,19	94,49
Котельная 5 (4п) Дербентское СП х Лютых	2018 - 2032	0,05	0,04	81,74		79,91
Котельная 6 (5п) Дербентское СП х Лютых	2028 - 2032	0,04	0,02	45,64		44,62
Котельная 7 (6п) Дербентское СП х Мирный	2018 - 2032	0,14	0,12	228,2		223,11
Котельная 8 (7п) Дербентское СП х Мирный	2018 - 2032	0,07	0,06	117,83	1,95	113,25
Котельная 9 (8п) Дербентское СП х Мирный	2028 - 2032	0,06	0,05	102,62	1,99	98,34
Котельная 10 (9п) Дербентское СП х Мирный	2028 - 2032	0,05	0,04	83,67		81,81
Котельная 11 (10п) Дербентское СП х Садовый	2023 - 2027	0,09	0,08	142,59	5,48	133,93
Котельная 12 (11п) Дербентское СП х Садовый	2030	0,05	0,05	96,95	1,72	93,06
Котельная 13 (12п) Дербентское СП х Садовый	2032	0,14	0,13	239,54	6,98	227,22
Котельная 14 (13п) Дербентское СП х Садовый	2023 - 2027	0,04	0,02	39,97		39,08
Котельная 15 (14п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2018 - 2032	0,05	0,04	79,8	2,19	75,83

Котельная 16 (15п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2018 - 2032	0,05	0,04	79,8	1,52	76,49
Котельная 17 (16п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2028 - 2032	0,62	0,56	1064,91		1041,18
Котельная 18 (17п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2028 - 2032	0,21	0,18	342,29		334,66
Котельная 19 (18п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2028 - 2032	0,04	0,02	45,64		44,62
Котельная 20 (19п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2018 - 2032	5,42	4,93	9374,98	87,09	9078,91

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

						МК № 5	Лист
							19
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		

Раздел 3. Перспективные балансы теплоносителя

а) Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей.

Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей определены расчетами нормативного потребления воды и теплоносителя с учетом существующих и перспективных тепловых нагрузок котельной

Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения принят:

-в закрытых системах теплоснабжения - 0,75 % фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления и вентиляции зданий.;

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

Для закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2% объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления. При наличии нескольких отдельных тепловых сетей, отходящих от коллектора теплоисточника, аварийную подпитку допускается определять только для одной наибольшей по объему тепловой сети.

Объем воды в системах теплоснабжения при отсутствии данных по фактическим объемам воды принят равным 65 м3 на 1 МВт расчетной тепловой нагрузки при закрытой системе теплоснабжения.

Расход воды на хоз.-быт. нужды определен согласно СНиП 2.04.01-85*, прил. 3, п.п. 29, 30.

Расчетный часовой расход на подпитку - 0,75 % V системы согласно СНиП "Тепловые сети".

Суточный, годовой расходы на подпитку - 0,25 % V системы согласно ПТЭТЭУ.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 5			20

Таблица 1.6 Сводная таблица перспективных балансов производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей

Инва. №подл.

Подпись и дата

Взам. инв. №

Источник теплоснабжения	Отопительная нагрузка, Qов, Гкал/ч	Длительность отопительного периода, сут.	Нагрузка системы ГВС, Qгвс, Гкал/ч	Длительность периода использования ГВС, сут.	Коэффициент часовой неравномерности ГВС	Наличие баков-аккумуляторов	Температура холодной воды, 0	Температура горячей воды, 0	Система теплоснабжения	Водопотребление					Водоотведение				
										на ГВС, л/с (м3/ч) м3/сут	на подпитку теплосети, л/с (м3/ч) м3/сут	на хоз/быт нужды, л/с (м3/ч) м3/сут	на собственные нужды ХВО, л/с (м3/ч) м3/сут	Итого, л/с (м3/ч) м3/сут	на ГВС, тыс.м3/год (м3/ч) м3/сут	на подпитку теплосети, тыс.м3/год (м3/ч) м3/сут	на хоз/быт нужды, тыс.м3/год (м3/ч) м3/сут	на собственные нужды ХВО, тыс.м3/год (м3/ч) м3/сут	Итого, тыс.м3/год (м3/ч) м3/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Котельная 1 (№ 14) Дербентское СП х Танцура Крамаренко ул Школьная 12	0,590	174			4,0	нет	15		2 - трубная закрытая		0,09 (0,34) 2,69	0,08 (0,28) 0,63	0,51 (0,91) 3	0,68 (1,53) 6,32		0,47 (0) 0	0,22 (0,28) 0,63	0,04 (0,91) 3	0,72 (1,19) 3,63
Котельная 2 (1п) Дербентское СП х Дербентский	1,000	171	0,200	350	2,4	нет	10	60	4 - трубная закрытая	1,11 (4) 40	0,19 (0,68) 5,44	0,09 (0,33) 0,9	0,51 (0,91) 1,57	1,9 (5,92) 47,91	14 (0) 0	0,93 (0) 0	0,32 (0,33) 0,9	0,04 (0,91) 1,57	15,29 (1,24) 2,47
Котельная 3 (2п) Дербентское СП х Дербентский	0,170	174			4,0	нет	15		2 - трубная закрытая		0,03 (0,1) 0,76	0,08 (0,28) 0,63	0,51 (0,91) 3	0,61 (1,29) 4,39		0,13 (0) 0	0,22 (0,28) 0,63	0,01 (0,91) 3	0,36 (1,19) 3,63
Котельная 4 (3п) Дербентское СП х Лютых	0,040	174			4,0	нет	15		2 - трубная закрытая		0,01 (0,02) 0,17	0,08 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,08 (0,3) 0,8		0,03 (0) 0	0,22 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,25 (0,28) 0,63
Котельная 5 (4п) Дербентское СП х Лютых	0,030	174			4,0	нет	15		2 - трубная закрытая		0 (0,02) 0,14	0,08 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,08 (0,3) 0,77		0,02 (0) 0	0,22 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,24 (0,28) 0,63
Котельная 6 (5п) Дербентское СП х Лютых	0,020	174			4,0	нет	15		2 - трубная закрытая		0 (0,01) 0,08	0,08 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,08 (0,29) 0,71		0,01 (0) 0	0,22 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,23 (0,28) 0,63
Котельная 7 (6п) Дербентское СП х Мирный	0,080	174			4,0	нет	15		2 - трубная закрытая		0,01 (0,05) 0,38	0,08 (0,28) 0,63	0,51 (0,91) 3	0,6 (1,24) 4,01		0,07 (0) 0	0,22 (0,28) 0,63	0,01 (0,91) 3	0,29 (1,19) 3,63
Котельная 8 (7п) Дербентское СП х Мирный	0,040	174			4,0	нет	15		2 - трубная закрытая		0,01 (0,02) 0,2	0,08 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,09 (0,31) 0,83		0,03 (0) 0	0,22 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,25 (0,28) 0,63

Дербен

Котельная 9 (8п) Дербентское СП х Мирный	0,040	174			4,0	нет	15		2 - трубная закрытая		0,01 (0,02) 0,17	0,08 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,08 (0,31) 0,8		0,03 (0) 0	0,22 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,25 (0,28) 0,63
Котельная 10 (9п) Дербентское СП х Мирный	0,030	174			4,0	нет	15		2 - трубная закрытая		0 (0,02) 0,14	0,08 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,08 (0,3) 0,77		0,02 (0) 0	0,22 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,24 (0,28) 0,63
Котельная 11 (10п) Дербентское СП х Садовый	0,050	174			4,0	нет	15		2 - трубная закрытая		0,01 (0,03) 0,24	0,08 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,09 (0,31) 0,87		0,04 (0) 0	0,22 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,26 (0,28) 0,63
Котельная 12 (11п) Дербентское СП х Садовый	0,040	174			4,0	нет	15		2 - трубная закрытая		0,01 (0,02) 0,16	0,08 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,08 (0,3) 0,79		0,03 (0) 0	0,22 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,25 (0,28) 0,63
Котельная 13 (12п) Дербентское СП х Садовый	0,090	174			4,0	нет	15		2 - трубная закрытая		0,01 (0,05) 0,4	0,08 (0,28) 0,63	0,51 (0,91) 3	0,6 (1,24) 4,03		0,07 (0) 0	0,22 (0,28) 0,63	0,01 (0,91) 3	0,3 (1,19) 3,63
Котельная 14 (13п) Дербентское СП х Садовый	0,010	174			4,0	нет	15		2 - трубная закрытая		0 (0,01) 0,07	0,08 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,08 (0,29) 0,7		0,01 (0) 0	0,22 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,23 (0,28) 0,63
Котельная 15 (14п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	0,030	174			4,0	нет	15		2 - трубная закрытая		0 (0,02) 0,13	0,08 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,08 (0,3) 0,76		0,02 (0) 0	0,22 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,24 (0,28) 0,63
Котельная 16 (15п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	0,030	174			4,0	нет	15		2 - трубная закрытая		0 (0,02) 0,13	0,08 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,08 (0,3) 0,76		0,02 (0) 0	0,22 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,24 (0,28) 0,63
Котельная 17 (16п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	0,390	174			4,0	нет	15		2 - трубная закрытая		0,06 (0,22) 1,78	0,08 (0,28) 0,63	0,51 (0,91) 3	0,65 (1,42) 5,41		0,31 (0) 0	0,22 (0,28) 0,63	0,03 (0,91) 3	0,56 (1,19) 3,63
Котельная 18 (17п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	0,130	174			4,0	нет	15		2 - трубная закрытая		0,02 (0,07) 0,57	0,08 (0,28) 0,63	0,51 (0,91) 3	0,6 (1,27) 4,2		0,1 (0) 0	0,22 (0,28) 0,63	0,01 (0,91) 3	0,33 (1,19) 3,63
Котельная 19 (18п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	0,020	174			4,0	нет	15		2 - трубная закрытая		0 (0,01) 0,08	0,08 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,08 (0,29) 0,71		0,01 (0) 0	0,22 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,23 (0,28) 0,63
Котельная 20 (19п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	3,450	174			4,0	нет	15		2 - трубная закрытая		0,54 (1,96) 15,65	0,09 (0,33) 0,9	0,51 (0,91) 3	1,14 (3,19) 19,55		2,72 (0) 0	0,32 (0,33) 0,9	0,22 (0,91) 3	3,26 (1,24) 3,9

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

б) Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения.

Расход воды на хоз.-быт. нужды определен согласно СНиП 2.04.01-85*, прил. 3, п.п. 29, 30.
Аварийный часовой расход на подпитку - 2 % V системы согласно СНиП "Тепловые сети".
Расчетный часовой расход на подпитку - 0,75 % V системы согласно СНиП "Тепловые сети".
Суточный, годовой расходы на подпитку - 0,25 % V системы согласно ПТЭТЭУ.
Потребление воды на нужды ГВС при 2- трубной закрытой системе теплоснабжения происходит на местах у потребителей тепловой энергии через тепловые пункты.
Среднечасовой расход воды на подпитку т/сети определён по формуле :
 $G_{\text{подп.}} = 0,25 \times V / 100$, м3/час, где
0,25% - нормируемая утечка воды из системы согласно ПТЭТЭУ, СНиП "Тепловые сети" ;

Таблица 1.7 Сводная таблица перспективных балансов производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплотребляющими установками потребителей для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения

Источник теплоснабжения	Отопительная нагрузка, Qов, Гкал/ч	Длительность отопительного периода, сут.	Нагрузка системы ГВС, Qгвс, Гкал/ч	Длительность периода использования ГВС, сут.	Система теплоснабжения	Водопотребление					Водоотведение				
						на ГВС, л/с (м3/ч) м3/сут	на аварийную подпитку (2%), л/с (м3/ч) м3/сут	на хоз/быт нужды, л/с (м3/ч) м3/сут	на собственные нужды ХВО, л/с (м3/ч) м3/сут	Итого, л/с (м3/ч) м3/сут	на ГВС, тыс.м3/год (м3/ч) м3/сут	на аварийную подпитку (2%), тыс.м3/год (м3/ч) м3/сут	на хоз/быт нужды, тыс.м3/год (м3/ч) м3/сут	на собственные нужды ХВО, тыс.м3/год (м3/ч) м3/сут	Итого, тыс.м3/год (м3/ч) м3/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Котельная 1 (№ 14) Дербентское СП х Танцура Крамаренко ул Школьная 12	0,590	174			2 - трубная закрытая		0,25 (0,9) 7,17	0,08 (0,28) 0,63	0,51 (0,91) 3	0,83 (2,09) 10,8		0,47 (0) 0	0,22 (0,28) 0,63	0,04 (0,91) 3	0,73 (1,19) 3,63
Котельная 2 (1п) Дербентское СП х Дербентский	1,000	171	0,200	350	4 - трубная закрытая	1,11 (4) 40	0,5 (1,81) 14,51	0,09 (0,33) 0,9	0,51 (0,91) 1,57	2,21 (7,05) 56,98	14 (0) 0	0,94 (0) 0	0,32 (0,33) 0,9	0,04 (0,91) 1,57	15,3 (1,24) 2,47
Котельная 3 (2п) Дербентское СП х Дербентский	0,170	174			2 - трубная закрытая		0,07 (0,25) 2,03	0,08 (0,28) 0,63	0,51 (0,91) 3	0,66 (1,45) 5,66		0,13 (0) 0	0,22 (0,28) 0,63	0,01 (0,91) 3	0,36 (1,19) 3,63
Котельная 4 (3п) Дербентское СП х Лютых	0,040	174			2 - трубная закрытая		0,02 (0,06) 0,44	0,08 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,09 (0,34) 1,07		0,03 (0) 0	0,22 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,25 (0,28) 0,63

Котельная 5 (4п) Дербентское СП х Лютых	0,030	174			2 - трубная закрытая		0,01 (0,05) 0,37	0,08 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,09 (0,33) 1		0,02 (0) 0	0,22 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,24 (0,28) 0,63
Котельная 6 (5п) Дербентское СП х Лютых	0,020	174			2 - трубная закрытая		0,01 (0,03) 0,2	0,08 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,09 (0,31) 0,83		0,01 (0) 0	0,22 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,23 (0,28) 0,63
Котельная 7 (6п) Дербентское СП х Мирный	0,080	174			2 - трубная закрытая		0,04 (0,13) 1,02	0,08 (0,28) 0,63	0,51 (0,91) 3	0,62 (1,32) 4,65		0,07 (0) 0	0,22 (0,28) 0,63	0,01 (0,91) 3	0,29 (1,19) 3,63
Котельная 8 (7п) Дербентское СП х Мирный	0,040	174			2 - трубная закрытая		0,02 (0,07) 0,53	0,08 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,1 (0,35) 1,16		0,03 (0) 0	0,22 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,26 (0,28) 0,63
Котельная 9 (8п) Дербентское СП х Мирный	0,040	174			2 - трубная закрытая		0,02 (0,06) 0,46	0,08 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,09 (0,34) 1,09		0,03 (0) 0	0,22 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,25 (0,28) 0,63
Котельная 10 (9п) Дербентское СП х Мирный	0,030	174			2 - трубная закрытая		0,01 (0,05) 0,37	0,08 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,09 (0,33) 1		0,02 (0) 0	0,22 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,25 (0,28) 0,63
Котельная 11 (10п) Дербентское СП х Садовый	0,050	174			2 - трубная закрытая		0,02 (0,08) 0,64	0,08 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,1 (0,36) 1,27		0,04 (0) 0	0,22 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,26 (0,28) 0,63
Котельная 12 (11п) Дербентское СП х Садовый	0,040	174			2 - трубная закрытая		0,02 (0,05) 0,43	0,08 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,09 (0,34) 1,06		0,03 (0) 0	0,22 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,25 (0,28) 0,63
Котельная 13 (12п) Дербентское СП х Садовый	0,090	174			2 - трубная закрытая		0,04 (0,13) 1,07	0,08 (0,28) 0,63	0,51 (0,91) 3	0,62 (1,33) 4,7		0,07 (0) 0	0,22 (0,28) 0,63	0,01 (0,91) 3	0,3 (1,19) 3,63
Котельная 14 (13п) Дербентское СП х Садовый	0,010	174			2 - трубная закрытая		0,01 (0,02) 0,18	0,08 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,09 (0,31) 0,81		0,01 (0) 0	0,22 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,23 (0,28) 0,63
Котельная 15 (14п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	0,030	174			2 - трубная закрытая		0,01 (0,04) 0,36	0,08 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,09 (0,33) 0,99		0,02 (0) 0	0,22 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,24 (0,28) 0,63
Котельная 16 (15п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	0,030	174			2 - трубная закрытая		0,01 (0,04) 0,36	0,08 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,09 (0,33) 0,99		0,02 (0) 0	0,22 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,24 (0,28) 0,63
Котельная 17 (16п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	0,390	174			2 - трубная закрытая		0,16 (0,59) 4,74	0,08 (0,28) 0,63	0,51 (0,91) 3	0,75 (1,79) 8,37		0,31 (0) 0	0,22 (0,28) 0,63	0,03 (0,91) 3	0,56 (1,19) 3,63
Котельная 18 (17п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	0,130	174			2 - трубная закрытая		0,05 (0,19) 1,52	0,08 (0,28) 0,63	0,51 (0,91) 3	0,64 (1,38) 5,15		0,1 (0) 0	0,22 (0,28) 0,63	0,01 (0,91) 3	0,33 (1,19) 3,63

Котельная 19 (18п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	0,020	174			2 - трубная закрытая		0,01 (0,03) 0,2	0,08 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,09 (0,31) 0,83		0,01 (0) 0	0,22 (0,28) 0,63	0 (0) 0	0,23 (0,28) 0,63
Котельная 20 (19п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	3,450	174			2 - трубная закрытая		1,45 (5,22) 41,74	0,09 (0,33) 0,9	0,51 (0,91) 3	2,05 (6,45) 45,64		2,75 (0) 0	0,32 (0,33) 0,9	0,22 (0,91) 3	3,28 (1,24) 3,9

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Раздел 4. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии

а) Предложения по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях поселения, городского округа, для которых отсутствует возможность или целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии.

Для обеспечения теплом вновь осваиваемые территории поселения в перспективе до конца расчётного периода предлагается построить следующие источники тепловой энергии:

Таблица 1.8 Предложения по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях (Проектируемые источники тепловой энергии на расчётный период)

Источник теплоснабжения	год ввода в эксплуатацию	Осн. вид топлива	Установленная теплопроизводительность, Qуст, Гкал/ч	Подключённая нагрузка, Qмах, Гкал/ч	Годовая выработка тепла, Qгод, Гкал/год	Кол-во котлов, шт	К.п.д. котлов, %	Годовой расход топлива, В, т/т	Год. расход эл. эн., МВт	Год. расход воды, тыс.м3	Протяж. тепл. сетей, км	Система теплосн.	Потери в сетях, %	Уд. расход топлива, кг/т/Гкал	Топливная составляющая, руб/Гкал	Кап. вложения в строительство, тыс. руб
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Котельная 2 (1п) Дербентское СП х Дербентский	2032	природный газ	0,06	0,05	98,88	2	90	15,7	3,15	0,25	0,07	2-трубная	2,21	158,73	600,97	1715,17
Котельная 3 (2п) Дербентское СП х Дербентский	2023 - 2027	природный газ	0,26	0,24	456,39	2	90	72,44	8,05	0,36		2-трубная		158,73	600,97	3701,31
Котельная 4 (3п) Дербентское СП х Лютых	2017	природный газ	0,06	0,05	98,88	2	90	15,7	3,15	0,25	0,07	2-трубная	2,21	158,73	600,97	1715,17
Котельная 5 (4п) Дербентское СП х Лютых	2018 - 2032	природный газ	0,05	0,04	81,74	2	90	12,97	2,73	0,24		2-трубная		158,73	600,97	1513,03
Котельная 6 (5п) Дербентское СП х Лютых	2028 - 2032	природный газ	0,04	0,02	45,64	2	90	7,24	2,73	0,23		2-трубная		158,73	600,97	1511,63
Котельная 7 (6п) Дербентское СП х Мирный	2018 - 2032	природный газ	0,14	0,12	228,2	2	90	36,22	3,86	0,29		2-трубная		158,73	600,97	3248,05
Котельная 8 (7п) Дербентское СП х Мирный	2018 - 2032	природный газ	0,07	0,06	117,83	2	90	18,7	3,15	0,25	0,05	2-трубная	1,66	158,73	600,97	2696,12
Котельная 9 (8п) Дербентское СП х Мирный	2028 - 2032	природный газ	0,06	0,05	102,62	2	90	16,29	3,15	0,25	0,06	2-трубная	1,94	158,73	600,97	1696,8
Котельная 10 (9п) Дербентское СП х Мирный	2028 - 2032	природный газ	0,05	0,04	83,67	2	90	13,28	2,73	0,24		2-трубная		158,73	600,97	1513,03
Котельная 11 (10п) Дербентское СП х Садовый	2023 - 2027	природный газ	0,09	0,08	142,59	2	90	22,63	3,15	0,26	0,15	2-трубная	3,84	158,73	600,97	3023,78
Котельная 12 (11п) Дербентское СП х Садовый	2032	природный газ	0,05	0,05	96,95	2	90	15,39	2,73	0,25	0,05	2-трубная	1,78	158,73	600,97	1672,29
Котельная 13 (12п) Дербентское СП х Садовый	2032	природный газ	0,14	0,13	239,54	2	90	38,02	3,86	0,3	0,19	2-трубная	2,91	158,73	600,97	3866,92
Котельная 14 (13п) Дербентское СП х Садовый	2023 - 2027	природный газ	0,04	0,02	39,97	2	90	6,34	2,73	0,23		2-трубная		158,73	600,97	1511,63

Котельная 15 (14п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2018 - 2032	природный газ	0,05	0,04	79,8	2	90	12,67	2,73	0,24	0,07	2-трубная	2,74	158,73	600,97	1715,17
Котельная 16 (15п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2018 - 2032	природный газ	0,05	0,04	79,8	2	90	12,67	2,73	0,24	0,05	2-трубная	1,91	158,73	600,97	1653,92
Котельная 17 (16п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2028 - 2032	природный газ	0,62	0,56	1064,91	2	90	169,03	17,59	0,56		2-трубная		158,73	600,97	4746,68
Котельная 18 (17п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2028 - 2032	природный газ	0,21	0,18	342,29	2	90	54,33	8,05	0,33		2-трубная		158,73	600,97	3464,25
Котельная 19 (18п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2028 - 2032	природный газ	0,04	0,02	45,64	2	90	7,24	2,73	0,23		2-трубная		158,73	600,97	1511,63
Котельная 20 (19п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2018 - 2032	природный газ	5,42	4,93	9374,98	3	90	1488,09	253,17	3,26	1,23	2-трубная	0,93	158,73	600,97	25367,74

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

б) Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии.

Таблица 1.9 Сводная таблица технико-экономических показателей существующих источников тепловой энергии (Существующее положение)

Источник теплоснабжения	Осн. вид топлива	Годовой расход топлива, В, тут	Подключённая нагрузка, Qмах, Гкал/ч	Годовая выработка тепла, Qгод, Гкал/год	Установленная теплопроизводительность, Qуст, Гкал/ч	Кол-во котлов, шт	К.п.д. котлов, %	Год. расход эл. эн., МВт	Год. расход воды, тыс.м3	Протяж. тепл. сетей, км	Система теплосн.	Потери в сетях, %	Уд. расход топлива, кг/т/Гкал	Топливная составляющая, руб/Гкал	Произв. себест., руб/Гкал	Утв.тариф, руб/Гкал	Годовой полезный отпуск тепла, Гкал/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Котельная 1 (№ 14) Дербентское СП х Танцура Крамаренко ул Школьная 12	природный газ	185,56	0,59	1065,09	1,63	3	82	64,89	0,79	1,478	2-трубная	16,05	174,22	659,60	3134,69	1927,89	873,76

Таблица 1.10 Сводная таблица технико-экономических показателей существующих источников тепловой энергии (Перспективное положение)

Источник теплоснабжения	Планируемый год внедрения	Осн. вид топлива	Годовой расход топлива, В, тут	Подключённая нагрузка, Qмах, Гкал/ч	Годовая выработка тепла, Qгод, Гкал/год	Установленная теплопроизводительность, Qуст, Гкал/ч	Кол-во котлов, шт	К.п.д. котлов, %	Год. расход эл. эн., МВт	Протяж. тепл. сетей, км	Система теплосн.	Потери в сетях, %	Уд. расход топлива, кг/т/Гкал	Топливная составляющая, руб/Гкал	Произв. себест., руб/Гкал	Себест-ть реализации	Годовой полезный отпуск тепла, Гкал/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Котельная 1 (№ 14) Дербентское СП х Танцура Крамаренко ул Школьная 12	2032	природный газ	169,06	0,59	1065,09	0,65	2	90	25,21	1,478	2-трубная	9,61	158,73	600,97	1976,22	1862,21	940,79

в) Предложения по техническому перевооружению источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения.

Технико экономические показатели работы котельной рассчитаны аналитически с учётом данных, предоставленных обслуживающей организацией, по фактическому потреблению материальных, энергетических, финансовых ресурсов и непроизводительных потерь тепла при транспортировке.

Описание основной структуры оборудования приведено в книге 1.4.(Приложения)

Вышеперечисленные показатели подлежат уточнению и приведению в соответствие данным энергетического паспорта предприятия после проведения его энергетического обследования.

Источник теплоснабжения	Планируемый срок внедрения мероприятий	Рекомендованные мероприятия по каждой рассматриваемой котельной
Котельная 1 (№ 14) Дербентское СП х Танцура Крамаренко ул Школьная 12	2032	Техническое состояние рассматриваемой котельной к расчётному сроку будет не соответствовать требованиям норм технической эксплуатации, кроме того состояние строительных конструкций не позволяет произвести модернизацию существующей котельной, оставив её в том же помещении, что требует строительства котельной в блочном исполнении (2 кот. мощностью 0,38 МВт) взамен существующей с установкой новой дымовой трубы. В качестве основного топлива используется природный газ. Реконструкция котельной выполняется с уменьшением тепловой мощности.
Котельная 2 (1п) Дербентское СП х Дербентский	2032	Для обеспечения теплоснабжения перспективных потребителей, проектируется строительство новой котельной (2 кот. мощностью 0,033 МВт) в блочном исполнении с соответствующей дымовой трубой, и проведение необходимых пусконаладочных работ. В качестве основного топлива используется природный газ.
Котельная 3 (2п) Дербентское СП х Дербентский	2023 - 2027	Для обеспечения теплоснабжения перспективных потребителей, проектируется строительство новой котельной (2 кот. мощностью 0,15 МВт) в блочном исполнении с соответствующей дымовой трубой, и проведение необходимых пусконаладочных работ. В качестве основного топлива используется природный газ.
Котельная 4 (3п) Дербентское СП х Лютых	2032	Для обеспечения теплоснабжения перспективных потребителей, проектируется строительство новой котельной (2 кот. мощностью 0,033 МВт) в блочном исполнении с соответствующей дымовой трубой, и проведение необходимых пусконаладочных работ. В

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата
Интв. №подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №			

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Котельная 15 (14п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2018 - 2032	Для обеспечения теплоснабжения перспективных потребителей, проектируется строительство новой котельной (2 кот. мощностью 0,03 МВт) в блочном исполнении с соответствующей дымовой трубой, и проведение необходимых пусконаладочных работ. В качестве основного топлива используется природный газ.
Котельная 16 (15п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2018 - 2032	Для обеспечения теплоснабжения перспективных потребителей, проектируется строительство новой котельной (2 кот. мощностью 0,03 МВт) в блочном исполнении с соответствующей дымовой трубой, и проведение необходимых пусконаладочных работ. В качестве основного топлива используется природный газ.
Котельная 17 (16п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2028 - 2032	Для обеспечения теплоснабжения перспективных потребителей, проектируется строительство новой котельной (2 кот. мощностью 0,36 МВт) в блочном исполнении с соответствующей дымовой трубой, и проведение необходимых пусконаладочных работ. В качестве основного топлива используется природный газ.
Котельная 18 (17п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2028 - 2032	Для обеспечения теплоснабжения перспективных потребителей, проектируется строительство новой котельной (2 кот. мощностью 0,12 МВт) в блочном исполнении с соответствующей дымовой трубой, и проведение необходимых пусконаладочных работ. В качестве основного топлива используется природный газ.
Котельная 19 (18п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2028 - 2032	Для обеспечения теплоснабжения перспективных потребителей, проектируется строительство новой котельной (2 кот. мощностью 0,025 МВт) в блочном исполнении с соответствующей дымовой трубой, и проведение необходимых пусконаладочных работ. В качестве основного топлива используется природный газ.
Котельная 20 (19п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2018 - 2032	Для обеспечения теплоснабжения перспективных потребителей, проектируется строительство новой котельной (3 кот. мощностью 2,1 МВт) в блочном исполнении с соответствующей дымовой трубой, и проведение необходимых пусконаладочных работ. В качестве основного топлива используется природный газ.

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата
Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №			

г) Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных, меры по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии, а также источников тепловой энергии, выработавших нормативный срок службы.

На данный момент в муниципальном образовании Дербентское сельское поселение нет источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

Рассмотрев и проанализировав сложившуюся ситуацию с теплоснабжением рассматриваемого поселения сделан вывод, что в связи с малыми либо нулевыми значениями тепловой нагрузки ГВС и невозможностью выдерживания нормативных разрывов от когенерационных установок до существующих жилых домов в существующих жилых домов в существующих котельных строительство комбинированных энергоустановок в рассматриваемом поселении технически и экономически неоправданно.

Инв. № подл.	Подпись и дата					Взам. инв. №	
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 5	Лист
							32

д) Меры по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для каждого этапа.

Целесообразность переоборудования котельных определяется на основе анализа эффективности работы системы теплоснабжения при различных режимах задействования электрической и тепловой мощности миниТЭС.

При тщательном рассмотрении различных вариантов был сделан вывод что при данных потребностях в существующих и перспективных котельных применение когенерационных установок пока не представляется возможным.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 5	33

е) Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, в пиковый режим работы для каждого этапа, в том числе график перевода.

Существующих зон действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии в настоящее время на территории муниципального образования Дербентское сельское поселение нет, поэтому невозможно перераспределить тепловые нагрузки с учётом использования комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 5	34

ж) Решения о загрузке источников тепловой энергии, распределении (перераспределении) тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии в каждой зоне действия системы теплоснабжения между источниками тепловой энергии, поставляющими тепловую энергию в данной системе теплоснабжения, на каждом этапе.

Загрузка существующих источников тепловой энергии на момент разработки схемы теплоснабжения представлены в таблице 1.11. Загрузка существующих котельных на расчётный срок представлена в таблице 1.12. Загрузка проектируемых котельных на расчётный срок представлена в таблице 1.13.

В результате выполненных технико-экономических расчётов установлена нецелесообразность перераспределения тепловых нагрузок между существующими котельными.

Таблица 1.11 Загрузка источников тепловой энергии (Существующие источники тепловой энергии. Существующее положение)

Источник теплоснабжения	Установленная мощность Гкал/ч	Подключённая нагрузка, Гкал/ч	Годовая выработка Гкал/год	Потери в сетях, %
1	2	3	4	5
Котельная 1 (№ 14) Дербентское СП х Танцура Крамаренко ул Школьная 12	1,63	0,59	1065,09	16,05

Таблица 1.12 Загрузка источников тепловой энергии (Существующие источники тепловой энергии. Перспективное положение)

Источник теплоснабжения	Планируемый год внедрения	Установленная мощность Гкал/ч	Подключённая нагрузка, Гкал/ч	Годовая выработка Гкал/год	Потери в сетях, %
1	2	3	4	5	6
Котельная 1 (№ 14) Дербентское СП х Танцура Крамаренко ул Школьная 12	2032	0,65	0,59	1065,09	9,61

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата
Интв. №подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №			

**Таблица 1.13 Загрузка источников тепловой энергии (Проектируемые источники тепловой энергии.
Перспективное положение)**

Источник теплоснабжения	Планируемый год внедрения	Установленная мощность Гкал/ч	Подключённая нагрузка, Гкал/ч	Годовая выработка Гкал/год	Потери в сетях, %
1	2	3	4	5	6
Котельная 2 (1п) Дербентское СП х Дербентский	2032	0,06	0,05	98,88	2,21
Котельная 3 (2п) Дербентское СП х Дербентский	2023 - 2027	0,26	0,24	456,39	
Котельная 4 (3п) Дербентское СП х Лютых	2032	0,06	0,05	98,88	2,21
Котельная 5 (4п) Дербентское СП х Лютых	2018 - 2032	0,05	0,04	81,74	
Котельная 6 (5п) Дербентское СП х Лютых	2028 - 2032	0,04	0,02	45,64	
Котельная 7 (6п) Дербентское СП х Мирный	2018 - 2032	0,14	0,12	228,20	
Котельная 8 (7п) Дербентское СП х Мирный	2018 - 2032	0,07	0,06	117,83	1,66
Котельная 9 (8п) Дербентское СП х Мирный	2028 - 2032	0,06	0,05	102,62	1,94
Котельная 10 (9п) Дербентское СП х Мирный	2028 - 2032	0,05	0,04	83,67	
Котельная 11 (10п) Дербентское СП х Садовый	2023 - 2032	0,09	0,08	142,59	3,84
Котельная 12 (11п) Дербентское СП х Садовый	2032	0,05	0,05	96,95	1,78
Котельная 13 (12п) Дербентское СП х Садовый	2032	0,14	0,13	239,54	2,91
Котельная 14 (13п) Дербентское СП х Садовый	2023 - 2032	0,04	0,02	39,97	
Котельная 15 (14п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2018 - 2032	0,05	0,04	79,80	2,74
Котельная 16 (15п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2018 - 2032	0,05	0,04	79,80	1,91
Котельная 17 (16п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2028 - 2032	0,62	0,56	1064,91	
Котельная 18 (17п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2028 - 2032	0,21	0,18	342,29	
Котельная 19 (18п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2028 - 2032	0,04	0,02	45,64	
Котельная 20 (19п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2018 - 2022	5,42	4,93	9374,98	0,93

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №			

МК № 5

Лист

36

3) Оптимальный температурный график отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии или группы источников в системе теплоснабжения, работающей на общую тепловую сеть, устанавливаемый для каждого этапа, и оценку затрат при необходимости его изменения.

Оптимальный температурный график тепловой сети оценивается как по отдельным составляющим, связанным с ним (перетоки зданий, перекачка теплоносителя, тепловые потери при транспорте теплоносителя и др.), так и в комплексе. Оптимум температурного графика зависит от дальности транспорта теплоты, которая характеризуется удельными затратами электроэнергии на перекачку теплоносителя, и от величины тепловых потерь в сетях. Рост тепловых потерь в сетях приводит к снижению температурного графика, а увеличение расхода энергии на перекачку теплоносителя (увеличение его расхода в сети либо дальности транспорта) вызывает повышение графика.

В результате технико-экономических расчётов с учётом теплофизических характеристик ограждений зданий установлено, что для рассматриваемого поселения оптимальным температурным графиком является 95-70 грС.

Температурный график центрального качественного регулирования отпуска тепловой энергии по отопительной нагрузке

Тн.р. = -21 °C		Наружная теплосеть Δ T = 25 °C T2 расч. = 70 °C		Внутренняя система ОВ Δ T = 25 °C T2 расч. = 70 °C	
Температура наружного воздуха (Т _{н.в.}), °C		95 T 1	70 T 2	95 T 11	70 T 21
8	°C	42,9	36,4	42,9	36,4
7	°C	44,9	37,8	44,9	37,8
6	°C	46,9	39,2	46,9	39,2
5	°C	48,9	40,5	48,9	40,5
4	°C	50,9	41,9	50,9	41,9
3	°C	52,8	43,1	52,8	43,1
2	°C	54,7	44,4	54,7	44,4
1	°C	56,6	45,7	56,6	45,7
	°C	58,5	46,9	58,5	46,9
-1	°C	60,3	48,1	60,3	48,1
-2	°C	62,2	49,3	62,2	49,3
-3	°C	64,0	50,5	64,0	50,5
-4	°C	65,8	51,6	65,8	51,6
-5	°C	67,6	52,8	67,6	52,8
-6	°C	69,4	54,0	69,4	54,0

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата
Инв. №подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №			

-7	°C	71,2	55,1	71,2	55,1
-8	°C	72,9	56,2	72,9	56,2
-9	°C	74,7	57,3	74,7	57,3
-10	°C	76,4	58,4	76,4	58,4
-11	°C	78,1	59,5	78,1	59,5
-12	°C	79,9	60,6	79,9	60,6
-13	°C	81,6	61,7	81,6	61,7
-14	°C	83,3	62,7	83,3	62,7
-15	°C	85,0	63,8	85,0	63,8
-16	°C	86,6	64,8	86,6	64,8
-17	°C	88,3	65,8	88,3	65,8
-18	°C	90,0	66,9	90,0	66,9
-19	°C	91,6	67,8	91,6	67,8
-20	°C	93,3	68,9	93,3	68,9
-21	°C	95,0	70,0	95,0	70,0
.	.	95,0	70,0	95,0	70,0
.	.	95,0	70,0	95,0	70,0

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 5	Лист
							38

и) Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии с учетом аварийного и перспективного резерва тепловой мощности с предложениями по утверждению срока ввода в эксплуатацию новых мощностей.

Таблица 1.14 Перспективная установленная тепловая мощность каждого источника тепловой энергии с учетом аварийного и перспективного резерва тепловой мощности с предложениями по утверждению срока ввода в эксплуатацию новых мощностей (Существующие источники тепловой энергии. Перспективное положение)

Источник теплоснабжения	Планируемый срок внедрения	Установленная теплопроизводительность, $Q_{уст}$, Гкал/ч	Осн. вид топлива	Годовой расход топлива, В, тут	Подключённая нагрузка, $Q_{мах}$, Гкал/ч	Годовая выработка тепла, $Q_{год}$, Гкал/год	Потери в сетях, %
1	2	3	4	5	6	7	8
Котельная 1 (№ 14) Дербентское СП х Танцура Крамаренко ул Школьная 12	2032	0,65	природный газ	169,06	0,59	1065,09	9,61

Таблица 1.15 Перспективная установленная тепловая мощность каждого источника тепловой энергии с учетом аварийного и перспективного резерва тепловой мощности с предложениями по утверждению срока ввода в эксплуатацию новых мощностей (Проектируемые источники тепловой энергии. Перспективное положение)

Источник теплоснабжения	Планируемый год внедрения	Установленная теплопроизводительность, $Q_{уст}$, Гкал/ч	Осн. вид топлива	Годовой расход топлива, В, тут	Подключённая нагрузка, $Q_{мах}$, Гкал/ч	Годовая выработка тепла, $Q_{год}$, Гкал/год	Потери в сетях, %
1	2	3	4	5	6	7	8
Котельная 2 (1п) Дербентское СП х Дербентский	2032	0,06	природный газ	15,7	0,05	98,88	2,21
Котельная 3 (2п) Дербентское СП х Дербентский	2023 - 2032	0,26	природный газ	72,44	0,24	456,39	
Котельная 4 (3п) Дербентское СП х Лютых	2032	0,06	природный газ	15,7	0,05	98,88	2,21
Котельная 5 (4п) Дербентское СП х Лютых	2018 - 2032	0,05	природный газ	12,97	0,04	81,74	
Котельная 6 (5п) Дербентское СП х Лютых	2028 - 2032	0,04	природный газ	7,24	0,02	45,64	

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

MK № 5

Раздел 5. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей

а) Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии.

Зона всех существующих котельных расположены за пределами радиуса эффективного теплоснабжения ближайших котельных. Строительство теплотрасс - переемычек в стесненных городских условиях технически сложно и экономически нецелесообразно.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 5	41

б) Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах поселения, городского округа под жилищную, комплексную или производственную застройку.

Источник теплоснабжения	Планируемый срок внедрения мероприятий	Рекомендованные мероприятия по каждой рассматриваемой котельной
Котельная 1 (№ 14) Дербентское СП х Танцура Крамаренко ул Школьная 12	2032	Схемой теплоснабжения предусматривается реконструкция тепловых сетей с заменой участков трубопровода для обеспечения подачи тепла существующим потребителям в расчётном количестве в объёме: для трубопроводов ОВ (в двухтрубном исполнении) - диам. 159 мм. длина 170 м. диам. 108 мм. длина 297 м. диам. 89 мм. длина 249 м. диам. 57 мм. длина 23 м. -
Котельная 2 (1п) Дербентское СП х Дербентский	2032	Схемой теплоснабжения предусматривается строительство новых магистральных и разводящих тепловых сетей для обеспечения тепловой энергией перспективных потребителей в объёме: для трубопроводов ОВ (в двухтрубном исполнении) - диам. 45 мм. длина 33 м. -
Котельная 3 (2п) Дербентское СП х Дербентский	2023 - 2027	Проектируемая котельная является встроенной (пристроенной), наружных тепловых сетей не предусмотрено
Котельная 4 (3п) Дербентское СП х Лютых	2032	Схемой теплоснабжения предусматривается строительство новых магистральных и разводящих тепловых сетей для обеспечения тепловой энергией перспективных потребителей в объёме: для трубопроводов ОВ (в двухтрубном исполнении) - диам. 45 мм. длина 33 м. -
Котельная 5 (4п) Дербентское СП х Лютых	2018 - 2032	Проектируемая котельная является встроенной (пристроенной), наружных тепловых сетей не предусмотрено
Котельная 6 (5п) Дербентское СП х Лютых	2028 - 2032	Проектируемая котельная является встроенной (пристроенной), наружных тепловых сетей не предусмотрено

Инт. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 5	Лист
							42

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

MK № 5

Котельная 16 (15п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2018 - 2032	Схемой теплоснабжения предусматривается строительство новых магистральных и разводящих тепловых сетей для обеспечения тепловой энергией перспективных потребителей в объеме: для трубопроводов ОВ (в двухтрубном исполнении) - диам. 45 мм. длина 23 м. -
Котельная 17 (16п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2028 - 2032	Проектируемая котельная является встроенной (пристроенной), наружных тепловых сетей не предусмотрено
Котельная 18 (17п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2028 - 2032	Проектируемая котельная является встроенной (пристроенной), наружных тепловых сетей не предусмотрено
Котельная 19 (18п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2028 - 2032	Проектируемая котельная является встроенной (пристроенной), наружных тепловых сетей не предусмотрено
Котельная 20 (19п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2018 - 2032	Схемой теплоснабжения предусматривается строительство новых магистральных и разводящих тепловых сетей для обеспечения тепловой энергией перспективных потребителей в объеме: для трубопроводов ОВ (в двухтрубном исполнении) - диам. 219 мм. длина 155 м. диам. 159 мм. длина 35 м. диам. 133 мм. длина 87 м. диам. 108 мм. длина 337 м. -

в) Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей в целях условий, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения.

При сложившейся в муниципальном образовании положении возможностей поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надёжности теплоснабжения не предвидится.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 5	45

г) Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных.

Перевод котельных в пиковый режим возможен при работе нескольких котельных в одной зоне теплоснабжения в пределах радиуса эффективного теплоснабжения. В существующей системе теплоснабжения нет возможности перераспределить потоки теплоносителя между зонами теплоснабжения с тем, чтобы перевести некоторые из источников тепловой энергии в пиковый режим работы при перераспределении тепловой нагрузки. Строительство теплотрасс-перемычек в существующих условиях экономически не оправданно.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 5				46

д) Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии.

В связи с обеспечением нормативной надёжности и безопасности теплоснабжения существующих систем теплоснабжения, подготовка предложений по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надёжности и безопасности теплоснабжения нецелесообразна.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Нодок	Подп.	Дата	МК № 5	47

Раздел 6. Перспективные топливные балансы

а) Перспективные топливные балансы для каждого источника тепловой энергии, расположенного в границах поселения, городского округа по видам основного, резервного и аварийного топлива на каждом этапе.

Расчет перспективных топливных балансов для каждого источника тепловой энергии, расположенного в границах поселения, приведен в Приложении 6 книги 1.4

Ниже приведены основные результаты расчетов потребности основного топлива по каждой рассматриваемой котельной.

Котельная 1 (№ 14)

Настоящий расчёт выполнен для определения расчётной годовой потребности в топливе (природный газ) действующей (реконструируемой) котельной № 14 по адресу Дербентское СП х Танцура Крамаренко ул Школьная 12 с целью определения годовой потребности в природном газе, используемом в виде топлива при работе котельной.

В действующей (реконструируемой) котельной планируется установить 2 кот. — мощностью по 0,38 МВт каждый.

Максимальная суммарная производительность котельной составит 0,65 Гкал/ч (0,76 МВт)
Максимальные часовые тепловые нагрузки приняты согласно данным, предоставленным для разработки проекта. Суммарная тепловая нагрузка котельной с учетом собственных нужд котельной и потерь в теплосетях составляет 0,593 Гкал/ч

Годовая выработка тепловой энергии составляет: 1065,09 Гкал/год; со следующей ориентировочной разбивкой по кварталам:

I кв. 615,97 Гкал; II кв. 43,13 Гкал; III кв. 0 Гкал; IV кв. 405,99 Гкал; (Итого : 1065,09 Гкал/год)

Максимальный часовой расход природного газа на котельную : 82,36м³/час Годовая потребность в топливе составляет 169,06 туг; со следующей ориентировочной разбивкой по кварталам:

I кв. 97,77 т/т; II кв. 6,85 т/т; III кв. 0 т/т; IV кв. 64,44 т/т; (Итого : 169,06 т/т/год)

Котельная 2 (1п)

Настоящий расчёт выполнен для определения расчётной годовой потребности в топливе (природный газ) проектируемой котельной 1п по адресу Дербентское СП х Дербентский с целью определения годовой потребности в природном газе, используемом в виде топлива при работе котельной.

В проектируемой котельной планируется установить 2 кот. мощностью по 0,033 МВт каждый.

Максимальная суммарная производительность котельной составит 0,06 Гкал/ч (0,07 МВт)

Максимальные часовые тепловые нагрузки приняты согласно данным, предоставленным для разработки проекта. Суммарная тепловая нагрузка котельной с учетом собственных нужд котельной и потерь в теплосетях составляет 0.052 Гкал/ч

Годовая выработка тепловой энергии составляет: 98,88 Гкал/год; со следующей ориентировочной разбивкой по кварталам:

I кв. 1198,7 Гкал; II кв. 245,46 Гкал; III кв. 184,08 Гкал; IV кв. -1529,36 Гкал; (Итого : 98,88 Гкал/год)

Максимальный часовой расход природного газа на котельную : 7,22м3/час Годовая потребность в топливе составляет 391,26 твт; со следующей ориентировочной разбивкой по кварталам:

I кв. 190,27 т/т; II кв. 38,96 т/т; III кв. 29,22 т/т; IV кв. 132,8 т/т; (Итого : 391,26 т/т/год)

Котельная 3 (2п)

Настоящий расчёт выполнен для определения расчётной годовой потребности в топливе (природный газ) проектируемой котельной 2п по адресу Дербентское СП х Дербентский с целью определения годовой потребности в природном газе, используемом в виде топлива при работе котельной.

В проектируемой котельной планируется установить 2 кот. мощностью по 0,15 МВт каждый.

Максимальная суммарная производительность котельной составит 0,26 Гкал/ч (0,3 МВт)

Максимальные часовые тепловые нагрузки приняты согласно данным, предоставленным для разработки проекта. Суммарная тепловая нагрузка котельной с учетом собственных нужд котельной и потерь в теплосетях составляет 0,24 Гкал/ч

Годовая выработка тепловой энергии составляет: 456,39 Гкал/год; со следующей ориентировочной разбивкой по кварталам:

I кв. 212,53 Гкал; II кв. 50,89 Гкал; III кв. 39,1 Гкал; IV кв. 153,88 Гкал; (Итого : 456,39 Гкал/год)

Максимальный часовой расход природного газа на котельную : 33,33м3/час Годовая потребность в топливе составляет 72,44 тут; со следующей ориентировочной разбивкой по кварталам:

I кв. 33,73 тут; II кв. 8,08 тут; III кв. 6,21 тут; IV кв. 24,42 тут; (Итого : 72,44 тут/год)

Котельная 4 (3п)

Настоящий расчёт выполнен для определения расчётной годовой потребности в топливе (природный газ) проектируемой котельной 3п по адресу Дербентское СП х Лютых с целью определения годовой потребности в природном газе, используемом в виде топлива при работе котельной.

В проектируемой котельной планируется установить 2 кот. _ мощностью по 0,033 МВт каждый .

Максимальная суммарная производительность котельной составит 0,06 Гкал/ч (0,07 МВт)

Максимальные часовые тепловые нагрузки приняты согласно данным, предоставленным для разработки проекта. Суммарная тепловая нагрузка котельной с учетом собственных нужд котельной и потерь в теплосетях составляет 0,052 Гкал/ч

Годовая выработка тепловой энергии составляет: 98,88 Гкал/год; со следующей ориентировочной разбивкой по кварталам:

I кв. 46,05 Гкал; II кв. 11,03 Гкал; III кв. 8,47 Гкал; IV кв. 33,34 Гкал; (Итого : 98,88 Гкал/год)

Максимальный часовой расход природного газа на котельную : 7,22м3/час Годовая потребность в топливе составляет 15,7 тут; со следующей ориентировочной разбивкой по кварталам:

I кв. 7,31 тут; II кв. 1,75 тут; III кв. 1,34 тут; IV кв. 5,29 тут; (Итого : 15,7 тут/год)

Котельная 5 (4п)

Настоящий расчёт выполнен для определения расчётной годовой потребности в топливе (природный газ) проектируемой котельной 4п по адресу Дербентское СП х Лютых с целью определения годовой потребности в природном газе, используемом в виде топлива при работе котельной.

В проектируемой котельной планируется установить 2 кот. _ мощностью по 0,03 МВт каждый .

Максимальная суммарная производительность котельной составит 0,05 Гкал/ч (0,06 МВт)

Максимальные часовые тепловые нагрузки приняты согласно данным, предоставленным для разработки проекта. Суммарная тепловая нагрузка котельной с учетом собственных нужд котельной и потерь в теплосетях составляет 0,043 Гкал/ч

Годовая выработка тепловой энергии составляет: 81,74 Гкал/год; со следующей ориентировочной разбивкой по кварталам:

I кв. 38,13 Гкал; II кв. 9,07 Гкал; III кв. 6,95 Гкал; IV кв. 27,59 Гкал; (Итого : 81,74 Гкал/год)

Максимальный часовой расход природного газа на котельную : 5,97м3/час Годовая потребность в топливе составляет 12,97 тут; со следующей ориентировочной разбивкой по кварталам:

I кв. 6,05 тут; II кв. 1,44 тут; III кв. 1,1 тут; IV кв. 4,38 тут; (Итого : 12,97 тут/год)

Котельная 6 (5п)

Настоящий расчёт выполнен для определения расчётной годовой потребности в топливе (природный газ) проектируемой котельной 5п по адресу Дербентское СП х Лютых с целью определения годовой потребности в природном газе, используемом в виде топлива при работе котельной.

В проектируемой котельной планируется установить 2 кот. _ мощностью по 0,025 МВт каждый .

Максимальная суммарная производительность котельной составит 0,04 Гкал/ч (0,05 МВт)

Максимальные часовые тепловые нагрузки приняты согласно данным, предоставленным для разработки проекта. Суммарная тепловая нагрузка котельной с учетом собственных нужд котельной и потерь в теплосетях составляет 0,024 Гкал/ч

Годовая выработка тепловой энергии составляет: 45,64 Гкал/год; со следующей ориентировочной разбивкой по кварталам:

I кв. 21,25 Гкал; II кв. 5,09 Гкал; III кв. 3,91 Гкал; IV кв. 15,39 Гкал; (Итого : 45,64 Гкал/год)

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	Инв. №подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Лист	
									49	
									МК № 5	

Максимальный часовой расход природного газа на котельную : 3,33м3/час Годовая потребность в топливе составляет 7,24 тут; со следующей ориентировочной разбивкой по кварталам:
I кв. 3,37 тут; II кв. 0,81 тут; III кв. 0,62 тут; IV кв. 2,44 тут; (Итого : 7,24 тут/год)

Котельная 7 (6п)

Настоящий расчёт выполнен для определения расчётной годовой потребности в топливе (природный газ) проектируемой котельной 6п по адресу Дербентское СП х Мирный с целью определения годовой потребности в природном газе, используемом в виде топлива при работе котельной.

В проектируемой котельной планируется установить 2 кот. _ мощностью по 0,08 МВт каждый .

Максимальная суммарная производительность котельной составит 0,14 Гкал/ч (0,16 МВт)

Максимальные часовые тепловые нагрузки приняты согласно данным, предоставленным для разработки проекта. Суммарная тепловая нагрузка котельной с учетом собственных нужд котельной и потерь в теплосетях составляет 0,12 Гкал/ч

Годовая выработка тепловой энергии составляет: 228,2 Гкал/год; со следующей ориентировочной разбивкой по кварталам:

I кв. 106,26 Гкал; II кв. 25,44 Гкал; III кв. 19,55 Гкал; IV кв. 76,95 Гкал; (Итого : 228,2 Гкал/год)

Максимальный часовой расход природного газа на котельную : 16,67м3/час Годовая потребность в топливе составляет 36,22 тут; со следующей ориентировочной разбивкой по кварталам:

I кв. 16,87 тут; II кв. 4,04 тут; III кв. 3,1 тут; IV кв. 12,21 тут; (Итого : 36,22 тут/год)

Котельная 8 (7п)

Настоящий расчёт выполнен для определения расчётной годовой потребности в топливе (природный газ) проектируемой котельной 7п по адресу Дербентское СП х Мирный с целью определения годовой потребности в природном газе, используемом в виде топлива при работе котельной.

В проектируемой котельной планируется установить 2 кот. _ мощностью по 0,04 МВт каждый .

Максимальная суммарная производительность котельной составит 0,07 Гкал/ч (0,08 МВт)

Максимальные часовые тепловые нагрузки приняты согласно данным, предоставленным для разработки проекта. Суммарная тепловая нагрузка котельной с учетом собственных нужд котельной и потерь в теплосетях составляет 0,062 Гкал/ч

Годовая выработка тепловой энергии составляет: 117,83 Гкал/год; со следующей ориентировочной разбивкой по кварталам:

I кв. 55 Гкал; II кв. 13,05 Гкал; III кв. 9,99 Гкал; IV кв. 39,78 Гкал; (Итого : 117,83 Гкал/год)

Максимальный часовой расход природного газа на котельную : 8,61м3/час Годовая потребность в топливе составляет 18,7 тут; со следующей ориентировочной разбивкой по кварталам:

I кв. 8,73 тут; II кв. 2,07 тут; III кв. 1,59 тут; IV кв. 6,31 тут; (Итого : 18,7 тут/год)

Котельная 9 (8п)

Настоящий расчёт выполнен для определения расчётной годовой потребности в топливе (природный газ) проектируемой котельной 8п по адресу Дербентское СП х Мирный с целью определения годовой потребности в природном газе, используемом в виде топлива при работе котельной.

В проектируемой котельной планируется установить 2 кот. _ мощностью по 0,035 МВт каждый .

Максимальная суммарная производительность котельной составит 0,06 Гкал/ч (0,07 МВт)

Максимальные часовые тепловые нагрузки приняты согласно данным, предоставленным для разработки проекта. Суммарная тепловая нагрузка котельной с учетом собственных нужд котельной и потерь в теплосетях составляет 0,054 Гкал/ч

Годовая выработка тепловой энергии составляет: 102,62 Гкал/год; со следующей ориентировочной разбивкой по кварталам:

I кв. 47,92 Гкал; II кв. 11,36 Гкал; III кв. 8,69 Гкал; IV кв. 34,65 Гкал; (Итого : 102,62 Гкал/год)

Максимальный часовой расход природного газа на котельную : 7,5м3/час Годовая потребность в топливе составляет 16,29 тут; со следующей ориентировочной разбивкой по кварталам:

I кв. 7,61 тут; II кв. 1,8 тут; III кв. 1,38 тут; IV кв. 5,5 тут; (Итого : 16,29 тут/год)

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата
Интв. №подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №			

Котельная 10 (9п)

Настоящий расчёт выполнен для определения расчётной годовой потребности в топливе (природный газ) проектируемой котельной 9п по адресу Дербентское СП х Мирный с целью определения годовой потребности в природном газе, используемом в виде топлива при работе котельной.

В проектируемой котельной планируется установить 2 кот. _ мощностью по 0,03 МВт каждый .

Максимальная суммарная производительность котельной составит 0,05 Гкал/ч (0,06 МВт)

Максимальные часовые тепловые нагрузки приняты согласно данным, предоставленным для разработки проекта. Суммарная тепловая нагрузка котельной с учетом собственных нужд котельной и потерь в теплосетях составляет 0,044 Гкал/ч

Годовая выработка тепловой энергии составляет: 83,67 Гкал/год; со следующей ориентировочной разбивкой по кварталам:

I кв. 38,96 Гкал; II кв. 9,33 Гкал; III кв. 7,17 Гкал; IV кв. 28,21 Гкал; (Итого : 83,67 Гкал/год)

Максимальный часовой расход природного газа на котельную : 6,11 м³/час Годовая потребность в топливе составляет 13,28 тунт; со следующей ориентировочной разбивкой по кварталам:

I кв. 6,18 тунт; II кв. 1,48 тунт; III кв. 1,14 тунт; IV кв. 4,48 тунт; (Итого : 13,28 тунт/год)

Котельная 11 (10п)

Настоящий расчёт выполнен для определения расчётной годовой потребности в топливе (природный газ) проектируемой котельной 10п по адресу Дербентское СП х Садовый с целью определения годовой потребности в природном газе, используемом в виде топлива при работе котельной.

В проектируемой котельной планируется установить 2 кот. _ мощностью по 0,05 МВт каждый .

Максимальная суммарная производительность котельной составит 0,09 Гкал/ч (0,1 МВт)

Максимальные часовые тепловые нагрузки приняты согласно данным, предоставленным для разработки проекта. Суммарная тепловая нагрузка котельной с учетом собственных нужд котельной и потерь в теплосетях составляет 0,075 Гкал/ч

Годовая выработка тепловой энергии составляет: 142,59 Гкал/год; со следующей ориентировочной разбивкой по кварталам:

I кв. 66,47 Гкал; II кв. 15,86 Гкал; III кв. 12,16 Гкал; IV кв. 48,11 Гкал; (Итого : 142,59 Гкал/год)

Максимальный часовой расход природного газа на котельную : 10,42 м³/час Годовая потребность в топливе составляет 22,63 тунт; со следующей ориентировочной разбивкой по кварталам:

I кв. 10,55 тунт; II кв. 2,52 тунт; III кв. 1,93 тунт; IV кв. 7,64 тунт; (Итого : 22,63 тунт/год)

Котельная 12 (11п)

Настоящий расчёт выполнен для определения расчётной годовой потребности в топливе (природный газ) проектируемой котельной 11п по адресу Дербентское СП х Садовый с целью определения годовой потребности в природном газе, используемом в виде топлива при работе котельной.

В проектируемой котельной планируется установить 2 кот. _ мощностью по 0,03 МВт каждый .

Максимальная суммарная производительность котельной составит 0,05 Гкал/ч (0,06 МВт)

Максимальные часовые тепловые нагрузки приняты согласно данным, предоставленным для разработки проекта. Суммарная тепловая нагрузка котельной с учетом собственных нужд котельной и потерь в теплосетях составляет 0,051 Гкал/ч

Годовая выработка тепловой энергии составляет: 96,95 Гкал/год; со следующей ориентировочной разбивкой по кварталам:

I кв. 45,21 Гкал; II кв. 10,77 Гкал; III кв. 8,25 Гкал; IV кв. 32,72 Гкал; (Итого : 96,95 Гкал/год)

Максимальный часовой расход природного газа на котельную : 7,08 м³/час Годовая потребность в топливе составляет 15,39 тунт; со следующей ориентировочной разбивкой по кварталам:

I кв. 7,18 тунт; II кв. 1,71 тунт; III кв. 1,31 тунт; IV кв. 5,19 тунт; (Итого : 15,39 тунт/год)

Котельная 13 (12п)

Настоящий расчёт выполнен для определения расчётной годовой потребности в топливе (природный газ) проектируемой котельной 12п по адресу Дербентское СП х Садовый с целью определения годовой потребности в природном газе, используемом в виде топлива при работе котельной.

В проектируемой котельной планируется установить 2 кот. _ мощностью по 0,08 МВт каждый .

Максимальная суммарная производительность котельной составит 0,14 Гкал/ч (0,16 МВт)

Взам. инв. №						Лист
Подпись и дата						МК № 5
Инв. № подл.						51
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	

Максимальные часовые тепловые нагрузки приняты согласно данным, предоставленным для разработки проекта. Суммарная тепловая нагрузка котельной с учетом собственных нужд котельной и потерь в теплосетях составляет 0,126 Гкал/ч

Годовая выработка тепловой энергии составляет: 239,54 Гкал/год; со следующей ориентировочной разбивкой по кварталам:

I кв. 111,68 Гкал; II кв. 26,62 Гкал; III кв. 20,42 Гкал; IV кв. 80,82 Гкал; (Итого : 239,54 Гкал/год)

Максимальный часовой расход природного газа на котельную : 17,5м3/час Годовая потребность в топливе составляет 38,02 тут; со следующей ориентировочной разбивкой по кварталам:

I кв. 17,73 тут; II кв. 4,23 тут; III кв. 3,24 тут; IV кв. 12,83 тут; (Итого : 38,02 тут/год)

Котельная 14 (13п)

Настоящий расчёт выполнен для определения расчётной годовой потребности в топливе (природный газ) проектируемой котельной 13п по адресу Дербентское СП х Садовый с целью определения годовой потребности в природном газе, используемом в виде топлива при работе котельной.

В проектируемой котельной планируется установить 2 кот. _ мощностью по 0,025 МВт каждый .

Максимальная суммарная производительность котельной составит 0,04 Гкал/ч (0,05 МВт)

Максимальные часовые тепловые нагрузки приняты согласно данным, предоставленным для разработки проекта. Суммарная тепловая нагрузка котельной с учетом собственных нужд котельной и потерь в теплосетях составляет 0,021 Гкал/ч

Годовая выработка тепловой энергии составляет: 39,97 Гкал/год; со следующей ориентировочной разбивкой по кварталам:

I кв. 18,54 Гкал; II кв. 4,5 Гкал; III кв. 3,48 Гкал; IV кв. 13,45 Гкал; (Итого : 39,97 Гкал/год)

Максимальный часовой расход природного газа на котельную : 2,92м3/час Годовая потребность в топливе составляет 6,34 тут; со следующей ориентировочной разбивкой по кварталам:

I кв. 2,94 тут; II кв. 0,71 тут; III кв. 0,55 тут; IV кв. 2,14 тут; (Итого : 6,34 тут/год)

Котельная 15 (14п)

Настоящий расчёт выполнен для определения расчётной годовой потребности в топливе (природный газ) проектируемой котельной 14п по адресу Дербентское СП х Танцура Крамаренко с целью определения годовой потребности в природном газе, используемом в виде топлива при работе котельной.

В проектируемой котельной планируется установить 2 кот. _ мощностью по 0,03 МВт каждый .

Максимальная суммарная производительность котельной составит 0,05 Гкал/ч (0,06 МВт)

Максимальные часовые тепловые нагрузки приняты согласно данным, предоставленным для разработки проекта. Суммарная тепловая нагрузка котельной с учетом собственных нужд котельной и потерь в теплосетях составляет 0,042 Гкал/ч

Годовая выработка тепловой энергии составляет: 79,8 Гкал/год; со следующей ориентировочной разбивкой по кварталам:

I кв. 37,29 Гкал; II кв. 8,81 Гкал; III кв. 6,73 Гкал; IV кв. 26,96 Гкал; (Итого : 79,8 Гкал/год)

Максимальный часовой расход природного газа на котельную : 5,83м3/час Годовая потребность в топливе составляет 12,67 тут; со следующей ориентировочной разбивкой по кварталам:

I кв. 5,92 тут; II кв. 1,4 тут; III кв. 1,07 тут; IV кв. 4,28 тут; (Итого : 12,67 тут/год)

Котельная 16 (15п)

Настоящий расчёт выполнен для определения расчётной годовой потребности в топливе (природный газ) проектируемой котельной 15п по адресу Дербентское СП х Танцура Крамаренко с целью определения годовой потребности в природном газе, используемом в виде топлива при работе котельной.

В проектируемой котельной планируется установить 2 кот. _ мощностью по 0,03 МВт каждый .

Максимальная суммарная производительность котельной составит 0,05 Гкал/ч (0,06 МВт)

Максимальные часовые тепловые нагрузки приняты согласно данным, предоставленным для разработки проекта. Суммарная тепловая нагрузка котельной с учетом собственных нужд котельной и потерь в теплосетях составляет 0,042 Гкал/ч

Годовая выработка тепловой энергии составляет: 79,8 Гкал/год; со следующей ориентировочной разбивкой по кварталам:

I кв. 37,29 Гкал; II кв. 8,81 Гкал; III кв. 6,73 Гкал; IV кв. 26,96 Гкал; (Итого : 79,8 Гкал/год)

Максимальный часовой расход природного газа на котельную : 5,83м3/час Годовая потребность в

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист
			МК № 5						
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата				52

топливе составляет 12,67 тунт; со следующей ориентировочной разбивкой по кварталам: I кв. 5,92 тунт; II кв. 1,4 тунт; III кв. 1,07 тунт; IV кв. 4,28 тунт; (Итого : 12,67 тунт/год)

Котельная 17 (16п)

Настоящий расчёт выполнен для определения расчётной годовой потребности в топливе (природный газ) проектируемой котельной 16п по адресу Дербентское СП х Танцура Крамаренко с целью определения годовой потребности в природном газе, используемом в виде топлива при работе котельной.

В проектируемой котельной планируется установить 2 кот. мощностью по 0,36 МВт каждый.

Максимальная суммарная производительность котельной составит 0,62 Гкал/ч (0,72 МВт)

Максимальные часовые тепловые нагрузки приняты согласно данным, предоставленным для разработки проекта. Суммарная тепловая нагрузка котельной с учетом собственных нужд котельной и потерь в теплосетях составляет 0,56 Гкал/ч

Годовая выработка тепловой энергии составляет: 1064,91 Гкал/год; со следующей ориентировочной разбивкой по кварталам:

I кв. 495,89 Гкал; II кв. 118,74 Гкал; III кв. 91,22 Гкал; IV кв. 359,05 Гкал; (Итого : 1064,91 Гкал/год)

Максимальный часовой расход природного газа на котельную : 77,78м3/час Годовая потребность в топливе составляет 169,03 тунт; со следующей ориентировочной разбивкой по кварталам:

I кв. 78,71 т/т; II кв. 18,85 т/т; III кв. 14,48 т/т; IV кв. 56,99 т/т; (Итого : 169,03 т/т/год)

Котельная 18 (17п)

Настоящий расчёт выполнен для определения расчётной годовой потребности в топливе (природный газ) проектируемой котельной 17п по адресу Дербентское СП х Танцура Крамаренко с целью определения годовой потребности в природном газе, используемом в виде топлива при работе котельной.

В проектируемой котельной планируется установить 2 кот. мощностью по 0,12 МВт каждый.

Максимальная суммарная производительность котельной составит 0,21 Гкал/ч (0,24 МВт).

Максимальные часовые тепловые нагрузки приняты согласно данным, предоставленным для разработки проекта. Суммарная тепловая нагрузка котельной с учетом собственных нужд котельной и потерь в теплосетях составляет 0,18 Гкал/ч

Годовая выработка тепловой энергии составляет: 342,29 Гкал/год; со следующей ориентировочной разбивкой по кварталам:

I кв. 159,39 Гкал; II кв. 38,17 Гкал; III кв. 29,32 Гкал; IV кв. 115,41 Гкал; (Итого : 342,29 Гкал/год)

Максимальный часовой расход природного газа на котельную : 25м³/час Годовая потребность в топливе составляет 54,33 тунт; со следующей ориентировочной разбивкой по кварталам:

I кв. 25,3 т/т; II кв. 6,06 т/т; III кв. 4,65 т/т; IV кв. 18,32 т/т; (Итого : 54,33 т/т/год)

Котельная 19 (18п)

Настоящий расчёт выполнен для определения расчётной годовой потребности в топливе (природный газ) проектируемой котельной 18п по адресу Дербентское СП х Танцура Крамаренко с целью определения годовой потребности в природном газе, используемом в виде топлива при работе котельной.

В проектируемой котельной планируется установить 2 кот. мощностью по 0,025 МВт каждый.

Максимальная суммарная производительность котельной составит 0,04 Гкал/ч (0,05 МВт).

Максимальные часовые тепловые нагрузки приняты согласно данным, предоставленным для разработки проекта. Суммарная тепловая нагрузка котельной с учетом собственных нужд котельной и потерь в теплосетях составляет 0.024 Гкал/ч

Годовая выработка тепловой энергии составляет: 45,64 Гкал/год; со следующей ориентировочной разбивкой по кварталам:

I кв. 21,25 Гкал; II кв. 5,09 Гкал; III кв. 3,91 Гкал; IV кв. 15,39 Гкал; (Итого : 45,64 Гкал/год)

Максимальный часовой расход природного газа на котельную : 3,33м³/час Годовая потребность в топливе составляет 7,24 тунт; со следующей ориентировочной разбивкой по кварталам:

I кв. 3,37 т/ут; II кв. 0,81 т/ут; III кв. 0,62 т/ут; IV кв. 2,44 т/ут; (Итого : 7,24 т/ут/год)

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	газ) проектируемой котельной ТЭП по адресу Деревянное СП х Ганцура Крамаренко с целью определения годовой потребности в природном газе, используемом в виде топлива при работе котельной. В проектируемой котельной планируется установить 2 кот. _ мощностью по 0,025 МВт каждый . Максимальная суммарная производительность котельной составит 0,04 Гкал/ч (0,05 МВт) Максимальные часовые тепловые нагрузки приняты согласно данным, предоставленным для разработки проекта. Суммарная тепловая нагрузка котельной с учетом собственных нужд котельной и потерь в теплосетях составляет 0,024 Гкал/ч Годовая выработка тепловой энергии составляет: 45,64 Гкал/год; со следующей ориентировочной разбивкой по кварталам: I кв. 21,25 Гкал; II кв. 5,09 Гкал; III кв. 3,91 Гкал; IV кв. 15,39 Гкал; (Итого : 45,64 Гкал/год) Максимальный часовой расход природного газа на котельную : 3,33м3/час Годовая потребность в топливе составляет 7,24 тут; со следующей ориентировочной разбивкой по кварталам: I кв. 3,37 тут; II кв. 0,81 тут; III кв. 0,62 тут; IV кв. 2,44 тут; (Итого : 7,24 тут/год)					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	МК № 5	Лист	
							53	

Котельная 20 (19п)

Настоящий расчёт выполнен для определения расчётной годовой потребности в топливе (природный газ) проектируемой котельной 19п по адресу Дербентское СП х Танцура Крамаренко с целью определения годовой потребности в природном газе, используемом в виде топлива при работе котельной.

В проектируемой котельной планируется установить 3 кот. _ мощностью по 2,1 МВт каждый .

Максимальная суммарная производительность котельной составит 5,42 Гкал/ч (6,3 МВт)

Максимальные часовые тепловые нагрузки приняты согласно данным, предоставленным для разработки проекта. Суммарная тепловая нагрузка котельной с учетом собственных нужд котельной и потерь в теплосетях составляет 4,93 Гкал/ч

Годовая выработка тепловой энергии составляет: 9374,98 Гкал/год; со следующей ориентировочной разбивкой по кварталам:

I кв. 4365,74 Гкал; II кв. 1045,24 Гкал; III кв. 802,97 Гкал; IV кв. 3161,02 Гкал; (Итого : 9374,98 Гкал/год)

Максимальный часовой расход природного газа на котельную : 684,72м3/час Годовая потребность в топливе составляет 1488,07 тут; со следующей ориентировочной разбивкой по кварталам:

I кв. 692,98 тут; II кв. 165,91 тут; III кв. 127,46 тут; IV кв. 501,73 тут; (Итого : 1488,07 тут/год)

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 5			54

а) Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии на каждом этапе.

В целом по программе	13372,1 тыс. руб.
Котельное и основное оборудование	2515,2 тыс. руб.
Строительно-монтажные работы	9391,7 тыс. руб.

Тепловые сети наружные	7680,4 тыс. руб.
Подключение внешних инженерных сетей	82,7 тыс. руб.
Проектирование	1095,4 тыс. руб.
Экспертиза проектной документации	369,7 тыс. руб.

В целом по программе	67844,3 тыс. руб.
Котельное и основное оборудование	29244,2 тыс. руб.
Строительно-монтажные работы	31166,6 тыс. руб.

Тепловые сети наружные	10534,1 тыс. руб.
Подключение внешних инженерных сетей	867,1 тыс. руб.
Проектирование	5557,8 тыс. руб.
Экспертиза проектной документации	1875,8 тыс. руб.

В целом по программе	81216,4 тыс. руб.
Котельное и основное оборудование	31759,4 тыс. руб.
Строительно-монтажные работы	40558,3 тыс. руб.

Тепловые сети наружные	18214,4 тыс. руб.
Подключение внешних инженерных сетей	949,8 тыс. руб.
Проектирование	6653,2 тыс. руб.
Экспертиза проектной документации	2245,5 тыс. руб.

Взам. инв. №	программы. (на расчётный период)					
	В целом по программе 81216,4 тыс. руб.					
Подпись и дата	Котельное и основное оборудование 31759,4 тыс. руб.					
	Строительно-монтажные работы 40558,3 тыс. руб.					
Инв. № подл.	в том числе :					
	Тепловые сети наружные 18214,4 тыс. руб.					
	Подключение внешних инженерных сетей 949,8 тыс. руб.					
	Проектирование 6653,2 тыс. руб.					
	Экспертиза проектной документации 2245,5 тыс. руб.					
						Лист
						55
Изм. Кол.уч. Лист № док Подп. Дата						
МК № 5						

Таблица 1.16 Величина необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии на каждом этапе

Источник теплоснабжения	Планируемый год внедрения	Максимальная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Годовая выработка тепла, Гкал/год	Установленная теплопроизводительность котельной, Гкал/ч	Количество котлов	Величина инвестиций (тыс.руб.)			
						Всего	СМР (включая подключение инженерных сетей без учёта наружных теплосетей)	в т.ч. оборудование	ПИР
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Котельная 1 (№ 14) Дербентское СП х Танцура Крамаренко ул Школьная 12	2032	0,59	1065,09	0,65	2	4615,4	4226,6	2515,2	388,8
Котельная 2 (1п) Дербентское СП х Дербентский	2032	0,05	98,88	0,06	2	1471,2	1347,3	592,4	124,0
Котельная 3 (2п) Дербентское СП х Дербентский	2023 - 2027	0,24	456,39	0,26	2	3599,0	3295,8	1907,8	303,2

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Котельная 4 (3п) Дербентское СП х Лютых	2032	0,05	98,88	0,06	2	1471,2	1347,3	592,4	124,0
Котельная 5 (4п) Дербентское СП х Лютых	2018 - 2032	0,04	81,74	0,05	2	1471,2	1347,3	592,4	124,0
Котельная 6 (5п) Дербентское СП х Лютых	2028 - 2032	0,02	45,64	0,04	2	1469,8	1346,0	591,2	123,8
Котельная 7 (6п) Дербентское СП х Мирный	2018 - 2032	0,12	228,20	0,14	2	3158,3	2892,2	1590,7	266,1
Котельная 8 (7п) Дербентское СП х Мирный	2018 - 2032	0,06	117,83	0,07	2	2455,6	2248,7	1278,3	206,9
Котельная 9 (8п) Дербентское СП х Мирный	2028 - 2032	0,05	102,62	0,06	2	1471,2	1347,3	592,4	123,9
Котельная 10 (9п) Дербентское СП х Мирный	2028 - 2032	0,04	83,67	0,05	2	1471,2	1347,3	592,4	124,0
Котельная 11 (10п) Дербентское СП х Садовый	2023 - 2027	0,08	142,59	0,09	2	2474,1	2265,7	1294,7	208,4
Котельная 12 (11п) Дербентское СП х Садовый	2032	0,05	96,95	0,05	2	1471,2	1347,3	592,4	123,9

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Котельная 13 (12п) Дербентское СП х Садовый	2032	0,13	239,54	0,14	2	3158,3	2892,2	1590,7	266,1
Котельная 14 (13п) Дербентское СП х Садовый	2023 - 2027	0,02	39,97	0,04	2	1469,8	1346,0	591,2	123,8
Котельная 15 (14п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2018 - 2032	0,04	79,80	0,05	2	1471,2	1347,3	592,4	124,0
Котельная 16 (15п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2018 - 2032	0,04	79,80	0,05	2	1471,2	1347,3	592,4	123,9
Котельная 17 (16п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2028 - 2032	0,56	1064,91	0,62	2	4615,5	4226,6	2515,2	388,9
Котельная 18 (17п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2028 - 2032	0,18	342,29	0,21	2	3368,5	3084,7	1740,2	283,8
Котельная 19 (18п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2028 - 2032	0,02	45,64	0,04	2	1469,8	1346,0	591,2	123,8
Котельная 20 (19п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2018 - 2032	4,93	9374,98	5,42	3	15457,2	14154,9	10813,6	1302,3

б) Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов на каждом этапе.

Таблица 1.17 Величина необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей на каждом этапе.

Источник теплоснабжения	Планируемый год внедрения	Максимальная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Протяженность теплосетей, км	Величина инвестиций (тыс.руб.)		
				Всего	стоимость наружных теплосетей	ПИР
1	2	3	4	5	6	7
Котельная 1 (№ 14) Дербентское СП х Танцура Крамаренко ул Школьная 12	2032	0,59	1,478	8386,9	7680,4	706,6
Котельная 2 (1п) Дербентское СП х Дербентский	2032	0,05	0,066	196,6	180,0	16,6
Котельная 3 (2п) Дербентское СП х Дербентский	2023 - 2027	0,24				
Котельная 4 (3п) Дербентское СП х Лютых	2032	0,05	0,066	196,6	180,0	16,6
Котельная 5 (4п) Дербентское СП х Лютых	2018 - 2032	0,04				
Котельная 6 (5п) Дербентское СП х Лютых	2028 - 2032	0,02				
Котельная 7 (6п) Дербентское СП х Мирный	2018 - 2032	0,12				

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Котельная 8 (7п) Дербентское СП х Мирный	2018 - 2032	0,06	0,052	166,0	152,0	14,0
Котельная 9 (8п) Дербентское СП х Мирный	2028 - 2032	0,05	0,060	178,7	163,6	15,1
Котельная 10 (9п) Дербентское СП х Мирный	2028 - 2032	0,04				
Котельная 11 (10п) Дербентское СП х Садовый	2023 - 2027	0,08	0,146	466,1	426,8	39,3
Котельная 12 (11п) Дербентское СП х Садовый	2032	0,05	0,052	154,9	141,8	13,0
Котельная 13 (12п) Дербентское СП х Садовый	2032	0,13	0,192	601,8	551,1	50,7
Котельная 14 (13п) Дербентское СП х Садовый	2023 - 2027	0,02				
Котельная 15 (14п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2018 - 2032	0,04	0,066	196,6	180,0	16,6
Котельная 16 (15п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2018 - 2032	0,04	0,046	137,0	125,5	11,5
Котельная 17 (16п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2028 - 2032	0,56				
Котельная 18 (17п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2028 - 2032	0,18				
Котельная 19 (18п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2028 - 2032	0,02				
Котельная 20 (19п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2018 - 2032	4,93	1,228	9209,2	8433,3	775,9

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата
Интв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №			

МК № 74

Лист

60

в) Предложения по величине инвестиций в строительство реконструкцию и техническое перевооружение в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения.

Существующая система централизованного теплоснабжения имеет в своем составе котельные небольшой (до 30МВт) тепловой мощности. Все перспективные котельные не превышают указанную мощность.

Тепловые сети и системы отопления потребителей как существующие, так и перспективные, работают по температурному графику 95-70.

Переход на повышенный (пониженный) температурный график не планируется, техническое перевооружение и реконструкция системы теплоснабжения в данном случае не требуется.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 74			61

Раздел 8. Решение об определении единой теплоснабжающей организации

а) Определение единой теплоснабжающей организации и границ ее деятельности.

Единая теплоснабжающая организация имеет особый статус, связанный с необходимостью гарантированного теплоснабжения потребителей, который требует поддержки властей.

В соответствии с Правилами организации теплоснабжения, утверждёнными постановлением Правительства РФ от 8.08.2012 № 808, критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

- владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей ёмкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;
- размер собственного капитала;
- способность в лучшей мере обеспечить надёжность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения

Статус единой теплоснабжающей организации присваивается теплоснабжающей и (или) теплосетевой организации уполномоченным органом при утверждении схемы теплоснабжения поселения, городского округа, а в случае смены единой теплоснабжающей организации – при актуализации схемы теплоснабжения.

Границы зоны деятельности единой теплоснабжающей организации определяются границами системы теплоснабжения.

В случае, если на территории поселения, городского округа существуют несколько систем теплоснабжения, уполномоченные органы вправе:

- определит единую теплоснабжающую организацию в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа;
- определить на несколько систем теплоснабжения единую теплоснабжающую организацию.

В случае, если организациями не подано ни одной заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации и присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой мощностью.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 74			62

Раздел 9. Решения о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии

а) Распределение тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии и условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения.

Вопросы перераспределения тепловой мощности в условиях изолированности отдельных систем теплоснабжения друг от друга не актуальны

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 74	63

Раздел 10. Решения по бесхозным тепловым сетям

а) Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей (в случае их выявления) и перечень организаций, уполномоченных на их эксплуатацию в порядке, установленном Федеральным законом

Согласно статье 225 Гражданского кодекса РФ вещь признается бесхозной, если у нее отсутствует собственник или его невозможно определить (собственник неизвестен), либо собственник отказался от права собственности на нее.

Главными причинами появления бесхозных тепловых сетей, вне всякого сомнения, являются поспешные и непродуманные действия по приватизации объектов государственной собственности в начале 90-х годов прошлого столетия.

Вопросы, связанные с бесхозными участками тепловых сетей, имеют весьма важное практическое значение, так как отсутствие четкого правового регулирования в сфере теплоснабжения не способствует формированию единообразной правоприменительной практики, направленной как на защиту интересов слабой стороны этих отношений, т.е. потребителей тепловой энергии, так и на оперативное устранение причин и условий, способствующих существованию бесхозных участков теплотрасс.

В случае выявления бесхозных тепловых сетей (тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации) орган местного самоуправления поселения или городского округа до признания права собственности на указанные бесхозные тепловые сети в течение тридцати дней с даты их выявления обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными бесхозными тепловыми сетями, или единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят указанные бесхозные тепловые сети и которая осуществляет содержание и обслуживание указанных бесхозных тепловых сетей.

На момент разработки схемы теплоснабжения по данным заказчика бесхозных тепловых сетей не установлено

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 74	64

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Дербентское сельское поселение
Тимашевского муниципального района
Краснодарского края

Приложения

ООО «ПИТП»

(наименование организации разработчика)

Директор ООО «ПИТП»

Делокьян Н.А.

(Должность руководителя организации разработчика, подпись, Фамилия)

Оглавление

Приложение 1. (к пункту 1-3-о) 4

Расчёт тепловых потерь через изолированную поверхность тепловых сетей рассматриваемых котельных (Существующее положение). 4

Приложение 2. (к пункту 1-9-г) 9

Сводные таблицы и графики показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности по передаче тепловой 9

Приложение 3. (к пункту 1-3-з) 13

Сводные таблицы гидравлических расчётов используемых при составлении пьезометрических графиков . 13

Приложение 4. (к пункту 1-9-а) 19

Описание показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии. 19

Приложение 5. (к пункту 1-2-а) 24

Структура основного оборудования 24

Приложение 6. (к пункту 8-а) 28

Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории поселения, городского округа. 28

Приложение 7. (к пункту 8-б) 50

Расчёты по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов аварийных видов топлива. 50

Приложение 8. (к пункту) 58

Температурные графики по каждой котельной. 58

Взам. инв. №	Подпись и дата									
Инв. №подл.	Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата	МК № 5			
	Разраб		Сидоренко Е.Б.							
	Проверил		Скрипник В. В.				Схема теплоснабжения Приложения	Стадия	Лист	Листов
									3	60
								ООО «ПИТП»		

Приложение 1. (к пункту 1-3-о)

Расчёт тепловых потерь через изолированную поверхность тепловых сетей рассматриваемых котельных (Существующее положение).

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					МК № 5	Лист
								4
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок		Подп.

Расчёт тепловых потерь выполнен в соответствии с нормативными документами, действующими по состоянию на 2012 г. И технической литературой:

- 1. СНиП 23-01-99 «Строительная климатология»;
- 2. СНиП II-3-79 «Строительная теплотехника»;
- 3. СНКК 23-302-2000 (ТСН 23-319-2000 Краснодарского края) «Энергетическая эффективность жилых и общественных зданий»;
- 4. СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети»;
- 5. Водяные тепловые сети. Справочное пособие. М.Энергоатомиздат, 1988;
- 6. М.А.Михеев, И.М.Михеева «Основы теплопередачи», М.Энергия, 1973.

При выполнении расчётов была использована программа автоматизированного расчёта «Теплопотери VS», разработанная на базе вышеуказанной нормативной и технической документации.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 5			5

Котельная 1 (№ 14 Дербентское СП х Танцура Крамаренко ул Школьная 12)
Теплопотери СЕТЕВАЯ

Тр-д	Дн, м	б изол.,	Тср.год.,	Т гр. ср.	Тн.ср.год.	Протяженность, м			Теплопотери, Гкал/год
						бесканал.	канал.	воздуш.	
Т 1	159	35	71,00		1,60		95,0	75,0	
	108	35	71,00		1,60		297,0		
	89	35	71,00	3,53	1,60		249,0		96,38
	57	35	71,00		1,60		23,0		
	38	35	71,00		1,60				
	32	35	71,00		1,60				
	45	35	71,00		1,60				
	38	35	71,00		1,60				
	45	35	71,00		1,60				
	108	35	71,00		1,60				
	76	35	71,00		1,60				
	76	35	71,00		1,60				
Т 2	159	35	44,99		1,60		95,0	75,0	
	108	35	44,99		1,60		297,0		
	89	35	44,99	3,53	1,60		249,0		68,60
	57	35	44,99		1,60		23,0		
	38	35	44,99		1,60				
	32	35	44,99		1,60				
	45	35	44,99		1,60				
	38	35	44,99		1,60				
	45	35	44,99		1,60				
	108	35	44,99		1,60				
	76	35	44,99		1,60				
	76	35	44,99		1,60				

Теплопотери ГВС

Тр-д	Дн, м	б изол.,	Тср.год.,	Т гр. ср.	Тн.ср.год.	Протяженность, м			Теплопотери, Гкал/год
						бесканал.	канал.	воздуш.	
Т 3	57	35							
	32	35							
	32	35	60,00	12,39	10,40				
	76	35							
	57	35							
	45	35							
	38	35							
	76	35							
	57	35							
	108	35							
	57	35							
	57	35							
Т 4	45	25							
	76	25							
	45	25	50,00	12,39	10,40				
	38	25							
	32	25							
	32	25							
	76	25							
	57	25							
	57	25							
	108	25							
	89	25							
	76	25							

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	

Расчетные значения тепловых потоков (q, ккал/ч/м), приведенных к среднегодовым температурам теплоносителей и наружного воздуха, по расчетным участкам (см. табл. 1) составили :

Подающий трубопровод

Дн	Надзем.	Бескан.	Канал.
159	97,29		25,84
108			22,64
89			21,12
57			
32			
32			

Обратный трубопровод

Дн	Надзем.	Бескан.	Канал.
159	60,83		19,67
108			17,23
89			16,08
45			
76			
45			

Дн	Надзем.	Бескан.	Канал.
57			17,94
38			
32			
76			
57			
45			
45			
38			
45			
38			
76			
57			
108			
76			
76			
108			
57			
57			

Дн	Надзем.	Бескан.	Канал.
57			13,65
38			
32			
38			
32			
45			
38			
45			
76			
57			
57			
108			
76			
76			
76			
108			
89			
76			

В расчетах приняты следующие значения физических величин :

_ коэффициента теплопроводности теплоизоляционной конструкции -	0,09 ккал/ч*м*С		
_ коэффициента теплопроводности грунта -	0,6 ккал/ч*м*С	.	
_ глубины заложения каналов теплосети -	1,5 м	.	
_ расчетных зимней и летней скорости ветра	5 ;	7 м/с	
Коэффициенты допол. местных потерь тепла приняты соответственно :	0,1	0,15	0,15

Итого, суммарные расчетные теплопотери через изолированную поверхность трубопроводов теплосети составляют	164,981 Гкал/год.		
Общая протяженность теплосетей составляет	1,478 км	.	.
Потери тепла с утечкой сетевой воды	0,25 % от V воды -	0,003775	

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						МК № 5
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	

Котельная 1 (№ 14 Дербентское СП х Танцура Крамаренко ул Школьная 12) (Перспективное положение)
Теплопотери СЕТЕВАЯ

Тр-д	Дн, м	б изол.,	Тер.год.,	Т гр. ср.	Тн.ср.год.	Протяженность, м			Теплопотери, Гкал/год
						бесканал.	канал.	воздуш.	
Т 1	159	35	71,00		1,60		95,0	75,0	
	108	35	71,00		1,60		297,0		
	89	35	71,00	3,53	1,60		249,0		96,38
	57	35	71,00		1,60		23,0		
	38	35	71,00		1,60				
	32	35	71,00		1,60				
	45	35	71,00		1,60				
	38	35	71,00		1,60				
	45	35	71,00		1,60				
	108	35	71,00		1,60				
	76	35	71,00		1,60				
	76	35	71,00		1,60				
Т 2	159	35	44,99		1,60		95,0	75,0	
	108	35	44,99		1,60		297,0		
	89	35	44,99	3,53	1,60		249,0		68,60
	57	35	44,99		1,60		23,0		
	38	35	44,99		1,60				
	32	35	44,99		1,60				
	45	35	44,99		1,60				
	38	35	44,99		1,60				
	45	35	44,99		1,60				
	108	35	44,99		1,60				
	76	35	44,99		1,60				
	76	35	44,99		1,60				

Расчетные значения тепловых потоков (q, ккал/ч/м), приведенных к среднегодовым температурам
теплоносителей и наружного воздуха, по расчетным участкам (см. табл. 1) составили :

Подающий трубопровод

Дн	Надзем.	Бескан.	Канал.
159	97,29		25,84
108			22,64
89			21,12
57			
32			
32			

Обратный трубопровод

Дн	Надзем.	Бескан.	Канал.
159	60,83		19,67
108			17,23
89			16,08
45			
76			
45			

В расчетах приняты следующие значения физических величин :

__ коэффициента теплопроводности теплоизоляционной конструкции - 0,09 ккал/ч*м*С
__ коэффициента теплопроводности грунта - 0,6 ккал/ч*м*С.
__ глубины заложения каналов теплотети - 1,5 м .
__ расчетных зимней и летней скорости ветра 5 ; 7 м/с
Коэффициенты допол. местных потерь тепла приняты соответственно : 0,1 0,15 0,15

Итого, суммарные расчетные теплопотери через изолированную поверхность трубопроводов
теплотети составляют 164,981 Гкал/год.
Общая протяженность теплотесей составляет 1,478 км .
Потери тепла с утечкой сетевой воды 0,25 % от V воды - 0,003775

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Приложение 2. (к пункту 1-9-г)

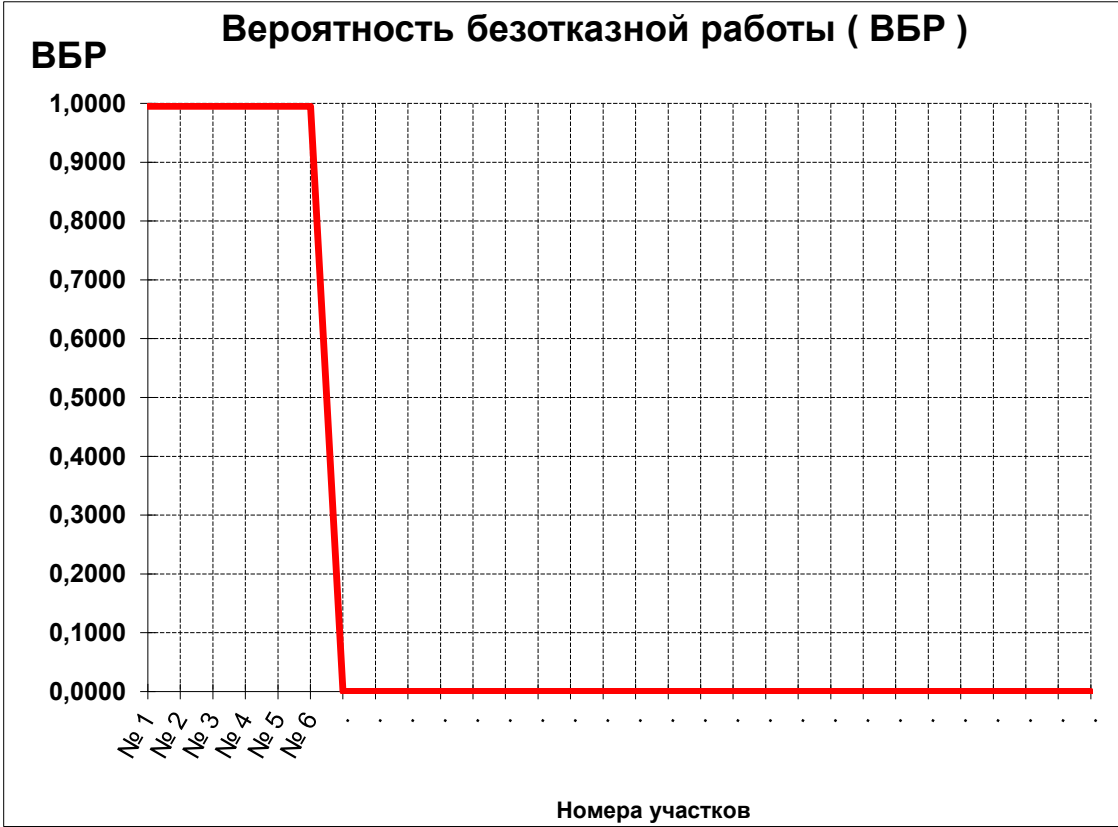
Сводные таблицы и графики показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности по передаче тепловой

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 5	9

Котельная 1 (№ 14 Дербентское СП х Танцура Крамаренко ул Школьная 12) (Существующее положение)



(Перспективное положение)



Инов. №подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата

Код района	64 Тимашевск
Т нач. =	18 °С
Т к =	12 °С
Кол-во участков :	6
Начальная точка №	
Qов, Гкал/ч	
Ду, мм	
Л одной нитки, м	
Вид прокладки т/сети	

Конструкция трубопроводов			
Расстояние между секц. задвижками, м			
Способ диагностики мест повреждений			
Коэффициент утепления b , час			
Среднезвешенная частота (интенсивность) λ_0 устойчивых отказов, $1/\text{км}\cdot\text{час}$			
Расчетный год			
Год прокладки $t/\text{сети}$			
Продолжительность эксплуатации, лет			
Устойчивый порог отказов участков, $1/\text{км}\cdot\text{час}$			
Частота (интенсивность) отказов, $1/\text{час}$			
Параметр распределения Вейбулла-Гнеденко a			
Параметр $l(t)$ (зависимость интенсивности отказов от срока экпл.)			
Параметры восстановления:	a		
8	0,5	1,5	b
4,6	0,9	0,15	c
Среднее время восстановления, зр, час			
Коэф-т механизма ремонтных работ			
Параметр потока отказов теплообм. при отказе участка, $1/\text{ч}$			

Т п.в., °С	Повторяемость Т п.в., °С, час/год	
-27,5	1 час/год -0,109111012	Z С6 w w*С6*Т
-22,5	16 час/год -0,257589412	Z С6 w w*С6*Т
-17,5	41 час/год -0,452097515	Z С6 w w*С6*Т
-12,5	167 час/год -0,718067185	Z С6 w w*С6*Т
-7,5	375 час/год -1,104031267	Z С6 w w*С6*Т
-2,5	981 час/год -1,715892053	Z С6 w w*С6*Т
2,5	1719 час/год -2,839593924	Z С6 w w*С6*Т
6,5	876 час/год -4,78508975	Z С6 w w*С6*Т

Параметр потока отказов накопленным итогом, 1/ч	
Вероятность безотказной работы	

Расчет вероятности безотказного теплоснабжения конечного потребителя по выбранному пути

Котельная 1 (№ 14 Дербентское СП х Танцура Крамаренко ул Школьная 12

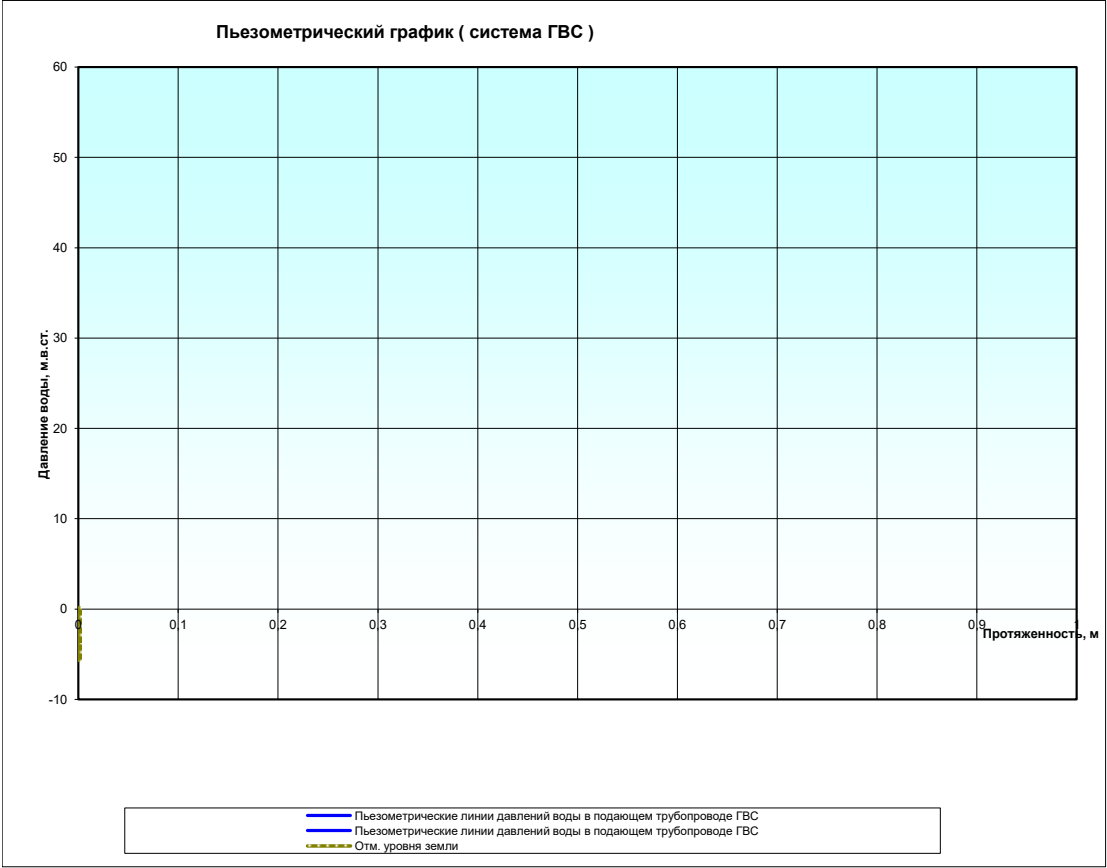
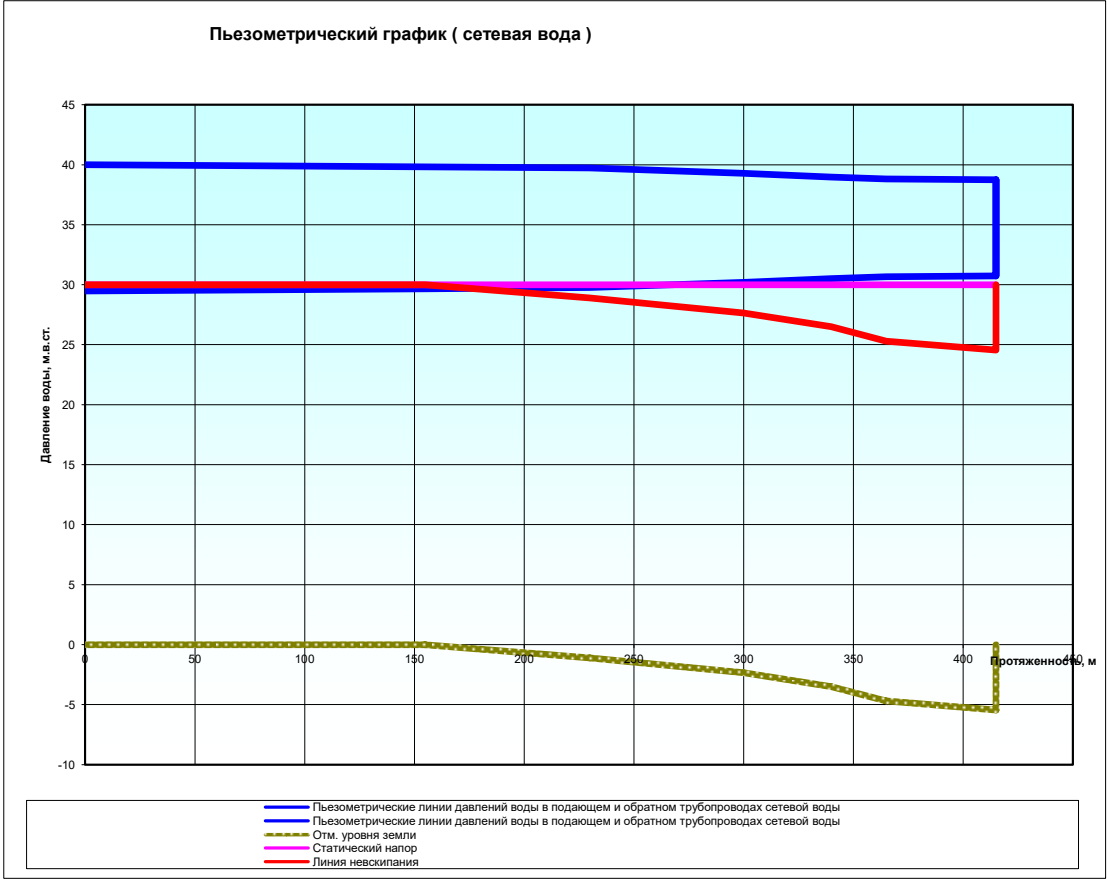
[illegible]

Приложение 3. (к пункту 1-3-з)

Сводные таблицы гидравлических расчётов используемых при составлении пьезометрических графиков .

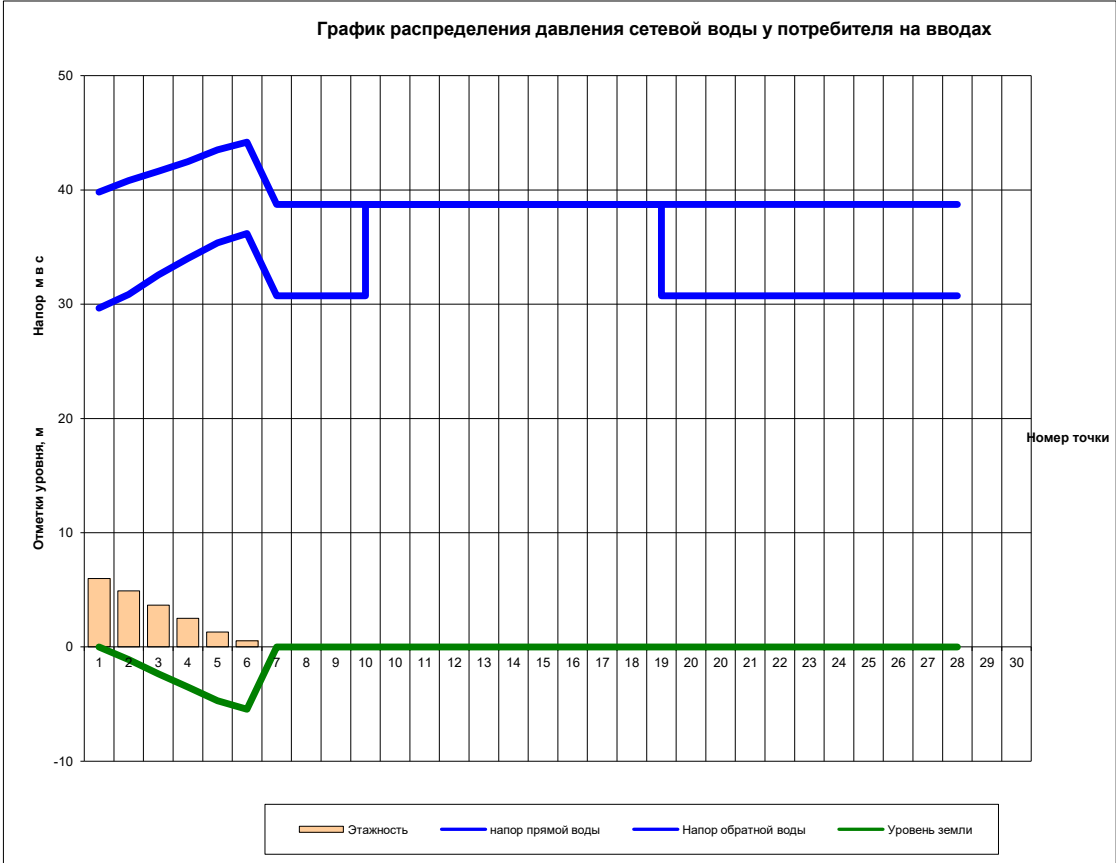
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
									13
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	

Котельная 1 (№ 14 Дербентское СП х Танцура Крамаренко ул Школьная 12)



Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата



Котельная 1 (№ 14 Дербентское СП х Танцура Крамаренко ул Школьная 12)

Таблица результатов гидравлического расчета (сетевая вода, закрытая система)

№ УТ	Q, Гкал/ч	Ду , мм	L , м	P1, м.в.ст.	P2, м.в.ст.	Rл, кгс/м2/м	Подкачивающая насосная (или дросселирование)					
	0,45	150		40	29,4815	0,88	.	.	.	.	.	.
1	0,45	150	155	39,81875	29,66275	0,88	.	.	.	.	.	.
2	0,39	150	230	39,7205	29,761	0,66	.	.	.	.	.	.
2,01							.	.	.	.	.	.
3	0,32	100	300	39,27775	30,20375	3,86	.	.	.	.	.	.
3,01							.	.	.	.	.	.
4	0,3	100	340	38,9805	30,501	3,39	.	.	.	.	.	.
4,01							.	.	.	.	.	.
5	0,15	80	365	38,816	30,6655	2,79	.	.	.	.	.	.
5,01							.	.	.	.	.	.
6	0,08	80	415	38,74075	30,74075	0,79	.	.	.	.	.	.
6,01							.	.	.	.	.	.
7		80	415	38,74075	30,74075		.	.	.	.	.	.
7,01							.	.	.	.	.	.
8		50	415	38,74075	30,74075	.	.	.	.	.	.	.
8,01							.	.	.	.	.	.
9		50	415	38,74075	30,74075	.	.	.	.	.	.	.
9,01							.	.	.	.	.	.
10		150	415	38,74075	30,74075	.	.	.	.	.	.	.
11		150	415	38,74075	38,74075	.	.	.	.	.	.	.
12		150	415	38,74075	38,74075	.	.	.	.	.	.	.
12,01							.	.	.	.	.	.
13		150	415	38,74075	38,74075	.	.	.	.	.	.	.
13,01							.	.	.	.	.	.
14		150	415	38,74075	38,74075	.	.	.	.	.	.	.
14,01							.	.	.	.	.	.
15		150	415	38,74075	38,74075	.	.	.	.	.	.	.
15,01							.	.	.	.	.	.
16		150	415	38,74075	38,74075	.	.	.	.	.	.	.
16,01							.	.	.	.	.	.
17		150	415	38,74075	38,74075	.	.	.	.	.	.	.
17,01							.	.	.	.	.	.
18		150	415	38,74075	38,74075	.	.	.	.	.	.	.
18,01							.	.	.	.	.	.
19		150	415	38,74075	38,74075	.	.	.	.	.	.	.
19,01							.	.	.	.	.	.
20		50	415	38,74075	38,74075	.	.	.	.	.	.	.
21		65	415	38,74075	30,74075	.	.	.	.	.	.	.
22		65	415	38,74075	30,74075	.	.	.	.	.	.	.
22,01							.	.	.	.	.	.
23		65	415	38,74075	30,74075	.	.	.	.	.	.	.
23,01							.	.	.	.	.	.
24		65	415	38,74075	30,74075	.	.	.	.	.	.	.
24,01							.	.	.	.	.	.
25		65	415	38,74075	30,74075	.	.	.	.	.	.	.
25,01							.	.	.	.	.	.
26		65	415	38,74075	30,74075	.	.	.	.	.	.	.

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Таблица результатов гидравлического расчета (централизованная система ГВС)												
№ УТ	Q, Гкал/ч	Ду , мм	L , м	РЗ, м.в.ст.	Рл, кгс/м2/м	Подкачивающая насосная (или дросселирование)						
		150		40		.		.	.	.	.	.
1		150		40		.		.	.	.	.	.
2		150		40	.	.		.	.	.	.	.
2,01				40		.		.	.	.	.	.
3		150		40	.	.		.	.	.	.	.
3,01				40		.		.	.	.	.	.
4		150		40	.	.		.	.	.	.	.
4,01				40		.		.	.	.	.	.
5		150		40	.	.		.	.	.	.	.
5,01				40		.		.	.	.	.	.
6		150		40	.	.		.	.	.	.	.
6,01				40		.		.	.	.	.	.
7		150		40	.	.		.	.	.	.	.
7,01				40		.		.	.	.	.	.
8		100		40	.	.		.	.	.	.	.
8,01				40		.		.	.	.	.	.
9		100		40	.	.		.	.	.	.	.
9,01				40		.		.	.	.	.	.
10		100		40	.	.		.	.	.	.	.
11		100		40	.	.		.	.	.	.	.
12		100		40	.	.		.	.	.	.	.
12,01				40		.		.	.	.	.	.
13		100		40	.	.		.	.	.	.	.
13,01				40		.		.	.	.	.	.
14		100		40	.	.		.	.	.	.	.
14,01				40		.		.	.	.	.	.
15		100		40	.	.		.	.	.	.	.
15,01				40		.		.	.	.	.	.
16		100		40	.	.		.	.	.	.	.
16,01				40		.		.	.	.	.	.
17		100		40	.	.		.	.	.	.	.
17,01				40		.		.	.	.	.	.
18		100		40	.	.		.	.	.	.	.
18,01				40		.		.	.	.	.	.
19		100		40	.	.		.	.	.	.	.
19,01				40		.		.	.	.	.	.
20		40		40	.	.		.	.	.	.	.
21		50		40	.	.		.	.	.	.	.
22		50		40	.	.		.	.	.	.	.
22,01				40		.		.	.	.	.	.
23		50		40	.	.		.	.	.	.	.
23,01				40		.		.	.	.	.	.
24		50		40	.	.		.	.	.	.	.
24,01				40		.		.	.	.	.	.
25		50		40	.	.		.	.	.	.	.
25,01				40		.		.	.	.	.	.
26		50		40	.	.		.	.	.	.	.

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Котельная 1 (№ 14 Дербентское СП х Танкура Крамаренко ул Школьная 12) (Перспективное положение)

Таблица результатов гидравлического расчета (сетевая вода, закрытая система)												
№ УТ	Q, Гкал/ч	Ду , мм	L , м	P1, м.в.ст.	P2, м.в.ст.	Rл, кгс/м2/м	Подкачивающая насосная (или дросселирование)					
	0,45	150		40	29,4815	0,88	.	.	.	.	.	.
1	0,45	150	155	39,81875	29,66275	0,88	.	.	.	.	.	.
2	0,39	150	230	39,7205	29,761	0,66	.	.	.	.	.	.
2,01							.	.	.	.	.	.
3	0,32	100	300	39,27775	30,20375	3,86	.	.	.	.	.	.
3,01							.	.	.	.	.	.
4	0,3	100	340	38,9805	30,501	3,39	.	.	.	.	.	.
4,01							.	.	.	.	.	.
5	0,15	80	365	38,816	30,6655	2,79	.	.	.	.	.	.
5,01							.	.	.	.	.	.
6	0,08	80	415	38,74075	30,74075	0,79	.	.	.	.	.	.
6,01							.	.	.	.	.	.
7		80	415	38,74075	30,74075		.	.	.	.	.	.
7,01							.	.	.	.	.	.
8		50	415	38,74075	30,74075	.	.	.	.	.	.	.
8,01							.	.	.	.	.	.
9		50	415	38,74075	30,74075	.	.	.	.	.	.	.
9,01							.	.	.	.	.	.
10		150	415	38,74075	30,74075	.	.	.	.	.	.	.
11		150	415	38,74075	38,74075	.	.	.	.	.	.	.
12		150	415	38,74075	38,74075	.	.	.	.	.	.	.
12,01							.	.	.	.	.	.
13		150	415	38,74075	38,74075	.	.	.	.	.	.	.
13,01							.	.	.	.	.	.
14		150	415	38,74075	38,74075	.	.	.	.	.	.	.
14,01							.	.	.	.	.	.
15		150	415	38,74075	38,74075	.	.	.	.	.	.	.
15,01							.	.	.	.	.	.
16		150	415	38,74075	38,74075	.	.	.	.	.	.	.
16,01							.	.	.	.	.	.
17		150	415	38,74075	38,74075	.	.	.	.	.	.	.
17,01							.	.	.	.	.	.
18		150	415	38,74075	38,74075	.	.	.	.	.	.	.
18,01							.	.	.	.	.	.
19		150	415	38,74075	38,74075	.	.	.	.	.	.	.
19,01							.	.	.	.	.	.
20		50	415	38,74075	38,74075	.	.	.	.	.	.	.
21		65	415	38,74075	30,74075	.	.	.	.	.	.	.
22		65	415	38,74075	30,74075	.	.	.	.	.	.	.
22,01							.	.	.	.	.	.
23		65	415	38,74075	30,74075	.	.	.	.	.	.	.
23,01							.	.	.	.	.	.
24		65	415	38,74075	30,74075	.	.	.	.	.	.	.
24,01							.	.	.	.	.	.
25		65	415	38,74075	30,74075	.	.	.	.	.	.	.
25,01							.	.	.	.	.	.
26		65	415	38,74075	30,74075	.	.	.	.	.	.	.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Приложение 4. (к пункту 1-9-а)

Описание показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 5			19

Исходные данные. Существующее положение.

Топливо - газ

Q ов =	0,59	Гкал/ч						
Q гвс =		Гкал/ч						
Q котельной =	1,63	Гкал/ч						
Qсумм. =	1,63	Гкал/ч						
Qн.р. =	8000	ккал/м3						
Нагрузка	1	Gnom						
T н.р. =	-21	оС						
Скорость ветра	3	м/с						
T нар. воздуха :	-1	оС						
Tн.р. =	-21	оС						
Tсп.о. =	1,6	оС						
n отг. =	174	сут						
n гвс. =	24	сут	Труба № 1		Труба № 2			
Q котла =		0,54 Гкал/ч	--	.				
Кол-во котлов		3 шт	--	.				
Материал трубы		металл	--	.				
Диаметр д. трубы =		0,5 м	.	.				
Диаметр устья трубы		0,5 м	.	.				
Высота д. трубы =		22 м	.	.				
N изолиров. трубы =		22 м	.	.				
K.п.д. котла =		0,82	.	.				
Тип горелки		1 с дут. вент.	.	.				
tо воздуха =	20 оC							
.		Разреж. в топке		мм.в.ст.				
Степень рециркуляции -		%	.	.				
T ух. газов за котлом :		180 оC	.	.				
Доля воздуха, подаваемого в промежуточную зону факела (в процентах от общего кол-ва организованного воздуха) -		%	.	.				
Содержание серы Sr =		%	.	.				
Содержание H2S =	0,002 %		.	.				
Зольность	%		.	.				
Плотность газа	0,7 кг/м3		.	.				
Концентрация кислорода в дым. газах		8 %	.	.				
Характеристика гранулометрического состава угля (остаток на сите с ячейками 6 мм		%	.	.				
Зеркало горения F =	4 м2		.	.				
Теплонапряжение топки	900 кВт/м3		.	.				
Хим. недожоg	0,05 %		.	.				
Мех. недожоg	%		.	.				
a топка =	1,1		.	.				
a присос =			.	.				
Тип котлов	- водогрейный		.	.				
Нагрузка котлов	100 %		.	.				
Процент подавления выхода Nox		%	.	.				
K-т рельефа местности K =	1							
Выбросы вредных веществ, г/с	Nox SO2 CO бенз(а)пирен	мин. часть сажа V2O5						
д. труба № 1	0,105896 0,00181151 0,05763508 0,000000054							
д. труба № 2								
Выбросы вредных веществ, т/год	Nox SO2 CO бенз(а)пирен	мин. часть сажа V2O5						
д. труба № 1	0,249808 0,00427334 0,13596097 0,000000126							
д. труба № 2								
KОП =	10,8195946 0,061754 0,08546675 0,029679762 10,996495							
Категория опасности котельной, как предприятия --		четвертая						

Топливо - газ

[illegible]

Основные технико-экономические показатели.

	До реконструкции	После реконструкции
Расчетная производительность котельной, Гкал/ч (с учетом собств. нужд котельной)	1,61	0,64
Установленная производительность котельной, Гкал/ч	1,63	0,65
Годовая выработка тепла, тыс. Гкал/год	1,07	1,07
Годовой отпуск тепла, тыс. Гкал/год	1,04	1,04
Годовое число часов использования установ. мощности, час	655,28	1629,57
Годовой расход натурального топлива, тонн , тыс.нм3	162,36	147,93
Годовой расход условного топлива, тут/год	185,56	169,06
Коэффициент полезного действия котлов	0,82	0,90
Установленная мощность токоприемников, КВт	20,47	7,50
Годовой расход эл. энергии, тыс. КВтч	25,21	25,21
Годовой расход воды, тыс. м3	0,79	0,72
Численность персонала, чел	3	1
Удельная численность персонала, чел / Гкал/ч	1,86	1,56
Удельный расход условного топлива, кгут/Гкал	174,22	158,73
Режим работы котельной, дней в году	174	174
Общая сметная стоимость строительства, тыс. руб		11906,96

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Результаты расчета выбросов вредных веществ.

Показатели	До реконструкции	После реконструкции	
Выброс оксидов азота, г/с (т/год)	0,2498083	0,0365795	0,2145920
Выброс оксида углерода, г/с (т/год)	0,1359610	0,0211159	0,1238756
Выброс сернистого ангидрида, г/с (т/год)	0,0042733	0,0006637	0,0038935
Выброс золы, сажи, г/с (т/год)			
Выброс бенз(а)пирена, г/с (т/год)	0,0000001	0,0000000	0,0000001
Выброс пентаоксида ванадия, г/с (т/год)			
Максимальная приземная концентрация NO2, мг/м3	0,0055896		0,0053112
Максимальная приземная концентрация CO, мг/м3	0,0035365		0,0035641
Максимальная приземная концентрация SO2, мг/м3	0,0001112		0,0001120
Максимальная приземная концентрация золы, мг/м3			
Максимальная приземная концентрация сажи, мг/м3			
Максимальная приземная концентрация V2O5, мг/м3			
Макс.приземная концентрация бенз(а)пирена, мг/м3	0,0000000		0,0000000
Макс. безразмерная приземная концентрация SO2+NO2	0,0659817		0,0627084
Параметры газовоздушной смеси на выходе из дымовых труб :			
при t нар.возд. = -1 оС и скорости ветра			
Температура дымовых газов , оС	177,32	178,52	
Объем дымовых газов , м3/с	1,31	0,48	
Скорость дымовых газов , м/с	6,66	2,46	
Теплопроизводительность котельной, Гкал/ч		1,6254	0,6536
Теплопроизводительность 1 котла, Гкал/ч	0,5418	0,3268	
Материал дымовой трубы		металл	металл
Диаметр дымовой трубы , м		0,5	0,5
Высота дымовой трубы , м		22	22
Длина теплоизолированного участка д. трубы , м		22	22
.		.	.
.		.	.
.		.	.
.		.	3
Опасная скорость ветра, м/с		1,43	1,03
Расстояние, на котором достигается Cтах, м		183,20	121,94

Расчет выбросов загрязняющих веществ выполнен согласно Методике определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании топлива в котлах производительностью менее 30 т пара в час или менее 20 Гкал/час. (Госком. РФ по охране окружающей среды, М.,1999).

Расчет максимальных приземных концентраций загрязняющих веществ выполнен в соответствии с Методикой расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий. ОНД-86. (Л.: Гидрометеиздат, 1987).

В таблице 2 приведены расчетные значения максимальных приземных концентраций вредных веществ в приземном слое атмосферы, создаваемые собственными выбросами котельной, без учета фоновго загрязнения атмосферы. Максимальная безразмерная концентрация группы веществ NO2 + SO2 на уровне 1 этажа жилой застройки без учета фоновго загрязнения составит 0,057103 ПДК при опасной скорости ветра м/с на расстоянии 121,94 м от трубы и 0,00990354 ПДК при опасной скорости ветра 3,46 : на расстоянии 163,64 метров от дымовой трубы. Значение максимальной безразмерной концентрации группы суммации NO2 +SO2 приведено к ПДК м.р. для жилой застройки.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						МК № 5		Лист
								23
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата			

Приложение 5. (к пункту 1-2-а)

Структура основного оборудования

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					МК № 5	Лист
								24
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок		Подп.

						МК № 5
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Выводы по результатам оценки технико-экономических показателей работы котельной и тепловых сетей :					
			Котлы находятся в эксплуатации с 1984 года. Износ котлов составляет 100,00 %.					
			Топливом для котельной служит природный газ					
			Резервный вид топлива не предусмотрен.					
			К.п.д. работы котлов составляет 82,00 % , что свидетельствует о необходимости					
			выполнения пуско-наладочных работ, а при выработке ресурса работы и замены основного оборудования котельной.					
			Годовой расход натурального топлива (расчетный) 162,36 тыс.м3					
			Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии составляет 174,22 кгут/Гкал , что незначительно превышает нормативный 168,07 кгут/Гкал.					
			Топливная составляющая в калькуляции себестоимости реализации тепловой энергии составляет 659,60 руб/Гкал или 26,50 % ;					
			Удельный расход эл. энергии на выработку теплоэнергии составляет 60,92 кВт/Гкал.					
В тарифе на тепловую энергию расходы на электроэнергию составляют 250,99 руб/Гкал или 10,08 %.								
Определение причин завышенного удельного расхода электроэнергии возможно на основе анализа								
детальных гидравлических расчетов теплосети, построения пьезометрических графиков, гидравлической								
увязки отдельных ветвей теплосети, возможности замены сущ. электросилового оборудования на								
современное, энергоэффективное и т.д.								
Годовой расход воды с учетом работы оборудования ХВО составляет 0,80 тыс.м3,								
_ в том числе для нужд централизованного ГВС потребителей от котельной - тыс. м3 ;								
_ в том числе на подпитку теплосети в объеме норматив. утечек 0,25% V системы - 0,47 тыс. м3;								
_ в том числе на собственные нужды ХВО - 0,04 тыс.м3.								
Удельный расход воды на выработку теплоэнергии составляет 0,74 м3/Гкал.								
То же, без учета расхода воды на нужды ГВС 0,74 м3/Гкал.								
В тарифе на тепловую энергию расходы на воду и канализацию составляют 1,29 %								
или 32,19 руб/Гкал с учетом стоимости воды и стоков при расчетном расходе хоз.-бытовых								
и производственных стоков от котельной 0,32 тыс.м3/год.								
Потери тепла в тепловых сетях через теплоизоляционную конструкцию составляют 15,84 % от								
объема отпускаемой теплоэнергии (с.н. котельной = 2,28 %) или 164,98 Гкал/год.								
При этом при годовой выработке тепла 1065,09 Гкал в тепловую сеть (за вычетом								
собственных нужд котельной) отпускается 1041,34 Гкал/год , что с учетом теплопотерь через								
теплоизоляционную конструкцию трубопроводов соответствует отпуску потребителю без учета утечек								
876,36 Гкал/год. Непроизводительные затраты с потерями тепловой энергии составляют								
15,49 % относительно объема вырабатываемой энергии или 14,39 % в расчетном тарифе								
на тепловую энергию. Нормативные потери с утечками сетевой воды составляют от								
расчетной тепловой нагрузки систем отопления или 5,95 Гкал/год.								
Значительные потери тепла через теплоизоляционную конструкцию теплосетей свыше 10 % обусловлены								
большой протяженностью тепловых сетей, завышенными диаметрами трубопроводов и								
неудовлетворительным состоянием теплоизоляционной конструкции теплосетей.								
Содержание, обслуживание, ремонт - 4,91 % в калькуляции стоимости								
1 Гкал тепловой энергии.								
Фонд оплаты труда + отчисления - 31,10 % в калькуляции стоимости 1 Гкал тепловой								
энергии.								
Пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 7,53 % в калькуляции								
стоимости 1 Гкал тепловой энергии								
Прочие расходы (в т.ч. плата за выбросы загрязн. веществ) - 0,11 % в калькуляции								
стоимости 1 Гкал тепловой энергии								
Рентабельность - 4,07 % в калькуляции стоимости 1 Гкал тепловой								
энергии.								
Технико-экономические показатели работы котельной рассчитаны аналитически с учетом данных,								
предоставленных обслуживающей организацией, по фактическому потреблению материальных,								
энергетических, финансовых ресурсов и непроизводительных потерь тепла при транспортировке.								
Вышеперечисленные показатели подлежат уточнению и приведению в соответствие данным								
энергетического паспорта предприятия после проведения его энергетического обследования								
(энергоаудита).								
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 5	Лист	
							26	

Общие сведения о технических характеристиках котельной к расчётному 2032 году

Согласно теплотехническим, экономическим и экологическим расчетам, выполненным по нескольким возможным вариантам усовершенствования (модернизации) существующей схемы теплоснабжения объектов, подключенных (подключаемых) к рассматриваемой котельной, определён основной вариант, (дополнительные расчетные варианты хранятся в архиве разработчика проекта), по которому :

В действующей котельной установлены теплопроизводительностью по 0,38 МВт два водогрейных котла с параметрами воды на выходе из котлов 95 70 °С Действующая котельная с 2 -мя водогрейными котлами предназначена для теплоснабжения систем отопления жилого района.зданий жилого и общественного назначения.

Принятые виды теплоносителей:
горячая вода с параметрами 95 70 °С для тег системы отопления (ОВ);

Расчетные давления теплоносителей на выходе из котельной :
в подающем трубопроводе сетевой воды - 4 кгс/см2 ;
в обратном трубопроводе сетевой воды - 2 кгс/см2 ;

Система теплоснабжения - 2-трубная, закрытая, зависимая.

Режим потребления тепловой энергии :
На нужды отопления - круглосуточно в отопительный период.

В соответствии со СНиП-П-35-76, СНиП 41-02-2003 потребители тепла по надежности теплоснабжения относятся ко второй категории, котельная по надежности отпуска тепла потребителям также относится ко второй категории.

Топливом для котельной служит природный газ с годовым объемом потребления 0,169061452 тыс. тут.

Расчетно-климатические условия размещения котельной :
Средняя температура наиболее холодной пятидневки - минус 21 °С
Расчетная сейсмичность площадки - 8 баллов
Средняя температура отопительного периода - плюс 1,6 °С
Продолжительность отопительного периода - 174 суток.

На площадке расположения рассматриваемой котельной размещаются : существующее здание действующей котельной размерами 3 12 4 метров ; дымовая труба диаметром 500 мм, высотой 22 метра ; дренажный колодец.

Отвод дымовых газов от котлов осуществляется за счет естественной тяги.

Территория площадки обустроена существующими наружными сетями : ЛЭП-0,4 кВ, канализации, связи, водопровода, тепловыми сетями. Подъезды для автомобильного транспорта, подходы для людей с твердым покрытием находятся в удовлетворительном состоянии. Отвод поверхностных вод решается открытой системой с дальнейшим выпуском вод на рельеф. Рельеф местности - сложившийся.

Основное и вспомогательное оборудование действующей котельной размещается в существующем здании действующей котельной. Штатная численность обслуживающего персонала котельной составляет один человек.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Приложение 6. (к пункту 8-а)

Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории поселения, городского округа.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 5				28

Максимальные часовые расходы тепла по объектам, подключенным к котельной, приняты согласно данным, представленным заказчиком

Годовые расходы тепла определяются по формулам :

- 1. Расход тепла на отопление : $Q_{от год} = Q_{от max} (t_{вн.} - t_{ср.о.}) (t_{вн.} - t_{н.р.}) z$, Гкал / год
- 2. Расход тепла на вентиляцию : $Q_{в год} = Q_{в max} (t_{вн.} - t_{ср.о.}) (t_{вн.} - t_{н.р.}) z$, Гкал / год

Годовой расход тепла на горячее водоснабжение определяется по общим формулам с учетом режимов работы теплопотребляющих объектов :

$Q_{гвс год} = Q_{гвс ср.} z$, Гкал / год
 $Q_{гвс ср.} = Q_{гвс max} 2,4$, Гкал / час
 $Q_{гвс ср.лет.} = Q_{гвс ср.} (60 - t_{л}) (60 - t_{з})$, Гкал / час

где :
 $t_{н.р.}$ -расчетная температура наружного воздуха для расчета отопления ивентилиации , о С ;
 $t_{ср.о.}$ -средняя температура наружного воздуха за отопительный период , о С ;
 $n_{от}$ -продолжительность отопительного периода , сут ;
 $Q_{от max}$ максимальный часовой расход тепла на отопление , Гкал/час ;
 $Q_{в max}$ максимальный часовой расход тепла на вентиляцию , Гкал/час ; $Q_{гвс max}$ максимальный часовой расход тепла на гор. водоснабжение , Гкал/час ;
 $Q_{гвс ср.}$ среднечасовой расход тепла на гор. водоснабжение , Гкал/час ; $Q_{техн ср.}$ среднечасовой расход тепла на технологические нужды , Гкал/час ;
 $t_{вн}$ -расчетная средняя температура воздуха внутри помещений, о С ;
 $t_{л}$ -температура холодной воды в летний период , о С ;
 $t_{з}$ -температура холодной воды в зимний период , о С ;
 b -коэффициент, учитывающий снижение среднечасового расхода воды на горячее водоснабжение в летний период по отношению к отопительному периоду
 Z -число часов работы систем отопления, вентиляции, гвс , час/сут

РАСЧЕТ годовой потребности в топливе .

$B_{год} = Q_{год} h$, тыс. тут / год
 $B_{год} = Q_{год} h_{нр}$,млн. м3 газа / год
где :
 $Q_{год}$ -суммарная годовая потребность в тепловой энергии с учетом потерь, Гкал / год
 h -КПД котлоагрегата
 $Q_{нр}$ -теплотворная способность топлива , ккал / м3
7000 -теплотворная способность условного топлива , ккал / кг

Максимальный часовой расход газа на котельную определен по формуле :

$B_{час} = Q_{тах час} h_{нр}$,м3 газа / час
где :
 $Q_{тах час}$ -максимальная часовая тепловая нагрузка котельной, Гкал / час
 h -КПД котлоагрегата
 $Q_{нр}$ -теплотворная способность топлива , ккал / м3
.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	МК № 5				29

Котельная 1 (№ 14 Дербентское СП х Танцура Крамаренко ул Школьная 12)

Технико-экономических показатели работы котельной и тепловых сетей на перспективу :

Топливом для котельной служит	природный газ	
Резервный вид топлива не предусмотрен.		
К.п.д. работы котлов составляет	90,00 % ,	что соответствует или близко нормативному
показателю для данного типа котлов.		
Годовой расход натурального топлива (расчетный)	147,93 тыс.м3	
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии составляет		158,73 кгут/Гкал ,
что соответствует нормативному показателю	158,73 кгут/Гкал.	
Топливная составляющая в калькуляции себестоимости реализации тепловой энергии составляет		
600,97 руб/Гкал или	29,20 % ;	
Удельный расход эл. энергии на выработку теплоэнергии составляет		23,67 кВт/Гкал.
В тарифе на тепловую энергию расходы на электроэнергию составляют		97,53 руб/Гкал или
4,74 %.		
Снижение удельного расхода эл. энергии возможно на базе гидравлических расчетов и гидравлической		
увязки работы теплосети, за счет детального расчета и подбора энергоэффективного электросилового		
оборудования котельной, применения аппаратуры частотного регулирования и т.д.		
Годовой расход воды с учетом работы оборудования ХВО составляет		0,70 тыс.м3,
_ в том числе для нужд централизованного ГВС потребителей от котельной -		тыс. м3 ;
_ в том числе на подпитку теплосети в объеме норматив. утечек 0,25% V системы -		0,47 тыс. м3;
_ в том числе на собственные нужды ХВО -	0,04 тыс.м3.	
Удельный расход воды на выработку теплоэнергии составляет		0,68 м3/Гкал.
То же, без учета расхода воды на нужды ГВС	0,68 м3/Гкал.	
В тарифе на тепловую энергию расходы на воду и канализацию составляют		1,44 %
или 29,55 руб/Гкал	с учетом стоимости воды и стоков при расчетном расходе хоз.-бытовых	
и производственных стоков от котельной	0,26 тыс.м3/год.	
Потери тепла в тепловых сетях через теплоизоляционную конструкцию составляют		9,26 % от
объема отпускаемой теплоэнергии (с.н. котельной =	2,28 %) или	96,40 Гкал/год.
При этом при годовой выработке тепла	1065,09 Гкал	в тепловую сеть (за вычетом
собственных нужд котельной) отпускается	1041,34 Гкал/год ,	что с учетом теплопотерь через
теплоизоляционную конструкцию трубопроводов соответствует отпуску потребителю без учета утечек		
944,95 Гкал/год.	Непроизводительные затраты с потерями тепловой энергии составляют	
9,05 % относительно объема вырабатываемой энергии или		11,01 % в расчетном тарифе
на тепловую энергию. Нормативные потери с утечками сетевой воды составляют		от
расчетной тепловой нагрузки систем	отопления	или 5,95 Гкал/год.
Потери тепла через теплоизоляционную конструкцию тепловых сетей находятся в пределах нормы.		
Содержание, обслуживание, ремонт -	9,31 % в калькуляции стоимости	
1 Гкал тепловой энергии.		
Фонд оплаты труда + отчисления -	32,15 % в калькуляции стоимости 1 Гкал тепловой	
энергии.		
Пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы -	7,78 % в калькуляции	
стоимости 1 Гкал тепловой энергии		
Прочие расходы (в т.ч. плата за выбросы загрязн. веществ) -		0,14 % в калькуляции
стоимости 1 Гкал тепловой энергии		
Рентабельность -	4,23 % в калькуляции стоимости 1 Гкал тепловой	
энергии.		

Инв. №подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	
Изм.	Коп.уч.
Лист	Недок
Подп.	Дата

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Котельная 2 (1п Дербентское СП х Дербентский)

Технико-экономических показатели работы котельной и тепловых сетей на перспективу :

Топливо для пиковых котлов - природный газ

Резервный вид топлива не предусмотрен.

К.п.д. работы котлов составляет 90,00 % , что соответствует или близко нормативному показателю для данного типа котлов.

Удельный расход топлива при работе котлов составляет 158,73 кгут/Гкал.

Годовой расход натурального топлива (расчетный) 170,49 тыс.м3

Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии составляет 79,05 кгут/Гкал с учетом работы геотермального источника.

Топливная составляющая в калькуляции себестоимости реализации тепловой энергии составляет 276,67 руб/Гкал или 15,06 % ;

Удельный расход эл. энергии на выработку теплоэнергии составляет 40,66 кВт/Гкал.

В тарифе на тепловую энергию расходы на электроэнергию составляют 81,32 руб/Гкал или 4,43 %.

Снижение удельного расхода эл. энергии возможно на базе гидравлических расчетов и гидравлической увязки работы теплосети, за счет детального расчета и подбора энергоэффективного электросилового оборудования котельной, применения аппаратуры частотного регулирования и т.д.

Годовой расход воды с учетом работы оборудования ХВО составляет 15,30 тыс.м3,

_ в том числе для нужд централизованного ГВС потребителей от котельной - 14,00 тыс. м3 ;

_ в том числе на подпитку теплосети в объеме норматив. утечек 0,25% V системы - 0,93 тыс. м3;

_ в том числе на собственные нужды ХВО - 0,04 тыс.м3.

Удельный расход воды на выработку теплоэнергии составляет 6,20 м3/Гкал.

То же, без учета расхода воды на нужды ГВС 0,52 м3/Гкал.

В тарифе на тепловую энергию расходы на воду и канализацию составляют 0,22 %

или 4,07 руб/Гкал с учетом стоимости воды и стоков при расчетном расходе хоз.-бытовых и производственных стоков от котельной 0,36 тыс.м3/год.

Стоимость воды на нужды ГВС не учитывается.

Потери тепла в тепловых сетях через теплоизоляционную конструкцию составляют 33,63 % от объема отпускаемой теплоэнергии (с.н. котельной = 2,28 %) или 810,51 Гкал/год.

При этом при годовой выработке тепла 2464,95 Гкал в тепловую сеть (за вычетом собственных нужд котельной) отпускается 2410,00 Гкал/год , что с учетом теплопотерь через теплоизоляционную конструкцию трубопроводов соответствует отпуску потребителю без учета утечек

1599,49 Гкал/год. Непроизводительные затраты с потерями тепловой энергии составляют 32,88 % относительно объема вырабатываемой энергии или 44,41 % в расчетном тарифе на тепловую энергию. Нормативные потери с утечками сетевой воды составляют от расчетной тепловой нагрузки систем отопления или 8,93 Гкал/год.

Значительные потери тепла через теплоизоляционную конструкцию теплосетей свыше 10 % обусловлены большой протяженностью тепловых сетей и завышенными диаметрами трубопроводов теплосети.

Содержание, обслуживание, ремонт - 2,96 % в калькуляции себестоимости 1 Гкал тепловой энергии.

Фонд оплаты труда + отчисления - 9,74 % в калькуляции себестоимости 1 Гкал тепловой энергии.

Пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 23,18 % в калькуляции себестоимости 1 Гкал тепловой энергии.

Прочие расходы (в т.ч. плата за выбросы загрязн. веществ) - % в калькуляции себестоимости 1 Гкал тепловой энергии.

Рентабельность - % в калькуляции себестоимости 1 Гкал тепловой энергии.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Котельная 3 (2п Дербентское СП х Дербентский)						
			Технико-экономических показатели работы котельной и тепловых сетей на перспективу :						
			Топливом для котельной служит природный газ						
			Резервный вид топлива не предусмотрен.						
			К.п.д. работы котлов составляет 90,00 % , что соответствует или близко нормативному показателю для данного типа котлов.						
			Годовой расход натурального топлива (расчетный) 63,39 тыс.м3						
			Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии составляет 158,73 кгут/Гкал , что соответствует нормативному показателю 158,73 кгут/Гкал.						
			Топливная составляющая в калькуляции себестоимости реализации тепловой энергии составляет 600,97 руб/Гкал или 31,00 % ;						
			Удельный расход эл. энергии на выработку теплоэнергии составляет 17,63 кВт/Гкал.						
			В тарифе на тепловую энергию расходы на электроэнергию составляют 72,64 руб/Гкал или 3,75 %.						
Показатель удельного расхода электроэнергии свидетельствует о высокой энергоэффективности работы котельной в части потребления электроэнергии.									
Годовой расход воды с учетом работы оборудования ХВО составляет 0,40 тыс.м3, _ в том числе для нужд централизованного ГВС потребителей от котельной - тыс. м3 ; _ в том числе на подпитку теплосети в объеме норматив. утечек 0,25% V системы - 0,13 тыс. м3; _ в том числе на собственные нужды ХВО - 0,01 тыс.м3.									
Удельный расход воды на выработку теплоэнергии составляет 0,80 м3/Гкал.									
То же, без учета расхода воды на нужды ГВС 0,80 м3/Гкал.									
В тарифе на тепловую энергию расходы на воду и канализацию составляют 2,05 % или 39,83 руб/Гкал с учетом стоимости воды и стоков при расчетном расходе хоз.-бытовых и производственных стоков от котельной 0,23 тыс.м3/год.									
Потери тепла в тепловых сетях через теплоизоляционную конструкцию составляют % от объема отпускаемой теплоэнергии (с.н. котельной = 2,28 %) или Гкал/год.									
При этом при годовой выработке тепла 456,39 Гкал в тепловую сеть (за вычетом собственных нужд котельной) отпускается 446,22 Гкал/год , что с учетом теплопотерь через теплоизоляционную конструкцию трубопроводов соответствует отпуску потребителю без учета утечек 446,22 Гкал/год. Непроизводительные затраты с потерями тепловой энергии составляют % относительно объема вырабатываемой энергии или % в расчетном тарифе на тепловую энергию. Нормативные потери с утечками сетевой воды составляют от расчетной тепловой нагрузки систем отопления, вентиляции и ГВС через ИТП (ЦТП) или Гкал/год.									
Потери тепла через теплоизоляционную конструкцию тепловых сетей находятся в пределах нормы.									
Содержание, обслуживание, ремонт - 15,71 % в калькуляции стоимости 1 Гкал тепловой энергии.									
Фонд оплаты труда + отчисления - 34,13 % в калькуляции стоимости 1 Гкал тепловой энергии.									
Пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы - 8,27 % в калькуляции стоимости 1 Гкал тепловой энергии									
Прочие расходы (в т.ч. плата за выбросы загрязн. веществ) - 0,34 % в калькуляции стоимости 1 Гкал тепловой энергии									
Рентабельность - 4,75 % в калькуляции стоимости 1 Гкал тепловой энергии.									
						МК № 5			Лист
									32
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата				

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Котельная 4 (Зп Дербентское СП х Лютых)

Технико-экономических показатели работы котельной и тепловых сетей на перспективу :

Топливом для котельной служит	природный газ
Резервный вид топлива не предусмотрен.	.
К.п.д. работы котлов составляет	90,00 % , что соответствует или близко нормативному
показателю для данного типа котлов.	.
Годовой расход натурального топлива (расчетный)	13,73 тыс.м3
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии составляет	158,73 кгут/Гкал ,
что соответствует нормативному показателю	158,73 кгут/Гкал.
Топливная составляющая в калькуляции себестоимости реализации тепловой энергии составляет	.
600,97 руб/Гкал или 26,54 % ;	
Удельный расход эл. энергии на выработку теплоэнергии составляет	31,83 кВт/Гкал.
В тарифе на тепловую энергию расходы на электроэнергию составляют	131,16 руб/Гкал или
5,79 %.	.
Снижение удельного расхода эл. энергии возможно на базе гидравлических расчетов и гидравлической увязки работы теплосети, за счет детального расчета и подбора энергоэффективного электросилового оборудования котельной, применения аппаратуры частотного регулирования и т.д.	.
Годовой расход воды составляет (при отсутствии ноннообменной установки ХВО)	0,20 тыс.м3,
_ в том числе для нужд централизованного ГВС потребителей от котельной -	тыс. м3 ;
_ в том числе на подпитку теплосети в объеме норматив. утечек 0,25% V системы -	0,03 тыс. м3;
_ в том числе на собственные нужды ХВО -	тыс.м3.
Удельный расход воды на выработку теплоэнергии составляет	2,52 м3/Гкал.
То же, без учета расхода воды на нужды ГВС	2,52 м3/Гкал.
В тарифе на тепловую энергию расходы на воду и канализацию составляют	4,93 %
или 111,56 руб/Гкал с учетом стоимости воды и стоков при расчетном расходе хоз.-бытовых	
и производственных стоков от котельной	0,22 тыс.м3/год.
Потери тепла в тепловых сетях через теплоизоляционную конструкцию составляют	2,19 % от
объема отпускаемой теплоэнергии (с.н. котельной =	2,28 %) или 2,12 Гкал/год.
При этом при годовой выработке тепла	98,88 Гкал в тепловую сеть (за вычетом
собственных нужд котельной) отпускается	96,68 Гкал/год , что с учетом теплопотерь через
теплоизоляционную конструкцию трубопроводов соответствует отпуску потребителю без учета утечек	
94,56 Гкал/год. Непроизводительные затраты с потерями тепловой энергии составляют	
2,14 % относительно объема вырабатываемой энергии или	2,37 % в расчетном тарифе
на тепловую энергию. Нормативные потери с утечками сетевой воды составляют	от
расчетной тепловой нагрузки систем отопления, вентиляции и ГВС через ИТП (ЦТП)	или 0,07 Гкал/год.
Потери тепла через теплоизоляционную конструкцию тепловых сетей находятся в пределах нормы.	.
Содержание, обслуживание, ремонт -	20,94 % в калькуляции стоимости
1 Гкал тепловой энергии.	
Фонд оплаты труда + отчисления -	26,97 % в калькуляции стоимости 1 Гкал тепловой
энергии.	
Пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы -	6,53 % в калькуляции
стоимости 1 Гкал тепловой энергии	.
Прочие расходы (в т.ч. плата за выбросы загрязн. веществ) -	1,34 % в калькуляции
стоимости 1 Гкал тепловой энергии	
Рентабельность -	4,59 % в калькуляции стоимости 1 Гкал тепловой
энергии.	

Технико-экономических показатели работы котельной и тепловых сетей на перспективу :

Гопливом для котельной служит	природный газ		
Резервный вид топлива не предусмотрен.			
К.п.д. работы котлов составляет	90,00 % ,	что соответствует или близко нормативному	
показателю для данного типа котлов.			
Годовой расход натурального топлива (расчетный)		11,35 тыс.м3	
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии составляет			158,73 кгут/Гкал ,
что соответствует нормативному показателю		158,73 кгут/Гкал.	
Топливная составляющая в калькуляции себестоимости реализации тепловой энергии составляет			
600,97 руб/Гкал или	23,87 % ;		
Удельный расход эл. энергии на выработку теплоэнергии составляет			33,40 кВт/Гкал.
В тарифе на тепловую энергию расходы на электроэнергию составляют			137,61 руб/Гкал или
5,47 %.			
Снижение удельного расхода эл. энергии возможно на базе гидравлических расчетов и гидравлической			
увязки работы теплосети, за счет детального расчета и подбора энергоэффективного электросилового			
оборудования котельной, применения аппаратуры частотного регулирования и т.д.			
Годовой расход воды составляет (при отсутствии ноннообменной установки ХВО)			0,20 тыс.м3,
_ в том числе для нужд централизованного ГВС потребителей от котельной -			тыс. м3 ;
_ в том числе на подпитку теплосети в объеме норматив. утечек 0,25% V системы -			0,02 тыс. м3;
_ в том числе на собственные нужды ХВО -		тыс.м3.	
Удельный расход воды на выработку теплоэнергии составляет			2,99 м3/Гкал.
То же, без учета расхода воды на нужды ГВС		2,99 м3/Гкал.	
В тарифе на тепловую энергию расходы на воду и канализацию составляют			5,26 %
или	132,47 руб/Гкал	с учетом стоимости воды и стоков при расчетном расходе хоз.-бытовых	
и производственных стоков от котельной		0,22 тыс.м3/год.	
Потери тепла в тепловых сетях через теплоизоляционную конструкцию составляют			% от
объема отпускаемой теплоэнергии (с.н. котельной =		2,28 %) или	Гкал/год.
При этом при годовой выработке тепла	81,74 Гкал	в тепловую сеть (за вычетом	
собственных нужд котельной) отпускается	79,91 Гкал/год ,	что с учетом теплопотерь через	
теплоизоляционную конструкцию трубопроводов соответствует отпуску потребителю без учета утечек			
79,91 Гкал/год.	Непроизводительные затраты с потерями тепловой энергии составляют		
% относительно объема вырабатываемой энергии или			% в расчетном тарифе
на тепловую энергию. Нормативные потери с утечками сетевой воды составляют			от
расчетной тепловой нагрузки систем	отопления, вентиляции и ГВС через ИТП (ЦТП)	или	Гкал/год
Потери тепла через теплоизоляционную конструкцию тепловых сетей находятся в пределах нормы.			

Содержание, обслуживание, ремонт -	22,79 % в калькуляции стоимости
1 Гкал тепловой энергии.	
Фонд оплаты труда + отчисления -	29,35 % в калькуляции стоимости 1 Гкал тепловой
энергии.	
Пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы -	7,11 % в калькуляции
стоимости 1 Гкал тепловой энергии	
Прочие расходы (в т.ч. плата за выбросы загрязн. веществ) -	1,46 % в калькуляции
стоимости 1 Гкал тепловой энергии	
Рентабельность -	4,69 % в калькуляции стоимости 1 Гкал тепловой
энергии.	

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Котельная 6 (5п Дербентское СП х Лютых)

Технико-экономических показатели работы котельной и тепловых сетей на перспективу :

Топливом для котельной служит	природный газ
Резервный вид топлива не предусмотрен.	.
К.п.д. работы котлов составляет	90,00 % , что соответствует или близко нормативному
показателю для данного типа котлов.	.
Годовой расход натурального топлива (расчетный)	6,34 тыс.м3
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии составляет	158,73 кгтп/Гкал ,
что соответствует нормативному показателю	158,73 кгтп/Гкал.
Топливная составляющая в калькуляции себестоимости реализации тепловой энергии составляет	.
600,97 руб/Гкал или 16,20 % ;	
Удельный расход эл. энергии на выработку теплоэнергии составляет	59,82 кВт/Гкал.
В тарифе на тепловую энергию расходы на электроэнергию составляют	246,45 руб/Гкал или
6,64 %.	.
Определение причин завышенного удельного расхода электроэнергии возможно на основе анализа	
детальных гидравлических расчетов теплосети, построения пьезометрических графиков, гидравлической	
увязки отдельных ветвей теплосети, возможности замены сущ. электросилового оборудования на	
современное, энергоэффективное и т.д.	
Годовой расход воды составляет (при отсутствии ионнообменной установки ХВО)	0,20 тыс.м3,
_ в том числе для нужд централизованного ГВС потребителей от котельной -	тыс. м3 ;
_ в том числе на подпитку теплосети в объеме норматив. утечек 0,25% V системы -	0,01 тыс. м3;
_ в том числе на собственные нужды ХВО -	тыс.м3.
Удельный расход воды на выработку теплоэнергии составляет	5,12 м3/Гкал.
То же, без учета расхода воды на нужды ГВС	5,12 м3/Гкал.
В тарифе на тепловую энергию расходы на воду и канализацию составляют	6,14 %
или 227,69 руб/Гкал с учетом стоимости воды и стоков при расчетном расходе хоз.-бытовых	
и производственных стоков от котельной	0,22 тыс.м3/год.
.	
Потери тепла в тепловых сетях через теплоизоляционную конструкцию составляют	% от
объема отпускаемой теплоэнергии (с.н. котельной =	2,28 %) или Гкал/год.
При этом при годовой выработке тепла 45,64 Гкал	в тепловую сеть (за вычетом
собственных нужд котельной) отпускается 44,62 Гкал/год , что с учетом теплопотерь через	
теплоизоляционную конструкцию трубопроводов соответствует отпуску потребителю без учета утечек	
44,62 Гкал/год. Непроизводительные затраты с потерями тепловой энергии составляют	
% относительно объема вырабатываемой энергии или	% в расчетном тарифе
на тепловую энергию. Нормативные потери с утечками сетевой воды составляют	от
расчетной тепловой нагрузки систем отопления, вентиляции и ГВС через ИТП (ЦТП)	или Гкал/год.
Потери тепла через теплоизоляционную конструкцию тепловых сетей находятся в пределах нормы.	
.	
.	
Содержание, обслуживание, ремонт -	27,65 % в калькуляции стоимости
1 Гкал тепловой энергии.	
Фонд оплаты труда + отчисления -	29,72 % в калькуляции стоимости 1 Гкал тепловой
энергии.	
Пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы -	7,20 % в калькуляции
стоимости 1 Гкал тепловой энергии	.
Прочие расходы (в т.ч. плата за выбросы загрязн. веществ) -	1,77 % в калькуляции
стоимости 1 Гкал тепловой энергии	
Рентабельность -	4,68 % в калькуляции стоимости 1 Гкал тепловой
энергии.	

Котельная 7 (бп Дербентское СП х Мирный)

Технико-экономических показатели работы котельной и тепловых сетей на перспективу :

Топливом для котельной служит	природный газ	
Резервный вид топлива не предусмотрен.		
К.п.д. работы котлов составляет	90,00 % ,	что соответствует или близко нормативному
показателю для данного типа котлов.		
Годовой расход натурального топлива (расчетный)	31,69 тыс.м3	
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии составляет	158,73 кгут/Гкал.	158,73 кгут/Гкал ,
что соответствует нормативному показателю		
Топливная составляющая в калькуляции себестоимости реализации тепловой энергии составляет	600,97 руб/Гкал или 26,78 % ;	
Удельный расход эл. энергии на выработку теплоэнергии составляет		16,91 кВт/Гкал.
В тарифе на тепловую энергию расходы на электроэнергию составляют	3,10 %.	69,65 руб/Гкал или
Показатель удельного расхода электроэнергии свидетельствует о высокой энергоэффективности работы котельной в части потребления электроэнергии.		
Годовой расход воды с учетом работы оборудования ХВО составляет		0,30 тыс.м3,
_ в том числе для нужд централизованного ГВС потребителей от котельной -		тыс. м3 ;
_ в том числе на подпитку теплосети в объеме норматив. утечек 0,25% V системы -		0,07 тыс. м3;
_ в том числе на собственные нужды ХВО -	0,01 тыс.м3.	
Удельный расход воды на выработку теплоэнергии составляет		1,28 м3/Гкал.
То же, без учета расхода воды на нужды ГВС	1,28 м3/Гкал.	
В тарифе на тепловую энергию расходы на воду и канализацию составляют		2,89 %
или 64,80 руб/Гкал с учетом стоимости воды и стоков при расчетном расходе хоз.-бытовых и производственных стоков от котельной	0,23 тыс.м3/год.	
Потери тепла в тепловых сетях через теплоизоляционную конструкцию составляют		% от
объема отпускаемой теплоэнергии (с.н. котельной =	2,28 %) или	Гкал/год.
При этом при годовой выработке тепла 228,20 Гкал		в тепловую сеть (за вычетом
собственных нужд котельной) отпускается 223,11 Гкал/год , что с учетом теплопотерь через		
теплоизоляционную конструкцию трубопроводов соответствует отпуску потребителю без учета утечек 223,11 Гкал/год.	Непроизводительные затраты с потерями тепловой энергии составляют	
% относительно объема вырабатываемой энергии или		% в расчетном тарифе
на тепловую энергию. Нормативные потери с утечками сетевой воды составляют		от
расчетной тепловой нагрузки систем отопления, вентиляции и ГВС через ИТП (ЦТП)		или Гкал/год.
Потери тепла через теплоизоляционную конструкцию тепловых сетей находятся в пределах нормы.		
Содержание, обслуживание, ремонт -	22,85 % в калькуляции стоимости	
1 Гкал тепловой энергии.		
Фонд оплаты труда + отчисления -	31,44 % в калькуляции стоимости 1 Гкал тепловой	
энергии.		
Пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы -	7,62 % в калькуляции	
стоимости 1 Гкал тепловой энергии		
Прочие расходы (в т.ч. плата за выбросы загрязн. веществ) -	0,59 % в калькуляции	
стоимости 1 Гкал тепловой энергии		
Рентабельность -	4,74 % в калькуляции стоимости 1 Гкал тепловой	
энергии.		

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

						МК № 5
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата	

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Котельная 8 (7п Дербентское СП х Мирный)

Технико-экономических показатели работы котельной и тепловых сетей на перспективу :

Топливом для котельной служит	природный газ
Резервный вид топлива не предусмотрен.	.
К.п.д. работы котлов составляет	90,00 % , что соответствует или близко нормативному
показателю для данного типа котлов.	.
Годовой расход натурального топлива (расчетный)	16,37 тыс.м3
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии составляет	158,73 кгут/Гкал ,
что соответствует нормативному показателю	158,73 кгут/Гкал.
Топливная составляющая в калькуляции себестоимости реализации тепловой энергии составляет	.
600,97 руб/Гкал или 22,69 % ;	
Удельный расход эл. энергии на выработку теплоэнергии составляет	26,72 кВт/Гкал.
В тарифе на тепловую энергию расходы на электроэнергию составляют	110,07 руб/Гкал или
4,16 %.	.
Снижение удельного расхода эл. энергии возможно на базе гидравлических расчетов и гидравлической увязки работы теплосети, за счет детального расчета и подбора энергоэффективного электросилового оборудования котельной, применения аппаратуры частотного регулирования и т.д.	.
Годовой расход воды составляет (при отсутствии ноннообменной установки ХВО)	0,30 тыс.м3,
_ в том числе для нужд централизованного ГВС потребителей от котельной -	тыс. м3 ;
_ в том числе на подпитку теплосети в объеме норматив. утечек 0,25% V системы -	0,03 тыс. м3;
_ в том числе на собственные нужды ХВО -	тыс.м3.
Удельный расход воды на выработку теплоэнергии составляет	2,16 м3/Гкал.
То же, без учета расхода воды на нужды ГВС	2,16 м3/Гкал.
В тарифе на тепловую энергию расходы на воду и канализацию составляют	3,61 %
или 95,58 руб/Гкал с учетом стоимости воды и стоков при расчетном расходе хоз.-бытовых и производственных стоков от котельной	0,22 тыс.м3/год.
Потери тепла в тепловых сетях через теплоизоляционную конструкцию составляют	1,62 % от
объема отпускаемой теплоэнергии (с.н. котельной =	2,28 %) или 1,86 Гкал/год.
При этом при годовой выработке тепла	117,83 Гкал в тепловую сеть (за вычетом
собственных нужд котельной) отпускается	115,20 Гкал/год , что с учетом теплопотерь через
теплоизоляционную конструкцию трубопроводов соответствует отпуску потребителю без учета утечек	
113,34 Гкал/год. Непроизводительные затраты с потерями тепловой энергии составляют	
1,58 % относительно объема вырабатываемой энергии или	1,76 % в расчетном тарифе
на тепловую энергию. Нормативные потери с утечками сетевой воды составляют	от
расчетной тепловой нагрузки систем отопления, вентиляции и ГВС через ИТП (ЦТП) или	0,09 Гкал/год.
Потери тепла через теплоизоляционную конструкцию тепловых сетей находятся в пределах нормы.	.
.	.
Содержание, обслуживание, ремонт -	30,12 % в калькуляции стоимости
1 Гкал тепловой энергии.	
Фонд оплаты труда + отчисления -	25,81 % в калькуляции стоимости 1 Гкал тепловой
энергии.	
Пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы -	6,25 % в калькуляции
стоимости 1 Гкал тепловой энергии	.
Прочие расходы (в т.ч. плата за выбросы загрязн. веществ) -	0,96 % в калькуляции
стоимости 1 Гкал тепловой энергии	
Рентабельность -	4,63 % в калькуляции стоимости 1 Гкал тепловой
энергии.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата
------	---------	------	-------	-------	------

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Котельная 9 (8п Дербентское СП х Мирный)

Технико-экономических показатели работы котельной и тепловых сетей на перспективу :

Топливом для котельной служит	природный газ
Резервный вид топлива не предусмотрен.	.
К.п.д. работы котлов составляет	90,00 % , что соответствует или близко нормативному
показателю для данного типа котлов.	.
Годовой расход натурального топлива (расчетный)	14,25 тыс.м3
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии составляет	158,73 кгут/Гкал ,
что соответствует нормативному показателю	158,73 кгут/Гкал.
Топливная составляющая в калькуляции себестоимости реализации тепловой энергии составляет	.
600,97 руб/Гкал или 27,33 % ;	
Удельный расход эл. энергии на выработку теплоэнергии составляет	30,68 кВт/Гкал.
В тарифе на тепловую энергию расходы на электроэнергию составляют	126,39 руб/Гкал или
5,75 %.	.
Снижение удельного расхода эл. энергии возможно на базе гидравлических расчетов и гидравлической увязки работы теплосети, за счет детального расчета и подбора энергоэффективного электросилового оборудования котельной, применения аппаратуры частотного регулирования и т.д.	.
Годовой расход воды составляет (при отсутствии ноннообменной установки ХВО)	0,30 тыс.м3,
_ в том числе для нужд централизованного ГВС потребителей от котельной -	тыс. м3 ;
_ в том числе на подпитку теплосети в объеме норматив. утечек 0,25% V системы -	0,03 тыс. м3;
_ в том числе на собственные нужды ХВО -	тыс.м3.
Удельный расход воды на выработку теплоэнергии составляет	2,44 м3/Гкал.
То же, без учета расхода воды на нужды ГВС	2,44 м3/Гкал.
В тарифе на тепловую энергию расходы на воду и канализацию составляют	4,91 %
или 107,97 руб/Гкал с учетом стоимости воды и стоков при расчетном расходе хоз.-бытовых	
и производственных стоков от котельной	0,22 тыс.м3/год.
Потери тепла в тепловых сетях через теплоизоляционную конструкцию составляют	1,92 % от
объема отпускаемой теплоэнергии (с.н. котельной =	2,28 %) или 1,92 Гкал/год.
При этом при годовой выработке тепла	102,62 Гкал в тепловую сеть (за вычетом
собственных нужд котельной) отпускается	100,33 Гкал/год , что с учетом теплопотерь через
теплоизоляционную конструкцию трубопроводов соответствует отпуску потребителю без учета утечек	
98,41 Гкал/год. Непроизводительные затраты с потерями тепловой энергии составляют	
1,88 % относительно объема вырабатываемой энергии или	2,07 % в расчетном тарифе
на тепловую энергию. Нормативные потери с утечками сетевой воды составляют	от
расчетной тепловой нагрузки систем	отопления, вентиляции и ГВС через ИТП (ЦТП) или 0,06 Гкал/год.
Потери тепла через теплоизоляционную конструкцию тепловых сетей находятся в пределах нормы.	.
Содержание, обслуживание, ремонт -	20,78 % в калькуляции стоимости
1 Гкал тепловой энергии.	
Фонд оплаты труда + отчисления -	26,76 % в калькуляции стоимости 1 Гкал тепловой
энергии.	
Пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы -	6,48 % в калькуляции
стоимости 1 Гкал тепловой энергии	.
Прочие расходы (в т.ч. плата за выбросы загрязн. веществ) -	1,33 % в калькуляции
стоимости 1 Гкал тепловой энергии	
Рентабельность -	4,60 % в калькуляции стоимости 1 Гкал тепловой
энергии.	

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Котельная 10 (9п Дербентское СП х Мирный)

Технико-экономических показатели работы котельной и тепловых сетей на перспективу :

Топливом для котельной служит	природный газ
Резервный вид топлива не предусмотрен.	.
К.п.д. работы котлов составляет	90,00 % , что соответствует или близко нормативному
показателю для данного типа котлов.	.
Годовой расход натурального топлива (расчетный)	11,62 тыс.м3
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии составляет	158,73 кгут/Гкал ,
что соответствует нормативному показателю	158,73 кгут/Гкал.
Топливная составляющая в калькуляции себестоимости реализации тепловой энергии составляет	.
600,97 руб/Гкал или 24,29 % ;	.
Удельный расход эл. энергии на выработку теплоэнергии составляет	32,63 кВт/Гкал.
В тарифе на тепловую энергию расходы на электроэнергию составляют	134,43 руб/Гкал или
5,43 %.	.
Снижение удельного расхода эл. энергии возможно на базе гидравлических расчетов и гидравлической увязки работы теплосети, за счет детального расчета и подбора энергоэффективного электросилового оборудования котельной, применения аппаратуры частотного регулирования и т.д.	.
Годовой расход воды составляет (при отсутствии ноннообменной установки ХВО)	0,20 тыс.м3,
_ в том числе для нужд централизованного ГВС потребителей от котельной -	тыс. м3 ;
_ в том числе на подпитку теплосети в объеме норматив. утечек 0,25% V системы -	0,02 тыс. м3;
_ в том числе на собственные нужды ХВО -	тыс.м3.
Удельный расход воды на выработку теплоэнергии составляет	2,93 м3/Гкал.
То же, без учета расхода воды на нужды ГВС	2,93 м3/Гкал.
В тарифе на тепловую энергию расходы на воду и канализацию составляют	5,24 %
или 129,66 руб/Гкал с учетом стоимости воды и стоков при расчетном расходе хоз.-бытовых	.
и производственных стоков от котельной	0,22 тыс.м3/год.
Потери тепла в тепловых сетях через теплоизоляционную конструкцию составляют	% от
объема отпускаемой теплоэнергии (с.н. котельной =	2,28 %) или Гкал/год.
При этом при годовой выработке тепла	83,67 Гкал в тепловую сеть (за вычетом
собственных нужд котельной) отпускается	81,81 Гкал/год , что с учетом теплопотерь через
теплоизоляционную конструкцию трубопроводов соответствует отпуску потребителю без учета утечек	.
81,81 Гкал/год. Непроизводительные затраты с потерями тепловой энергии составляют	.
% относительно объема вырабатываемой энергии или	% в расчетном тарифе
на тепловую энергию. Нормативные потери с утечками сетевой воды составляют	от
расчетной тепловой нагрузки систем отопления, вентиляции и ГВС через ИТП (ЦТП)	или Гкал/год.
Потери тепла через теплоизоляционную конструкцию тепловых сетей находятся в пределах нормы.	.
Содержание, обслуживание, ремонт -	22,65 % в калькуляции стоимости
1 Гкал тепловой энергии.	.
Фонд оплаты труда + отчисления -	29,17 % в калькуляции стоимости 1 Гкал тепловой
энергии.	.
Пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы -	7,07 % в калькуляции
стоимости 1 Гкал тепловой энергии	.
Прочие расходы (в т.ч. плата за выбросы загрязн. веществ) -	1,45 % в калькуляции
стоимости 1 Гкал тепловой энергии	.
Рентабельность -	4,70 % в калькуляции стоимости 1 Гкал тепловой
энергии.	.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Котельная 11 (10п Дербентское СП х Садовый)

Технико-экономических показатели работы котельной и тепловых сетей на перспективу :

Топливом для котельной служит	природный газ
Резервный вид топлива не предусмотрен.	.
К.п.д. работы котлов составляет	90,00 % , что соответствует или близко нормативному
показателю для данного типа котлов.	.
Годовой расход натурального топлива (расчетный)	19,80 тыс.м3
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии составляет	158,73 кгут/Гкал ,
что соответствует нормативному показателю	158,73 кгут/Гкал.
Топливная составляющая в калькуляции себестоимости реализации тепловой энергии составляет	.
600,97 руб/Гкал или 23,48 % ;	.
Удельный расход эл. энергии на выработку теплоэнергии составляет	22,08 кВт/Гкал.
В тарифе на тепловую энергию расходы на электроэнергию составляют	90,96 руб/Гкал или
3,55 %.	.
Снижение удельного расхода эл. энергии возможно на базе гидравлических расчетов и гидравлической увязки работы теплосети, за счет детального расчета и подбора энергоэффективного электросилового оборудования котельной, применения аппаратуры частотного регулирования и т.д.	.
Годовой расход воды составляет (при отсутствии ноннообменной установки ХВО)	0,30 тыс.м3,
_ в том числе для нужд централизованного ГВС потребителей от котельной -	тыс. м3 ;
_ в том числе на подпитку теплосети в объеме норматив. утечек 0,25% V системы -	0,04 тыс. м3;
_ в том числе на собственные нужды ХВО -	тыс.м3.
Удельный расход воды на выработку теплоэнергии составляет	1,84 м3/Гкал.
То же, без учета расхода воды на нужды ГВС	1,84 м3/Гкал.
В тарифе на тепловую энергию расходы на воду и канализацию составляют	3,17 %
или 81,06 руб/Гкал с учетом стоимости воды и стоков при расчетном расходе хоз.-бытовых	.
и производственных стоков от котельной	0,22 тыс.м3/год.
Потери тепла в тепловых сетях через теплоизоляционную конструкцию составляют	3,76 % от
объема отпускаемой теплоэнергии (с.н. котельной =	2,28 %) или 5,24 Гкал/год.
При этом при годовой выработке тепла	142,59 Гкал в тепловую сеть (за вычетом
собственных нужд котельной) отпускается	139,41 Гкал/год , что с учетом теплопотерь через
теплоизоляционную конструкцию трубопроводов соответствует отпуску потребителю без учета утечек	.
134,17 Гкал/год. Непроизводительные затраты с потерями тепловой энергии составляют	.
3,67 % относительно объема вырабатываемой энергии или	4,18 % в расчетном тарифе
на тепловую энергию. Нормативные потери с утечками сетевой воды составляют	от
расчетной тепловой нагрузки систем отопления, вентиляции и ГВС через ИТП (ЦТП)	или 0,24 Гкал/год.
Потери тепла через теплоизоляционную конструкцию тепловых сетей находятся в пределах нормы.	.
Содержание, обслуживание, ремонт -	26,03 % в калькуляции стоимости
1 Гкал тепловой энергии.	.
Фонд оплаты труда + отчисления -	27,57 % в калькуляции стоимости 1 Гкал тепловой
энергии.	.
Пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы -	6,68 % в калькуляции
стоимости 1 Гкал тепловой энергии	.
Прочие расходы (в т.ч. плата за выбросы загрязн. веществ) -	0,82 % в калькуляции
стоимости 1 Гкал тепловой энергии	.
Рентабельность -	4,53 % в калькуляции стоимости 1 Гкал тепловой
энергии.	.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Котельная 12 (11п Дербентское СП х Садовый)

Технико-экономических показатели работы котельной и тепловых сетей на перспективу :

Топливом для котельной служит	природный газ	
Резервный вид топлива не предусмотрен.		
К.п.д. работы котлов составляет	90,00 % ,	что соответствует или близко нормативному
показателю для данного типа котлов.		
Годовой расход натурального топлива (расчетный)	13,47 тыс.м3	
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии составляет	158,73 кгут/Гкал ,	
что соответствует нормативному показателю	158,73 кгут/Гкал.	
Топливная составляющая в калькуляции себестоимости реализации тепловой энергии составляет		
600,97 руб/Гкал или	26,52 % ;	
Удельный расход эл. энергии на выработку теплоэнергии составляет	28,16 кВт/Гкал.	
В тарифе на тепловую энергию расходы на электроэнергию составляют	116,02 руб/Гкал или	
5,12 %.		
Снижение удельного расхода эл. энергии возможно на базе гидравлических расчетов и гидравлической увязки работы теплосети, за счет детального расчета и подбора энергоэффективного электросилового оборудования котельной, применения аппаратуры частотного регулирования и т.д.		
Годовой расход воды составляет (при отсутствии ионнообменной установки ХВО)	0,20 тыс.м3,	
в том числе для нужд централизованного ГВС потребителей от котельной -	тыс. м3 ;	
в том числе на подпитку теплосети в объеме норматив. утечек 0,25% V системы -	0,03 тыс. м3;	
в том числе на собственные нужды ХВО -	тыс.м3.	
Удельный расход воды на выработку теплоэнергии составляет	2,57 м3/Гкал.	
То же, без учета расхода воды на нужды ГВС	2,57 м3/Гкал.	
В тарифе на тепловую энергию расходы на воду и канализацию составляют	5,01 %	
или 113,57 руб/Гкал с учетом стоимости воды и стоков при расчетном расходе хоз.-бытовых и производственных стоков от котельной	0,22 тыс.м3/год.	
Потери тепла в тепловых сетях через теплоизоляционную конструкцию составляют	1,76 % от	
объема отпускаемой теплоэнергии (с.н. котельной =	2,28 %) или 1,67 Гкал/год.	
При этом при годовой выработке тепла	96,95 Гкал в тепловую сеть (за вычетом	
собственных нужд котельной) отпускается	94,79 Гкал/год , что с учетом теплопотерь через	
теплоизоляционную конструкцию трубопроводов соответствует отпуску потребителю без учета утечек		
93,12 Гкал/год. Непроизводительные затраты с потерями тепловой энергии составляют		
1,72 % относительно объема вырабатываемой энергии или	1,89 % в расчетном тарифе	
на тепловую энергию. Нормативные потери с утечками сетевой воды составляют	от	
расчетной тепловой нагрузки систем отопления, вентиляции и ГВС через ИТП (ЦТП)	или 0,06 Гкал/год.	
Потери тепла через теплоизоляционную конструкцию тепловых сетей находятся в пределах нормы.		
Содержание, обслуживание, ремонт -	21,34 % в калькуляции стоимости	
1 Гкал тепловой энергии.		
Фонд оплаты труда + отчисления -	27,49 % в калькуляции стоимости 1 Гкал тепловой	
энергии.		
Пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы -	6,66 % в калькуляции	
стоимости 1 Гкал тепловой энергии		
Прочие расходы (в т.ч. плата за выбросы загрязн. веществ) -	1,37 % в калькуляции	
стоимости 1 Гкал тепловой энергии		
Рентабельность -	4,61 % в калькуляции стоимости 1 Гкал тепловой	
энергии.		

Технико-экономических показатели работы котельной и тепловых сетей на перспективу :

MK № 5

Котельная 14 (13п Дербентское СП х Садовый)

Технико-экономических показатели работы котельной и тепловых сетей на перспективу :

топливом для котельной служит	природный газ		
Резервный вид топлива не предусмотрен.			
К.п.д. работы котлов составляет	90,00 % ,	что соответствует или близко нормативному	
показателю для данного типа котлов.			
Годовой расход натурального топлива (расчетный)	5,55 тыс.м3		
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии составляет	158,73 кгут/Гкал ,		
что соответствует нормативному показателю	158,73 кгут/Гкал.		
Топливная составляющая в калькуляции себестоимости реализации тепловой энергии составляет			
600,97 руб/Гкал или 14,50 % ;			
Удельный расход эл. энергии на выработку теплоэнергии составляет	68,30 кВт/Гкал.		
В тарифе на тепловую энергию расходы на электроэнергию составляют	281,40 руб/Гкал или 6,79 %.		
Определение причин завышенного удельного расхода электроэнергии возможно на основе анализа			
детальных гидравлических расчетов теплосети, построения пьезометрических графиков, гидравлической			
увязки отдельных ветвей теплосети, возможности замены сущ. электросилового оборудования на			
современное, энергоэффективное и т.д.			
Годовой расход воды составляет (при отсутствии ионнообменной установки ХВО)	0,20 тыс.м3,		
_ в том числе для нужд централизованного ГВС потребителей от котельной -	тыс. м3 ;		
_ в том числе на подпитку теплосети в объеме норматив. утечек 0,25% V системы -	0,01 тыс. м3;		
_ в том числе на собственные нужды ХВО -	тыс.м3.		
Удельный расход воды на выработку теплоэнергии составляет	5,80 м3/Гкал.		
То же, без учета расхода воды на нужды ГВС	5,80 м3/Гкал.		
В тарифе на тепловую энергию расходы на воду и канализацию составляют	6,23 %		
или	258,25 руб/Гкал	с учетом стоимости воды и стоков при расчетном расходе хоз.-бытовых	
и производственных стоков от котельной	0,22 тыс.м3/год.		
Потери тепла в тепловых сетях через теплоизоляционную конструкцию составляют	% от		
объема отпускаемой теплоэнергии (с.н. котельной =	2,28 %) или	Гкал/год.	
При этом при годовой выработке тепла	39,97 Гкал	в тепловую сеть (за вычетом	
собственных нужд котельной) отпускается	39,08 Гкал/год , что с учетом теплопотерь через		
теплоизоляционную конструкцию трубопроводов соответствует отпуску потребителю без учета утечек			
39,08 Гкал/год.	Непроизводительные затраты с потерями тепловой энергии составляют		
% относительно объема вырабатываемой энергии или	% в расчетном тарифе		
на тепловую энергию. Нормативные потери с утечками сетевой воды составляют	от		
расчетной тепловой нагрузки систем	отопления, вентиляции и ГВС через ИТП (ЦТП)		или Гкал/год.
Потери тепла через теплоизоляционную конструкцию тепловых сетей находятся в пределах нормы.			

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						МК № 5	Лист
							43
Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		

Технико-экономических показатели работы котельной и тепловых сетей на перспективу :

MK № 5

Котельная 16 (15п Дербентское СП х Танцура Крамаренко)

Технико-экономических показатели работы котельной и тепловых сетей на перспективу :

Топливом для котельной служит	природный газ	
Резервный вид топлива не предусмотрен.		
К.п.д. работы котлов составляет	90,00 % ,	что соответствует или близко нормативному
показателю для данного типа котлов.		
Годовой расход натурального топлива (расчетный)	11,08 тыс.м3	
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии составляет	158,73 кгут/Гкал.	158,73 кгут/Гкал ,
что соответствует нормативному показателю		
Топливная составляющая в калькуляции себестоимости реализации тепловой энергии составляет	600,97 руб/Гкал или 22,97 % ;	
Удельный расход эл. энергии на выработку теплоэнергии составляет		34,21 кВт/Гкал.
В тарифе на тепловую энергию расходы на электроэнергию составляют	5,39 %.	140,95 руб/Гкал или
Снижение удельного расхода эл. энергии возможно на базе гидравлических расчетов и гидравлической увязки работы теплосети, за счет детального расчета и подбора энергоэффективного электросилового оборудования котельной, применения аппаратуры частотного регулирования и т.д.		
Годовой расход воды составляет (при отсутствии ноннообменной установки ХВО)		0,20 тыс.м3,
_ в том числе для нужд централизованного ГВС потребителей от котельной -		тыс. м3 ;
_ в том числе на подпитку теплосети в объеме норматив. утечек 0,25% V системы -		0,02 тыс. м3;
_ в том числе на собственные нужды ХВО -	тыс.м3.	
Удельный расход воды на выработку теплоэнергии составляет		3,06 м3/Гкал.
То же, без учета расхода воды на нужды ГВС	3,06 м3/Гкал.	
В тарифе на тепловую энергию расходы на воду и канализацию составляют		5,18 %
или 135,41 руб/Гкал с учетом стоимости воды и стоков при расчетном расходе хоз.-бытовых и производственных стоков от котельной	0,22 тыс.м3/год.	
Потери тепла в тепловых сетях через теплоизоляционную конструкцию составляют		1,89 % от
объема отпускаемой теплоэнергии (с.н. котельной =	2,28 %) или 1,48 Гкал/год.	
При этом при годовой выработке тепла	79,80 Гкал	в тепловую сеть (за вычетом
собственных нужд котельной) отпускается	78,02 Гкал/год , что с учетом теплопотерь через	
теплоизоляционную конструкцию трубопроводов соответствует отпуску потребителю без учета утечек		
76,54 Гкал/год. Непроизводительные затраты с потерями тепловой энергии составляют		
1,85 % относительно объема вырабатываемой энергии или	2,04 %	в расчетном тарифе
на тепловую энергию. Нормативные потери с утечками сетевой воды составляют		от
расчетной тепловой нагрузки систем	отопления, вентиляции и ГВС через ИТП (ЦТП) или	0,05 Гкал/год.
Потери тепла через теплоизоляционную конструкцию тепловых сетей находятся в пределах нормы.		
Содержание, обслуживание, ремонт -	22,46 %	в калькуляции стоимости
1 Гкал тепловой энергии.		
Фонд оплаты труда + отчисления -	28,93 %	в калькуляции стоимости 1 Гкал тепловой
энергии.		
Пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы -	7,01 %	в калькуляции
стоимости 1 Гкал тепловой энергии		
Прочие расходы (в т.ч. плата за выбросы загрязн. веществ) -		1,44 % в калькуляции
стоимости 1 Гкал тепловой энергии		
Рентабельность -	4,60 %	в калькуляции стоимости 1 Гкал тепловой
энергии.		

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						МК № 5
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	

Технико-экономических показатели работы котельной и тепловых сетей на перспективу :

Топливом для котельной служит	природный газ	
Резервный вид топлива не предусмотрен.		
К.п.д. работы котлов составляет	90,00 % ,	что соответствует или близко нормативному
показателю для данного типа котлов.		
Годовой расход натурального топлива (расчетный)	147,90 тыс.м3	
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии составляет		158,73 кгут/Ткал ,
что соответствует нормативному показателю	158,73 кгут/Ткал.	
Топливная составляющая в калькуляции себестоимости реализации тепловой энергии составляет		
600,97 руб/Ткал или	33,78 % ;	
Удельный расход эл. энергии на выработку теплоэнергии составляет		16,51 кВт/Ткал.
В тарифе на тепловую энергию расходы на электроэнергию составляют		68,04 руб/Ткал или
3,82 %.		
Показатель удельного расхода электроэнергии свидетельствует о высокой энергоэффективности		
работы котельной в части потребления электроэнергии.		
Годовой расход воды с учетом работы оборудования ХВО составляет		0,60 тыс.м3,
_ в том числе для нужд централизованного ГВС потребителей от котельной -		тыс. м3 ;
_ в том числе на подпитку теплосети в объеме норматив. утечек 0,25% V системы -		0,31 тыс. м3;
_ в том числе на собственные нужды ХВО -	0,03 тыс.м3.	
Удельный расход воды на выработку теплоэнергии составляет		0,52 м3/Ткал.
То же, без учета расхода воды на нужды ГВС	0,52 м3/Ткал.	
В тарифе на тепловую энергию расходы на воду и канализацию составляют		1,45 %
или	25,73 руб/Ткал	с учетом стоимости воды и стоков при расчетном расходехоз.-бытовых
и производственных стоков от котельной	0,25 тыс.м3/год.	
Потери тепла в тепловых сетях через теплоизоляционную конструкцию составляют		% от
объема отпускаемой теплоэнергии (с.н. котельной =	2,28 %) или	Гкал/год.
При этом при годовой выработке тепла	1064,91 Гкал	в тепловую сеть (за вычетом
собственных нужд котельной) отпускается	1041,18 Гкал/год ,	что с учетом теплопотерь через
теплоизоляционную конструкцию трубопроводов соответствует отпуску потребителю без учета утечек		
1041,18 Гкал/год.	Непроизводительные затраты с потерями тепловой энергии составляют	
% относительно объема вырабатываемой энергии или		% в расчетном тарифе
на тепловую энергию. Нормативные потери с утечками сетевой воды составляют		от
расчетной тепловой нагрузки систем	отопления, вентиляции и ГВС через ИТП (ЦТП)	или Гкал/год.
Потери тепла через теплоизоляционную конструкцию тепловых сетей находятся в пределах нормы.		

Содержание, обслуживание, ремонт -	9,84 % в калькуляции стоимости
1 Гкал тепловой энергии.	
Фонд оплаты труда + отчисления -	37,19 % в калькуляции стоимости 1 Гкал тепловой
энергии.	
Пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы -	9,01 % в калькуляции
стоимости 1 Гкал тепловой энергии	.
Прочие расходы (в т.ч. плата за выбросы загрязн. веществ) -	0,16 % в калькуляции
стоимости 1 Гкал тепловой энергии	
Рентабельность -	4,76 % в калькуляции стоимости 1 Гкал тепловой
энергии.	

Котельная 18 (17п Дербентское СП х Танцура Крамаренко)

Технико-экономических показатели работы котельной и тепловых сетей на перспективу :

Топливом для котельной служит	природный газ	
Резервный вид топлива не предусмотрен.	.	
К.п.д. работы котлов составляет	90,00 % ,	что соответствует или близко нормативному
показателю для данного типа котлов.		
.		
Годовой расход натурального топлива (расчетный)	47,54 тыс.м3	
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии составляет		158,73 кгут/Гкал ,
что соответствует нормативному показателю	158,73 кгут/Гкал.	
.		
Топливная составляющая в калькуляции себестоимости реализации тепловой энергии составляет		
600,97 руб/Гкал или	28,56 % ;	
Удельный расход эл. энергии на выработку теплоэнергии составляет		23,51 кВт/Гкал.
В тарифе на тепловую энергию расходы на электроэнергию составляют		96,86 руб/Гкал или
4,60 %.		
Снижение удельного расхода эл. энергии возможно на базе гидравлических расчетов и гидравлической увязки работы теплосети, за счет детального расчета и подбора энергоэффективного электросилового оборудования котельной, применения аппаратуры частотного регулирования и т.д.		
.		
Годовой расход воды с учетом работы оборудования ХВО составляет		0,30 тыс.м3,
_ в том числе для нужд централизованного ГВС потребителей от котельной -		тыс. м3 ;
_ в том числе на подпитку теплосети в объеме норматив. утечек 0,25% V системы -		0,10 тыс. м3;
_ в том числе на собственные нужды ХВО -	0,01 тыс.м3.	
Удельный расход воды на выработку теплоэнергии составляет		0,96 м3/Гкал.
То же, без учета расхода воды на нужды ГВС	0,96 м3/Гкал.	
В тарифе на тепловую энергию расходы на воду и канализацию составляют		2,32 %
или 48,91 руб/Гкал с учетом стоимости воды и стоков при расчетном расходе хоз.-бытовых		
и производственных стоков от котельной	0,23 тыс.м3/год.	
.		
Потери тепла в тепловых сетях через теплоизоляционную конструкцию составляют		% от
объема отпускаемой теплоэнергии (с.н. котельной =	2,28 %) или	Гкал/год.
При этом при годовой выработке тепла	342,29 Гкал	в тепловую сеть (за вычетом
собственных нужд котельной) отпускается	334,66 Гкал/год , что с учетом теплопотерь через	
теплоизоляционную конструкцию трубопроводов соответствует отпуску потребителю без учета утечек		
334,66 Гкал/год.	Непроизводительные затраты с потерями тепловой энергии составляют	
% относительно объема вырабатываемой энергии или		% в расчетном тарифе
на тепловую энергию. Нормативные потери с утечками сетевой воды составляют		от
расчетной тепловой нагрузки систем	отопления, вентиляции и ГВС через ИТП (ЦТП)	или Гкал/год.
Потери тепла через теплоизоляционную конструкцию тепловых сетей находятся в пределах нормы.		
.		
.		
Содержание, обслуживание, ремонт -	17,70 % в калькуляции стоимости	
1 Гкал тепловой энергии.		
Фонд оплаты труда + отчисления -	33,53 % в калькуляции стоимости 1 Гкал тепловой	
энергии.		
Пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы -	8,12 % в калькуляции	
стоимости 1 Гкал тепловой энергии		
Прочие расходы (в т.ч. плата за выбросы загрязн. веществ) -	0,42 % в калькуляции	
стоимости 1 Гкал тепловой энергии		
Рентабельность -	4,74 % в калькуляции стоимости 1 Гкал тепловой	
энергии.		

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						МК № 5
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата	

Котельная 19 (18п Дербентское СП х Танцура Крамаренко)

Технико-экономических показатели работы котельной и тепловых сетей на перспективу :

Топливом для котельной служит	природный газ		
Резервный вид топлива не предусмотрен.			
К.п.д. работы котлов составляет	90,00 % ,	что соответствует или близко нормативному	
показателю для данного типа котлов.			
Годовой расход натурального топлива (расчетный)	6,34 тыс.м3		
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии составляет			158,73 кгут/Гкал ,
что соответствует нормативному показателю	158,73 кгут/Гкал.		
Топливная составляющая в калькуляции себестоимости реализации тепловой энергии составляет			
600,97 руб/Гкал или 16,20 % ;			
Удельный расход эл. энергии на выработку теплоэнергии составляет			59,82 кВт/Гкал.
В тарифе на тепловую энергию расходы на электроэнергию составляют			246,45 руб/Гкал или
6,64 %.			
Определение причин завышенного удельного расхода электроэнергии возможно на основе анализа			
детальных гидравлических расчетов теплосети, построения пьезометрических графиков, гидравлической			
увязки отдельных ветвей теплосети, возможности замены сущ. электросилового оборудования на			
современное, энергоэффективное и т.д.			
Годовой расход воды составляет (при отсутствии ионнообменной установки ХВО)			0,20 тыс.м3,
_ в том числе для нужд централизованного ГВС потребителей от котельной -			тыс. м3 ;
_ в том числе на подпитку теплосети в объеме норматив. утечек 0,25% V системы -			0,01 тыс. м3;
_ в том числе на собственные нужды ХВО -	тыс.м3.		
Удельный расход воды на выработку теплоэнергии составляет	5,12 м3/Гкал.		
То же, без учета расхода воды на нужды ГВС	5,12 м3/Гкал.		
В тарифе на тепловую энергию расходы на воду и канализацию составляют			6,14 %
или	227,69 руб/Гкал	с учетом стоимости воды и стоков при расчетном расходе хоз.-бытовых	
и производственных стоков от котельной	0,22 тыс.м3/год.		
Потери тепла в тепловых сетях через теплоизоляционную конструкцию составляют			% от
объема отпускаемой теплоэнергии (с.н. котельной =	2,28 %) или		Гкал/год.
При этом при годовой выработке тепла	45,64 Гкал	в тепловую сеть (за вычетом	
собственных нужд котельной) отпускается	44,62 Гкал/год , что с учетом теплопотерь через		
теплоизоляционную конструкцию трубопроводов соответствует отпуску потребителю без учета утечек			
44,62 Гкал/год.	Непроизводительные затраты с потерями тепловой энергии составляют		
% относительно объема вырабатываемой энергии или			% в расчетном тарифе
на тепловую энергию. Нормативные потери с утечками сетевой воды составляют			от
расчетной тепловой нагрузки систем	отопления, вентиляции и ГВС через ИТП (ЦТП)		или Гкал/год.
Потери тепла через теплоизоляционную конструкцию тепловых сетей находятся в пределах нормы.			

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						МК № 5	Лист
							48
Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		

Котельная 20 (19п Дербентское СП х Танцура Крамаренко)

Технико-экономических показатели работы котельной и тепловых сетей на перспективу :

Топливом для котельной служит	природный газ	
Резервный вид топлива не предусмотрен.	.	
К.п.д. работы котлов составляет	90,00 % ,	что соответствует или близко нормативному
показателю для данного типа котлов.		
.	.	.
Годовой расход натурального топлива (расчетный)	1302,08 тыс.м3	
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии составляет		158,73 кгут/Гкал ,
что соответствует нормативному показателю	158,73 кгут/Гкал.	
.	.	.
Топливная составляющая в калькуляции себестоимости реализации тепловой энергии составляет		
600,97 руб/Гкал или	35,98 % ;	
Удельный расход эл. энергии на выработку теплоэнергии составляет		27,00 кВт/Гкал.
В тарифе на тепловую энергию расходы на электроэнергию составляют		111,26 руб/Гкал или
6,66 %.		
Снижение удельного расхода эл. энергии возможно на базе гидравлических расчетов и гидравлической увязки работы теплосети, за счет детального расчета и подбора энергоэффективного электросилового оборудования котельной, применения аппаратуры частотного регулирования и т.д.		
.		
Годовой расход воды с учетом работы оборудования ХВО составляет		3,30 тыс.м3,
_ в том числе для нужд централизованного ГВС потребителей от котельной -		тыс. м3 ;
_ в том числе на подпитку теплосети в объеме норматив. утечек 0,25% V системы -		2,72 тыс. м3;
_ в том числе на собственные нужды ХВО -	0,22 тыс.м3.	
Удельный расход воды на выработку теплоэнергии составляет		0,35 м3/Гкал.
То же, без учета расхода воды на нужды ГВС	0,35 м3/Гкал.	
В тарифе на тепловую энергию расходы на воду и канализацию составляют		0,99 %
или	16,56 руб/Гкал	с учетом стоимости воды и стоков при расчетном расходе хоз.-бытовых
и производственных стоков от котельной	0,54 тыс.м3/год.	
.		
Потери тепла в тепловых сетях через теплоизоляционную конструкцию составляют		0,78 % от
объема отпускаемой теплоэнергии (с.н. котельной =	2,28 %) или	71,40 Гкал/год.
При этом при годовой выработке тепла	9374,98 Гкал	в тепловую сеть (за вычетом
собственных нужд котельной) отпускается	9166,00 Гкал/год ,	что с учетом теплопотерь через
теплоизоляционную конструкцию трубопроводов соответствует отпуску потребителю без учета утечек		
9094,60 Гкал/год.	Непроизводительные затраты с потерями тепловой энергии составляют	
0,76 % относительно объема вырабатываемой энергии или		0,98 % в расчетном тарифе
на тепловую энергию. Нормативные потери с утечками сетевой воды составляют		от
расчетной тепловой нагрузки систем	отопления, вентиляции и ГВС через ИТП (ЦТП)	или 15,69 Гкал/год.
Потери тепла через теплоизоляционную конструкцию тепловых сетей находятся в пределах нормы.		
.		
.		
Содержание, обслуживание, ремонт -	4,66 % в калькуляции стоимости	
1 Гкал тепловой энергии.		
Фонд оплаты труда + отчисления -	37,02 % в калькуляции стоимости 1 Гкал тепловой	
энергии.		
Пусковые, цеховые, общехозяйственные расходы -	8,97 % в калькуляции	
стоимости 1 Гкал тепловой энергии		
Прочие расходы (в т.ч. плата за выбросы загрязн. веществ) -		0,02 % в калькуляции
стоимости 1 Гкал тепловой энергии		
Рентабельность -	4,72 % в калькуляции стоимости 1 Гкал тепловой	
энергии.		

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						МК № 5	Лист
Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		49

Приложение 7. (к пункту 8-б)

Расчёты по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов аварийных видов топлива.

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							МК № 5	Лист
										50
			Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Котельная 2 (1п Дербентское СП х Дербентский)

Расчётная выработка тепловой энергии по кварталам			Расход топлива по кварталам		
I кв.	1198,70	Гкал	I кв.	190,27	тут
II кв.	245,46	Гкал	II кв.	38,96	тут
III кв.	184,08	Гкал	III кв.	29,22	тут
IV кв.	836,67	Гкал	IV кв.	132,80	тут
Итого :	2464,91	Гкал/год	Итого :	391,26	тут/год

Расчет 5-суточного запаса резервного (жидкого) топлива :					
1.	Расход тепла средний за сутки для самого холодного месяца в году (январь) :				
	Qсут. о =	12,96 Гкал/сут ;	Qсут. в =	Гкал/сут ;	Qсут.гвс = 2,05 Гкал/сут ; Qсут.тех = Гкал/сут
2.	Расход жидкого топлива 1754,51 кг/сут 1,98 м3/сут при расчетной температуре наружного воздуха				
2.	Плотность топлива	887,17 кг/м3	при Т ж.п.т. =	-18 °С	
5.	Среднечасовой расход жидкого топлива в январе-месяце 73,10 кг/час				
4.	Плотность топлива	874,81 кг/м3	при Т ср. января	-1 °С	
7.	Суточный расход топлива для января 2,01 м3/сут				
8.	5-суточный расход топлива для января 10,03 м3				
9.	Рекомендуется	2 резервуара по	5,00 м3	для хранения 5-суточного запаса резервного топлива	

Котельная 3 (2п Дербентское СП х Дербентский)

Расчётная выработка тепловой энергии по кварталам			Расход топлива по кварталам		
I кв.	212,53	Гкал	I кв.	33,73	тут
II кв.	50,89	Гкал	II кв.	8,08	тут
III кв.	39,10	Гкал	III кв.	6,21	тут
IV кв.	153,88	Гкал	IV кв.	24,42	тут
Итого :	456,39	Гкал/год	Итого :	72,44	тут/год

Расчет 5-суточного запаса резервного (жидкого) топлива :					
1.	Расход тепла средний за сутки для самого холодного месяца в году (январь) :				
	Qсут. о =	1,29 Гкал/сут ;	Qсут. в =	0,72 Гкал/сут ;	Qсут.гвс = 0,44 Гкал/сут ; Qсут.тех = Гкал/сут
2.	Расход жидкого топлива 286,66 кг/сут 0,32 м3/сут при расчетной температуре наружного воздуха				
2.	Плотность топлива	889,39 кг/м3	при Т ж.п.т. =	-21 °С	
5.	Среднечасовой расход жидкого топлива в январе-месяце 11,94 кг/час				
4.	Плотность топлива	874,81 кг/м3	при Т ср. января	-1 °С	
7.	Суточный расход топлива для января 0,33 м3/сут				
8.	5-суточный расход топлива для января 1,64 м3				
9.	Рекомендуется	2 резервуара по	3,00 м3	для хранения 5-суточного запаса резервного топлива	

Котельная 4 (3п Дербентское СП х Лютых)

Расчётная выработка тепловой энергии по кварталам			Расход топлива по кварталам		
I кв.	46,05	Гкал	I кв.	7,31	тут
II кв.	11,03	Гкал	II кв.	1,75	тут
III кв.	8,47	Гкал	III кв.	1,34	тут
IV кв.	33,34	Гкал	IV кв.	5,29	тут
Итого :	98,88	Гкал/год	Итого :	15,70	тут/год

Расчет 5-суточного запаса резервного (жидкого) топлива :					
1.	Расход тепла средний за сутки для самого холодного месяца в году (январь) :				
	Qсут. о =	0,28 Гкал/сут ;	Qсут. в =	0,16 Гкал/сут ;	Qсут.гвс = 0,10 Гкал/сут ; Qсут.тех = Гкал/сут
2.	Расход жидкого топлива 62,11 кг/сут 0,07 м3/сут при расчетной температуре наружного воздуха				
2.	Плотность топлива	889,39 кг/м3	при Т ж.п.т. =	-21 °С	
5.	Среднечасовой расход жидкого топлива в январе-месяце 2,59 кг/час				
4.	Плотность топлива	874,81 кг/м3	при Т ср. января	-1 °С	
7.	Суточный расход топлива для января 0,07 м3/сут				
8.	5-суточный расход топлива для января 0,35 м3				
9.	Рекомендуется	2 резервуара по	3,00 м3	для хранения 5-суточного запаса резервного топлива	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата

Котельная 5 (4п Дербентское СП х Лютых)

Расчётная выработка тепловой энергии по кварталам	
I кв.	38,13 Гкал
II кв.	9,07 Гкал
III кв.	6,95 Гкал
IV кв.	27,58 Гкал
Итого :	81,73 Гкал/год

Расход топлива по кварталам	
I кв.	6,05 тут
II кв.	1,44 тут
III кв.	1,10 тут
IV кв.	4,38 тут
Итого :	12,97 тут/год

Расчет 5-суточного запаса резервного (жидкого) топлива :	
1.	Расход тепла средний за сутки для самого холодного месяца в году (январь) : Q _{сут. о} = 0,23 Гкал/сут ; Q _{сут. в} = 0,13 Гкал/сут ; Q _{сут.гвс} = 0,08 Гкал/сут ; Q _{сут.тех} = Гкал/сут
2.	Расход жидкого топлива 51,43 кг/сут 0,06 м3/сут при расчетной температуре наружного воздуха
2.	Плотность топлива 889,39 кг/м3 при Т ж.п.т. = -21 °С
5.	Среднечасовой расход жидкого топлива в январе-месяце 2,14 кг/час
4.	Плотность топлива 874,81 кг/м3 при Т ср. января -1 °С
7.	Суточный расход топлива для января 0,06 м3/сут
8.	5-суточный расход топлива для января 0,29 м3
9.	Рекомендуется 2 резервуара по 3,00 м3 для хранения 5-суточного запаса резервного топлива

Котельная 6 (5п Дербентское СП х Лютых)

Расчётная выработка тепловой энергии по кварталам	
I кв.	21,25 Гкал
II кв.	5,09 Гкал
III кв.	3,91 Гкал
IV кв.	15,39 Гкал
Итого :	45,64 Гкал/год

Расход топлива по кварталам	
I кв.	3,37 тут
II кв.	0,81 тут
III кв.	0,62 тут
IV кв.	2,44 тут
Итого :	7,24 тут/год

Расчет 5-суточного запаса резервного (жидкого) топлива :	
1.	Расход тепла средний за сутки для самого холодного месяца в году (январь) : Q _{сут. о} = 0,13 Гкал/сут ; Q _{сут. в} = 0,07 Гкал/сут ; Q _{сут.гвс} = 0,04 Гкал/сут ; Q _{сут.тех} = Гкал/сут
2.	Расход жидкого топлива 28,67 кг/сут 0,03 м3/сут при расчетной температуре наружного воздуха
2.	Плотность топлива 889,39 кг/м3 при Т ж.п.т. = -21 °С
5.	Среднечасовой расход жидкого топлива в январе-месяце 1,19 кг/час
4.	Плотность топлива 874,81 кг/м3 при Т ср. января -1 °С
7.	Суточный расход топлива для января 0,03 м3/сут
8.	5-суточный расход топлива для января 0,16 м3
9.	Рекомендуется #Н/Д #Н/Д #Н/Д м3 для хранения 5-суточного запаса резервного топлива

Котельная 7 (6п Дербентское СП х Мирный)

Расчётная выработка тепловой энергии по кварталам	
I кв.	106,26 Гкал
II кв.	25,44 Гкал
III кв.	19,55 Гкал
IV кв.	76,94 Гкал
Итого :	228,19 Гкал/год

Расход топлива по кварталам	
I кв.	16,87 тут
II кв.	4,04 тут
III кв.	3,10 тут
IV кв.	12,21 тут
Итого :	36,22 тут/год

Расчет 5-суточного запаса резервного (жидкого) топлива :	
1.	Расход тепла средний за сутки для самого холодного месяца в году (январь) : Q _{сут. о} = 0,65 Гкал/сут ; Q _{сут. в} = 0,36 Гкал/сут ; Q _{сут.гвс} = 0,22 Гкал/сут ; Q _{сут.тех} = Гкал/сут
2.	Расход жидкого топлива 143,33 кг/сут 0,16 м3/сут при расчетной температуре наружного воздуха
2.	Плотность топлива 889,39 кг/м3 при Т ж.п.т. = -21 °С
5.	Среднечасовой расход жидкого топлива в январе-месяце 5,97 кг/час
4.	Плотность топлива 874,81 кг/м3 при Т ср. января -1 °С
7.	Суточный расход топлива для января 0,16 м3/сут
8.	5-суточный расход топлива для января 0,82 м3
9.	Рекомендуется 2 резервуара по 3,00 м3 для хранения 5-суточного запаса резервного топлива

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата

Котельная 8 (7п Дербентское СП х Мирный)

Расчётная выработка тепловой энергии по кварталам	
I кв.	55,00 Гкал
II кв.	13,05 Гкал
III кв.	9,99 Гкал
IV кв.	39,78 Гкал
Итого :	117,83 Гкал/год

Расход топлива по кварталам	
I кв.	8,73 тут
II кв.	2,07 тут
III кв.	1,59 тут
IV кв.	6,31 тут
Итого :	18,70 тут/год

Расчет 5-суточного запаса резервного (жидкого) топлива :	
1.	Расход тепла средний за сутки для самого холодного месяца в году (январь) : Q _{сут. о} = 0,33 Гкал/сут ; Q _{сут. в} = 0,19 Гкал/сут ; Q _{сут.гвс} = 0,11 Гкал/сут ; Q _{сут.тех} = Гкал/сут
2.	Расход жидкого топлива 74,19 кг/сут 0,08 м3/сут при расчетной температуре наружного воздуха
2.	Плотность топлива 889,39 кг/м3 при Т ж.п.т. = -21 °С
5.	Среднечасовой расход жидкого топлива в январе-месяце 3,09 кг/час
4.	Плотность топлива 874,81 кг/м3 при Т ср. января -1 °С
7.	Суточный расход топлива для января 0,08 м3/сут
8.	5-суточный расход топлива для января 0,42 м3
9.	Рекомендуется 2 резервуара по 3,00 м3 для хранения 5-суточного запаса резервного топлива

Котельная 9 (8п Дербентское СП х Мирный)

Расчётная выработка тепловой энергии по кварталам	
I кв.	47,92 Гкал
II кв.	11,36 Гкал
III кв.	8,69 Гкал
IV кв.	34,65 Гкал
Итого :	102,62 Гкал/год

Расход топлива по кварталам	
I кв.	7,61 тут
II кв.	1,80 тут
III кв.	1,38 тут
IV кв.	5,50 тут
Итого :	16,29 тут/год

Расчет 5-суточного запаса резервного (жидкого) топлива :	
1.	Расход тепла средний за сутки для самого холодного месяца в году (январь) : Q _{сут. о} = 0,29 Гкал/сут ; Q _{сут. в} = 0,17 Гкал/сут ; Q _{сут.гвс} = 0,10 Гкал/сут ; Q _{сут.тех} = Гкал/сут
2.	Расход жидкого топлива 64,63 кг/сут 0,07 м3/сут при расчетной температуре наружного воздуха
2.	Плотность топлива 889,39 кг/м3 при Т ж.п.т. = -21 °С
5.	Среднечасовой расход жидкого топлива в январе-месяце 2,69 кг/час
4.	Плотность топлива 874,81 кг/м3 при Т ср. января -1 °С
7.	Суточный расход топлива для января 0,07 м3/сут
8.	5-суточный расход топлива для января 0,37 м3
9.	Рекомендуется 2 резервуара по 3,00 м3 для хранения 5-суточного запаса резервного топлива

Котельная 10 (9п Дербентское СП х Мирный)

Расчётная выработка тепловой энергии по кварталам	
I кв.	38,96 Гкал
II кв.	9,33 Гкал
III кв.	7,17 Гкал
IV кв.	28,21 Гкал
Итого :	83,67 Гкал/год

Расход топлива по кварталам	
I кв.	6,18 тут
II кв.	1,48 тут
III кв.	1,14 тут
IV кв.	4,48 тут
Итого :	13,28 тут/год

Расчет 5-суточного запаса резервного (жидкого) топлива :	
1.	Расход тепла средний за сутки для самого холодного месяца в году (январь) : Q _{сут. о} = 0,24 Гкал/сут ; Q _{сут. в} = 0,13 Гкал/сут ; Q _{сут.гвс} = 0,08 Гкал/сут ; Q _{сут.тех} = Гкал/сут
2.	Расход жидкого топлива 52,55 кг/сут 0,06 м3/сут при расчетной температуре наружного воздуха
2.	Плотность топлива 889,39 кг/м3 при Т ж.п.т. = -21 °С
5.	Среднечасовой расход жидкого топлива в январе-месяце 2,19 кг/час
4.	Плотность топлива 874,81 кг/м3 при Т ср. января -1 °С
7.	Суточный расход топлива для января 0,06 м3/сут
8.	5-суточный расход топлива для января 0,30 м3
9.	Рекомендуется 2 резервуара по 3,00 м3 для хранения 5-суточного запаса резервного топлива

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

						МК № 5	Лист
							53
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		

Котельная 11 (10п Дербентское СП х Садовый)

Расчётная выработка тепловой энергии по кварталам	
I кв.	66,47 Гкал
II кв.	15,86 Гкал
III кв.	12,16 Гкал
IV кв.	48,10 Гкал
Итого :	142,59 Гкал/год

Расход топлива по кварталам	
I кв.	10,55 тут
II кв.	2,52 тут
III кв.	1,93 тут
IV кв.	7,64 тут
Итого :	22,63 тут/год

Расчет 5-суточного запаса резервного (жидкого) топлива :	
1.	Расход тепла средний за сутки для самого холодного месяца в году (январь) : Q _{сут. о} = 0,40 Гкал/сут ; Q _{сут. в} = 0,23 Гкал/сут ; Q _{сут.гвс} = 0,14 Гкал/сут ; Q _{сут.тех} = Гкал/сут
2.	Расход жидкого топлива 89,65 кг/сут 0,10 м3/сут при расчетной температуре наружного воздуха
2.	Плотность топлива 889,39 кг/м3 при Т ж.п.т. = -21 °С
5.	Среднечасовой расход жидкого топлива в январе-месяце 3,74 кг/час
4.	Плотность топлива 874,81 кг/м3 при Т ср. января -1 °С
7.	Суточный расход топлива для января 0,10 м3/сут
8.	5-суточный расход топлива для января 0,51 м3
9.	Рекомендуется 2 резервуара по 3,00 м3 для хранения 5-суточного запаса резервного топлива

Котельная 12 (11п Дербентское СП х Садовый)

Расчётная выработка тепловой энергии по кварталам	
I кв.	45,21 Гкал
II кв.	10,77 Гкал
III кв.	8,25 Гкал
IV кв.	32,71 Гкал
Итого :	96,95 Гкал/год

Расход топлива по кварталам	
I кв.	7,18 тут
II кв.	1,71 тут
III кв.	1,31 тут
IV кв.	5,19 тут
Итого :	15,39 тут/год

Расчет 5-суточного запаса резервного (жидкого) топлива :	
1.	Расход тепла средний за сутки для самого холодного месяца в году (январь) : Q _{сут. о} = 0,27 Гкал/сут ; Q _{сут. в} = 0,16 Гкал/сут ; Q _{сут.гвс} = 0,09 Гкал/сут ; Q _{сут.тех} = Гкал/сут
2.	Расход жидкого топлива 60,98 кг/сут 0,07 м3/сут при расчетной температуре наружного воздуха
2.	Плотность топлива 889,39 кг/м3 при Т ж.п.т. = -21 °С
5.	Среднечасовой расход жидкого топлива в январе-месяце 2,54 кг/час
4.	Плотность топлива 874,81 кг/м3 при Т ср. января -1 °С
7.	Суточный расход топлива для января 0,07 м3/сут
8.	5-суточный расход топлива для января 0,35 м3
9.	Рекомендуется 2 резервуара по 3,00 м3 для хранения 5-суточного запаса резервного топлива

Котельная 13 (12п Дербентское СП х Садовый)

Расчётная выработка тепловой энергии по кварталам	
I кв.	111,68 Гкал
II кв.	26,62 Гкал
III кв.	20,42 Гкал
IV кв.	80,81 Гкал
Итого :	239,53 Гкал/год

Расход топлива по кварталам	
I кв.	17,73 тут
II кв.	4,23 тут
III кв.	3,24 тут
IV кв.	12,83 тут
Итого :	38,02 тут/год

Расчет 5-суточного запаса резервного (жидкого) топлива :	
1.	Расход тепла средний за сутки для самого холодного месяца в году (январь) : Q _{сут. о} = 0,67 Гкал/сут ; Q _{сут. в} = 0,38 Гкал/сут ; Q _{сут.гвс} = 0,23 Гкал/сут ; Q _{сут.тех} = Гкал/сут
2.	Расход жидкого топлива 150,63 кг/сут 0,17 м3/сут при расчетной температуре наружного воздуха
2.	Плотность топлива 889,39 кг/м3 при Т ж.п.т. = -21 °С
5.	Среднечасовой расход жидкого топлива в январе-месяце 6,28 кг/час
4.	Плотность топлива 874,81 кг/м3 при Т ср. января -1 °С
7.	Суточный расход топлива для января 0,17 м3/сут
8.	5-суточный расход топлива для января 0,86 м3
9.	Рекомендуется 2 резервуара по 3,00 м3 для хранения 5-суточного запаса резервного топлива

Изм.	Коп.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Котельная 14 (13п Дербентское СП х Садовый)

Расчётная выработка тепловой энергии по кварталам			Расход топлива по кварталам		
I кв.	18,54	Гкал	I кв.	2,94	тут
II кв.	4,50	Гкал	II кв.	0,71	тут
III кв.	3,48	Гкал	III кв.	0,55	тут
IV кв.	13,45	Гкал	IV кв.	2,14	тут
Итого :	39,97	Гкал/год	Итого :	6,34	тут/год

Расчет 5-суточного запаса резервного (жидкого) топлива :					
1.	Расход тепла средний за сутки для самого холодного месяца в году (январь) :				
	Q _{сут. о} =	0,11 Гкал/сут ;	Q _{сут. в} =	0,06 Гкал/сут ; Q _{сут.гвс} =	0,04 Гкал/сут ; Q _{сут.тех} = Гкал/сут
2.	Расход жидкого топлива 25,01 кг/сут 0,03 м3/сут при расчетной температуре наружного воздуха				
2.	Плотность топлива 889,39 кг/м3 при Т ж.п.т. = -21 °С				
5.	Среднечасовой расход жидкого топлива в январе-месяце 1,04 кг/час				
4.	Плотность топлива 874,81 кг/м3 при Т ср. января -1 °С				
7.	Суточный расход топлива для января 0,03 м3/сут				
8.	5-суточный расход топлива для января 0,14 м3				
9.	Рекомендуется #Н/Д #Н/Д #Н/Д м3 для хранения 5-суточного запаса резервного топлива				

Котельная 15 (14п Дербентское СП х Танцура Крамаренко)

Расчётная выработка тепловой энергии по кварталам			Расход топлива по кварталам		
I кв.	37,29	Гкал	I кв.	5,92	тут
II кв.	8,81	Гкал	II кв.	1,40	тут
III кв.	6,73	Гкал	III кв.	1,07	тут
IV кв.	26,96	Гкал	IV кв.	4,28	тут
Итого :	79,80	Гкал/год	Итого :	12,67	тут/год

Расчет 5-суточного запаса резервного (жидкого) топлива :					
1.	Расход тепла средний за сутки для самого холодного месяца в году (январь) :				
	Q _{сут. о} =	0,22 Гкал/сут ;	Q _{сут. в} =	0,13 Гкал/сут ; Q _{сут.гвс} =	0,08 Гкал/сут ; Q _{сут.тех} = Гкал/сут
2.	Расход жидкого топлива 50,30 кг/сут 0,06 м3/сут при расчетной температуре наружного воздуха				
2.	Плотность топлива 889,39 кг/м3 при Т ж.п.т. = -21 °С				
5.	Среднечасовой расход жидкого топлива в январе-месяце 2,10 кг/час				
4.	Плотность топлива 874,81 кг/м3 при Т ср. января -1 °С				
7.	Суточный расход топлива для января 0,06 м3/сут				
8.	5-суточный расход топлива для января 0,29 м3				
9.	Рекомендуется 2 резервуара по 3,00 м3 для хранения 5-суточного запаса резервного топлива				

Котельная 16 (15п Дербентское СП х Танцура Крамаренко)

Расчётная выработка тепловой энергии по кварталам			Расход топлива по кварталам		
I кв.	37,29	Гкал	I кв.	5,92	тут
II кв.	8,81	Гкал	II кв.	1,40	тут
III кв.	6,73	Гкал	III кв.	1,07	тут
IV кв.	26,96	Гкал	IV кв.	4,28	тут
Итого :	79,80	Гкал/год	Итого :	12,67	тут/год

Расчет 5-суточного запаса резервного (жидкого) топлива :					
1.	Расход тепла средний за сутки для самого холодного месяца в году (январь) :				
	Q _{сут. о} =	0,22 Гкал/сут ;	Q _{сут. в} =	0,13 Гкал/сут ; Q _{сут.гвс} =	0,08 Гкал/сут ; Q _{сут.тех} = Гкал/сут
2.	Расход жидкого топлива 50,30 кг/сут 0,06 м3/сут при расчетной температуре наружного воздуха				
2.	Плотность топлива 889,39 кг/м3 при Т ж.п.т. = -21 °С				
5.	Среднечасовой расход жидкого топлива в январе-месяце 2,10 кг/час				
4.	Плотность топлива 874,81 кг/м3 при Т ср. января -1 °С				
7.	Суточный расход топлива для января 0,06 м3/сут				
8.	5-суточный расход топлива для января 0,29 м3				
9.	Рекомендуется 2 резервуара по 3,00 м3 для хранения 5-суточного запаса резервного топлива				

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	

Котельная 17 (16п Дербентское СП х Танцура Крамаренко)

Расчётная выработка тепловой энергии по кварталам			Расход топлива по кварталам		
I кв.	495,89	Гкал	I кв.	78,71	тут
II кв.	118,74	Гкал	II кв.	18,85	тут
III кв.	91,22	Гкал	III кв.	14,48	тут
IV кв.	359,05	Гкал	IV кв.	56,99	тут
Итого :	1064,90	Гкал/год	Итого :	169,03	тут/год

Расчет 5-суточного запаса резервного (жидкого) топлива :					
1.	Расход тепла средний за сутки для самого холодного месяца в году (январь) :				
	Qсут. о =	3,01 Гкал/сут ;	Qсут. в =	1,67 Гкал/сут ;	Qсут.гвс = 1,03 Гкал/сут ; Qсут.тех = Гкал/сут
2.	Расход жидкого топлива 668,87 кг/сут 0,75 м3/сут при расчетной температуре наружного воздуха				
2.	Плотность топлива 889,39 кг/м3 при Т ж.п.т. = -21 °С				
5.	Среднечасовой расход жидкого топлива в январе-месяце 27,87 кг/час				
4.	Плотность топлива 874,81 кг/м3 при Т ср. января -1 °С				
7.	Суточный расход топлива для января 0,76 м3/сут				
8.	5-суточный расход топлива для января 3,82 м3				
9.	Рекомендуется 2 резервуара по 3,00 м3 для хранения 5-суточного запаса резервного топлива				

Котельная 18 (17п Дербентское СП х Танцура Крамаренко)

Расчётная выработка тепловой энергии по кварталам			Расход топлива по кварталам		
I кв.	159,39	Гкал	I кв.	25,30	тут
II кв.	38,17	Гкал	II кв.	6,06	тут
III кв.	29,32	Гкал	III кв.	4,65	тут
IV кв.	115,41	Гкал	IV кв.	18,32	тут
Итого :	342,29	Гкал/год	Итого :	54,33	тут/год

Расчет 5-суточного запаса резервного (жидкого) топлива :					
1.	Расход тепла средний за сутки для самого холодного месяца в году (январь) :				
	Qсут. о =	0,97 Гкал/сут ;	Qсут. в =	0,54 Гкал/сут ;	Qсут.гвс = 0,33 Гкал/сут ; Qсут.тех = Гкал/сут
2.	Расход жидкого топлива 215,00 кг/сут 0,24 м3/сут при расчетной температуре наружного воздуха				
2.	Плотность топлива 889,39 кг/м3 при Т ж.п.т. = -21 °С				
5.	Среднечасовой расход жидкого топлива в январе-месяце 8,96 кг/час				
4.	Плотность топлива 874,81 кг/м3 при Т ср. января -1 °С				
7.	Суточный расход топлива для января 0,25 м3/сут				
8.	5-суточный расход топлива для января 1,23 м3				
9.	Рекомендуется 2 резервуара по 3,00 м3 для хранения 5-суточного запаса резервного топлива				

Котельная 19 (18п Дербентское СП х Танцура Крамаренко)

Расчётная выработка тепловой энергии по кварталам			Расход топлива по кварталам		
I кв.	21,25	Гкал	I кв.	3,37	тут
II кв.	5,09	Гкал	II кв.	0,81	тут
III кв.	3,91	Гкал	III кв.	0,62	тут
IV кв.	15,39	Гкал	IV кв.	2,44	тут
Итого :	45,64	Гкал/год	Итого :	7,24	тут/год

Расчет 5-суточного запаса резервного (жидкого) топлива :					
1.	Расход тепла средний за сутки для самого холодного месяца в году (январь) :				
	Qсут. о =	0,13 Гкал/сут ;	Qсут. в =	0,07 Гкал/сут ;	Qсут.гвс = 0,04 Гкал/сут ; Qсут.тех = Гкал/сут
2.	Расход жидкого топлива 28,67 кг/сут 0,03 м3/сут при расчетной температуре наружного воздуха				
2.	Плотность топлива 889,39 кг/м3 при Т ж.п.т. = -21 °С				
5.	Среднечасовой расход жидкого топлива в январе-месяце 1,19 кг/час				
4.	Плотность топлива 874,81 кг/м3 при Т ср. января -1 °С				
7.	Суточный расход топлива для января 0,03 м3/сут				
8.	5-суточный расход топлива для января 0,16 м3				
9.	Рекомендуется #Н/Д #Н/Д #Н/Д м3 для хранения 5-суточного запаса резервного топлива				

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	

Расход топлива по кварталам

I кв.	692,98	тут
II кв.	165,91	тут
III кв.	127,46	тут
IV кв.	501,73	тут
Итого :	1488,07	тут/год

Расчет 5-суточного запаса резервного (жидкого) топлива :

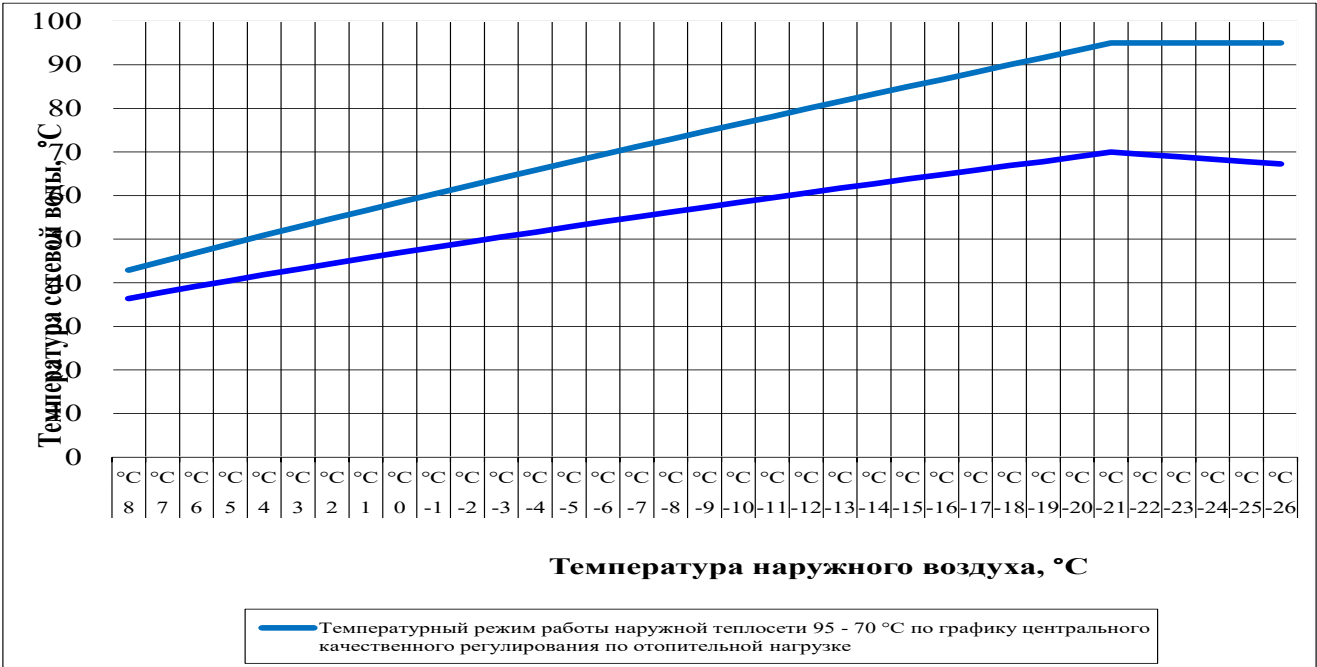
- | | | | | | | |
|----|---|-----------------|-----------------------|------------------|------------------------|--|
| 1. | Расход тепла средний за сутки для самого холодного месяца в году (январь) : | | | | | |
| | Q _{сут. о} = | 26,53 Гкал/сут; | Q _{сут. в} = | 14,75 Гкал/сут; | Q _{сут.гвс} = | 9,08 Гкал/сут; Q _{сут.тех} = |
| 2. | Расход жидкого топлива | 5888,61 | кг/сут | 6,62 | м3/сут | при расчетной температуре наружного воздуха |
| 2. | Плотность топлива | 889,39 | кг/м3 | при Т ж.п.т. = | -21 | °C |
| 5. | Среднечасовой расход жидкого топлива в январе-месяце | | | | 245,36 | кг/час |
| 4. | Плотность топлива | 874,81 | кг/м3 | при Т ср. января | -1 | °C |
| 7. | Суточный расход топлива для января | | | 6,73 | м3/сут | |
| 8. | 5-суточный расход топлива для января | | | 33,66 | м3 | |
| 9. | Рекомендуется | 2 | резервуара по | 25,00 | м3 | для хранения 5-суточного запаса резервного топлива |

Приложение 8. (к пункту)

Температурные графики по каждой котельной.

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					МК № 5	Лист
								58
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок		Подп.

Расчётный температурный график теплосети, 95 - 70 °С



Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

						МК № 5	Лист
							59
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		

График зависимости температуры сетевой воды от температуры наружного воздуха. Показаны две кривые: одна для качественного регулирования (темно-синяя), другая для регулирования по нагрузке (красная).

Температура наружного воздуха, °C	Температура сетевой воды, °C (качественное)	Температура сетевой воды, °C (по нагрузке)
8	55	45
7	56	46
6	57	47
5	58	48
4	59	49
3	60	50
2	61	51
1	62	52
0	63	53
-1	64	54
-2	65	55
-3	66	56
-4	67	57
-5	68	58
-6	69	59
-7	70	60
-8	71	61
-9	72	62
-10	73	63
-11	74	64
-12	75	65
-13	76	66
-14	77	67
-15	78	68
-16	79	69
-17	80	70
-18	81	71
-19	82	72
-20	83	73
-21	84	74
-22	84	74
-23	84	74
-24	84	74
-25	84	74
-26	84	74

Температура теплоносителя, °C

Температура наружного воздуха, °C

Температурный режим работы наружной теплосети 95 - 70 °C по графику центрального качественного регулирования по нагрузке отопления

Температура наружного воздуха, °C	Температура теплоносителя, °C (95-70 °C)	Температура теплоносителя, °C (по нагрузке)
8	55	50
7	56	51
6	57	52
5	58	53
4	59	54
3	60	55
2	61	56
1	62	57
0	63	58
-1	64	59
-2	65	60
-3	66	61
-4	67	62
-5	68	63
-6	69	64
-7	70	65
-8	71	66
-9	72	67
-10	73	68
-11	74	69
-12	75	70
-13	76	71
-14	77	72
-15	78	73
-16	79	74
-17	80	75
-18	81	76
-19	82	77
-20	83	78
-21	84	79
-22	84	78
-23	84	77
-24	84	76
-25	84	75
-26	84	74

График зависимости температуры сетевой воды от температуры наружного воздуха. Показаны расчетные и фактические температурные режимы для наружной теплосети при 95 °C.

Температура наружного воздуха, °C	Расчётный температурный режим работы наружной теплосети 95 - 70 °C по графику	Расчётный температурный режим работы наружной теплосети 95 - 70 °C по графику	Фактический температурный график работы наружной теплосети
8	42	40	36
7	44	41	38
6	46	42	40
5	48	43	42
4	50	44	43
3	52	45	44
2	54	46	45
1	56	47	46
0	58	48	47
-1	60	49	48
-2	62	50	49
-3	64	51	50
-4	66	52	51
-5	68	53	52
-6	70	54	53
-7	72	55	54
-8	74	56	55
-9	76	57	56
-10	78	58	57
-11	80	59	58
-12	82	60	59
-13	84	61	60
-14	86	62	61
-15	88	63	62
-16	90	64	63
-17	92	65	64
-18	94	66	65
-19	96	67	66
-20	98	68	67
-21	100	69	68
-22	100	68	67
-23	100	67	66
-24	100	66	65
-25	100	65	64
-26	100	64	63

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Дербентское сельское поселение Тимашевского
муниципального района Краснодарского края

Основные выводы и предложения

ООО «ПИТП»

(наименование организации разработчика)

Директор ООО «ПИТП»

Делохьян Н.А.

(Должность руководителя организации разработчика, подпись, Фамилия)

1. Наименование проекта

"Приложение к программе комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры муниципального образования Дербентское сельское поселение" Схема теплоснабжения

2. Цель программы комплексного развития

Целью программы является обеспечение наиболее экономичным образом качественного и надёжного теплоснабжения потребителей при соответствии требованиям экологических стандартов. Основные цели программы:

- Разработка перечня мероприятий, реализация которых обеспечит снабжение населения теплом и горячей водой;
- Разработка технологических схем, которые обеспечивают оптимизацию затрат на производство и транспорт тепловой энергии на отопление и горячее водоснабжение.
- Обеспечение оптимизации тарифов, обеспечивающих финансовые потребности предприятий, необходимые для реализации инвестиционной и производственной программ а соответствии с законом № 210 от 30.12.2004г. «Об основах регулирования тарифов организаций коммунального комплекса»
- Создание условий, необходимых для привлечения инвестиций для развития и модернизации систем теплоснабжения.

3. Источники и объёмы финансирования программы модернизации схемы теплоснабжения.

(в млн. руб.)

Источники и объёмы финансирования программы развития системы теплоснабжения, млн.руб.	
Год реализации инвестиционного проекта (программы развития системы теплоснабжения)	Сметная стоимость программы развития теплоснабжения (в ценах на год разработки схемы теплоснабжения)
2027	13372,10
2028	3387,47
2029	3866,92
2030	1715,18
2018 - 2032	36194,04
2023 - 2027	8236,71
2028 - 2032	14444,01
Расчётный срок , 2032 г.	81216,42

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	МК № 5	Лист
							3

Объем финансовых потребностей по реализации программы. (реконструкция и модернизация существующих котельных, включая тепловые сети)

В целом по программе	13372,1 тыс. руб.
Котельное и основное оборудование	2515,2 тыс. руб.
Строительно-монтажные работы	9391,7 тыс. руб.
в том числе :	
Тепловые сети наружные	7680,4 тыс. руб.
Подключение внешних инженерных сетей	82,7 тыс. руб.
Проектирование	1095,4 тыс. руб.
Экспертиза проектной документации	369,7 тыс. руб.

Объем финансовых потребностей по реализации программы. (строительство новых (проектируемых) котельных, включая тепловые сети)

В целом по программе	67844,3 тыс. руб.
Котельное и основное оборудование	29244,2 тыс. руб.
Строительно-монтажные работы	31166,6 тыс. руб.
в том числе :	
Тепловые сети наружные	10534,1 тыс. руб.
Подключение внешних инженерных сетей	867,1 тыс. руб.
Проектирование	5557,8 тыс. руб.
Экспертиза проектной документации	1875,8 тыс. руб.

Объем финансовых потребностей по реализации программы. (на расчётный период)

В целом по программе	81216,4 тыс. руб.
Котельное и основное оборудование	31759,4 тыс. руб.
Строительно-монтажные работы	40558,3 тыс. руб.
в том числе :	
Тепловые сети наружные	18214,4 тыс. руб.
Подключение внешних инженерных сетей	949,8 тыс. руб.
Проектирование	6653,2 тыс. руб.
Экспертиза проектной документации	2245,5 тыс. руб.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист 4
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	

4. Срок реализации программы комплексного развития.

Планируемый срок реализации программы комплексного развития - 2032 г. Проектный срок разбивается на этапы по 1 году на первые 5 лет и на три этапа по пять лет каждый.

5. Показатели энергоэффективности реализации программы комплексного развития:

Показатели энергоэффективности, достигаемые в результате модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей после мероприятий предусмотренных схемой теплоснабжения, по всем котельным, на каждом этапе

Расчётный срок внедрения	2027	2028	2029	2030	2018 - 2032	2023 - 2027	2028 - 2032	На расчётный срок 2032 г.
Снижение удельного расхода топлива, %	8,89							8,89
Снижение потерь в тепловых сетях относительно существующего положения, %	40,12							40,12
Снижение удельного расхода электричества, %	57,75							57,75

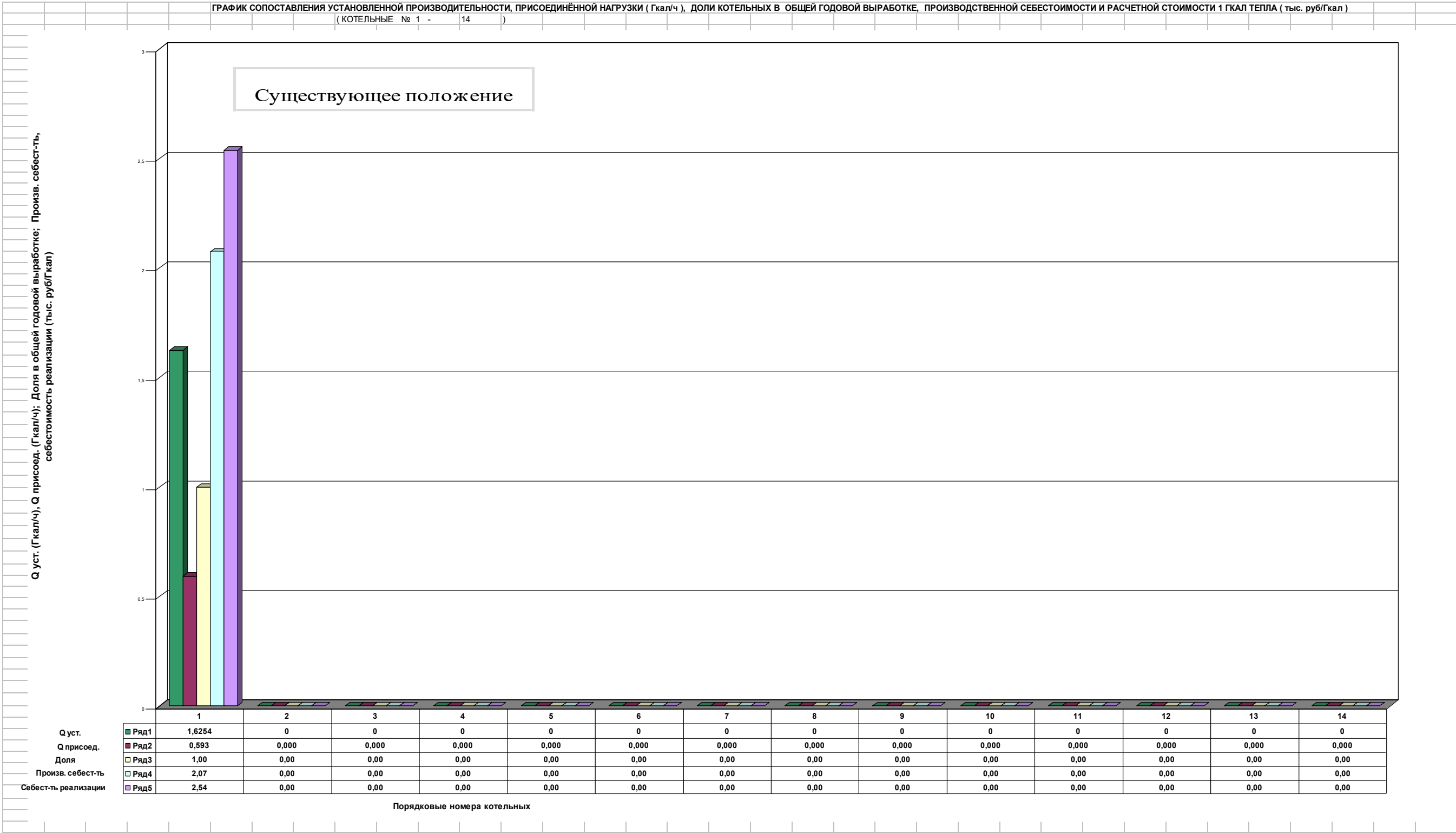
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	МК № 5			5

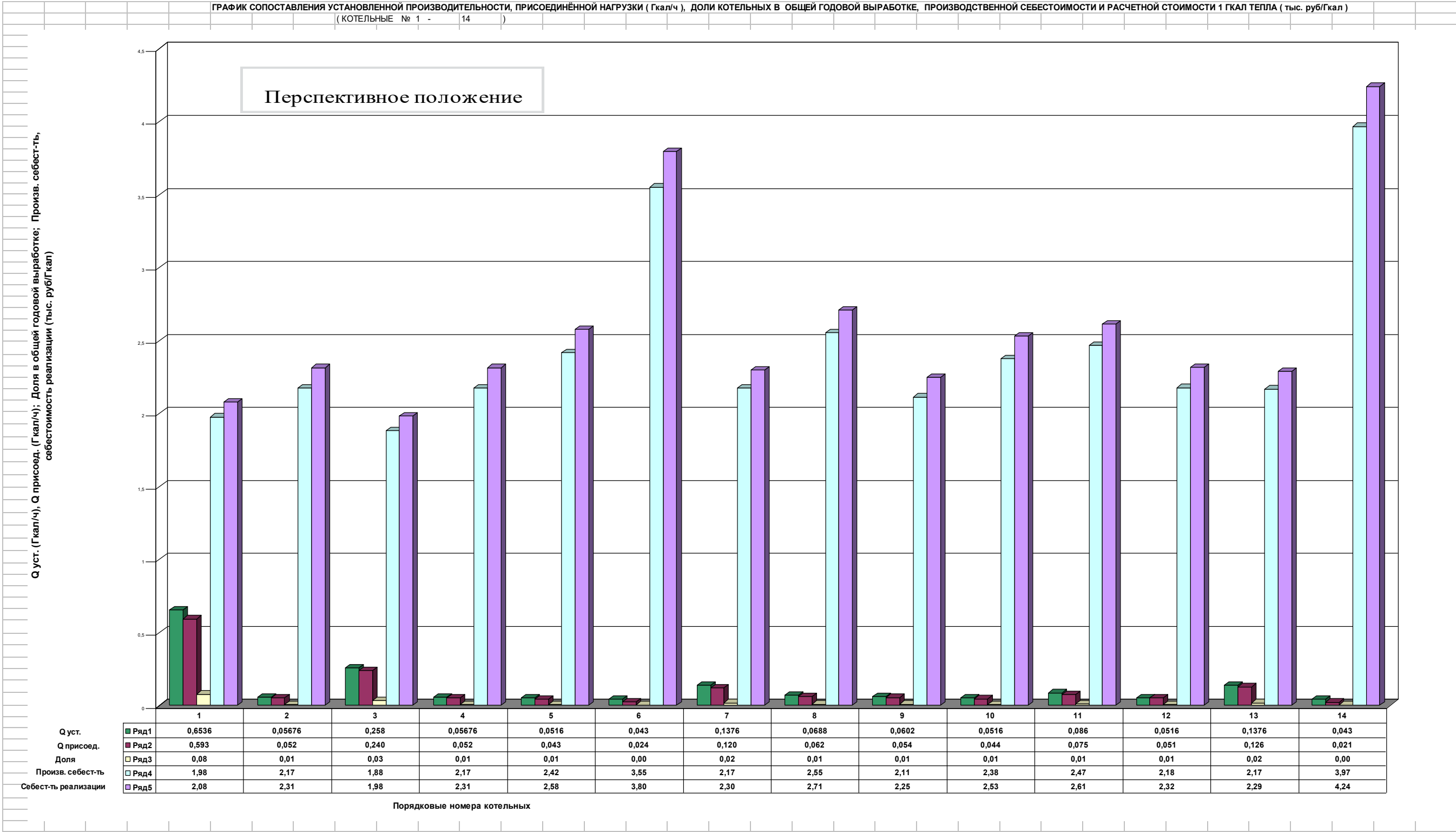
Показатели энергоэффективности, достигаемые в результате модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей после мероприятий предусмотренных схемой теплоснабжения

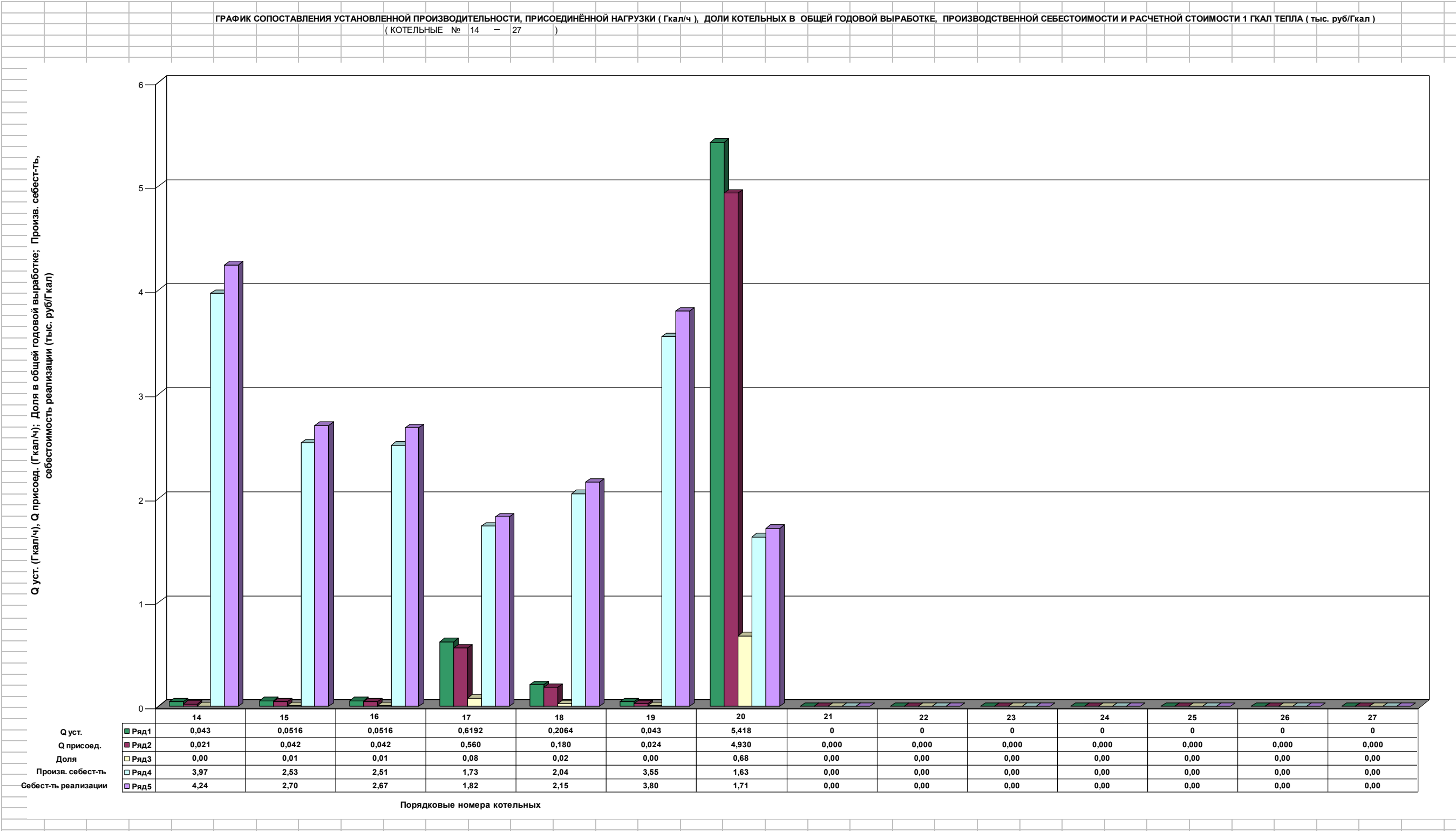
Источник теплоснабжения	Снижение удельного рас- хода топлива, %	Снижение по- терь в тепловых сетях относи- тельно суще- ствующего по- ложения, %	Снижение удельного расхода элек- тричества, %
1	2	3	4
Котельная 1 (№ 14) Дербентское СП х Танцура Крамаренко ул Школьная 12	8,89%	40,12%	61,14%

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	МК № 5			6

6. Сводные диаграммы основных параметров котельных в существующем и перспективном положении.







7. Выводы и предложения по разработанным мероприятиям с объёмами требуемых капитальных вложений.

Обеспечение тепловой энергией населения муниципального образования Дербентское сельское поселение производится в основном централизованными и частично децентрализованными системами теплоснабжения.

Прокладка трубопроводов тепловых сетей (в 2х трубном исполнении) составляет: всего - 739 м. в т.ч.

- подземная - 664 м. (89,9 %)
- надземная -75 м. (10,1 %)

- Средний уровень износа тепловых сетей (прогноз на расчётный срок (2032 г.)) - 100 %

- Средние потери (расчётные)при транспортировке тепловой энергии (существующее положение)– 16,05 %

На территории поселения эксплуатируются 1 источник тепловой энергии . Для обеспечения потребностей перспективных потребителей планируется построить 19 котельных.

Общая протяжённость существующих теплосетей (в 2х трубном исполнении) составляет 739 м. Согласно планам перспективного развития рассматриваемого поселения планируется проложить дополнительно 987м. Учитывая, что к расчётному сроку прогнозируется износ теплосетей в размере 100 %, рекомендуется проложить для замены и обеспечения потребностей новых потребителей 1726м. теплосетей. При этом строительство новых тепловых сетей и реконструкция и ремонт существующих должно вестись с применением высокоэффективных материалов, включая полимерные трубы и трубопроводы, теплоизолированные в заводских условиях. Способы прокладки трубопроводов должны учитывать свойства грунтов и вписываться в архитектурную среду поселения.

На основании выполненных расчётов и проведенного анализа существующего положения в системе теплоснабжения, а также рассмотрения вариантов её совершенствования, настоящей схемой теплоснабжения предлагаются к реализации следующие мероприятия:

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	МК № 5			10

- по источникам теплоснабжения:

Схемой теплоснабжения предусматривается диспетчеризация котельных с выводом основных параметров работы по каналам сотовой связи на центральный диспетчерский пункт, организуемый на энергоснабжающем предприятии.

Все здания котельных подлежат обязательному обследованию по объемно-планировочным решениям и конструкциям элементов и их соединений, обеспечивающие сейсмостойкость.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	МК № 5			11

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. №подл.	

Источник теплоснабжения	Планируемый срок внедрения мероприятий	Рекомендованные мероприятия по каждой рассматриваемой котельной	Потребность в финансовых ресурсах (без учёта НДС), тыс.руб.			
			Всего	СМР (включая подключение инженерных сетей без учёта наружных теплосетей)	в т.ч. оборудование	ПИР
Котельная 1 (№ 14) Дербентское СП х Танцура Крамаренко ул Школьная 12	2027	Техническое состояние рассматриваемой котельной к расчётному сроку будет не соответствовать требованиям норм технической эксплуатации, кроме того состояние строительных конструкций не позволяет произвести модернизацию существующей котельной, оставив её в том же помещении, что требует строительства котельной в блочном исполнении (2 кот. мощностью 0,38 МВт) взамен существующей с установкой новой дымовой трубы. В качестве основного топлива используется природный газ. Реконструкция котельной выполняется с уменьшением тепловой мощности.	4615,4	4226,6	2515,2	388,8
Котельная 2 (1п) Дербентское СП х Дербентский	2028	Для обеспечения теплоснабжения перспективных потребителей, проектируется строительство новой котельной (2 кот. мощностью 0,033 МВт) в блочном исполнении с соответствующей дымовой трубой, и проведение необходимых пусконаладочных работ. В качестве основного топлива используется природный газ.	1471,2	1347,3	592,4	124,0

Котельная 3 (2п) Дербентское СП х Дербентский	2023 - 2027	Для обеспечения теплоснабжения перспективных потребителей, проектируется строительство новой котельной (2 кот. мощностью 0,15 МВт) в блочном исполнении с соответствующей дымовой трубой, и проведение необходимых пусконаладочных работ. В качестве основного топлива используется природный газ.	3599,0	3295,8	1907,8	303,2
Котельная 4 (3п) Дербентское СП х Лютых	2032	Для обеспечения теплоснабжения перспективных потребителей, проектируется строительство новой котельной (2 кот. мощностью 0,033 МВт) в блочном исполнении с соответствующей дымовой трубой, и проведение необходимых пусконаладочных работ. В качестве основного топлива используется природный газ.	1471,2	1347,3	592,4	124,0
Котельная 5 (4п) Дербентское СП х Лютых	2018 - 2032	Для обеспечения теплоснабжения перспективных потребителей, проектируется строительство новой котельной (2 кот. мощностью 0,03 МВт) в блочном исполнении с соответствующей дымовой трубой, и проведение необходимых пусконаладочных работ. В качестве основного топлива используется природный газ.	1471,2	1347,3	592,4	124,0
Котельная 6 (5п) Дербентское СП х Лютых	2028 - 2032	Для обеспечения теплоснабжения перспективных потребителей, проектируется строительство новой котельной (2 кот. мощностью 0,025 МВт) в блочном исполнении с соответствующей дымовой трубой, и проведение необходимых пусконаладочных работ. В качестве основного топлива используется природный газ.	1469,8	1346,0	591,2	123,8
Котельная 7 (6п) Дербентское СП х Мирный	2018 - 2032	Для обеспечения теплоснабжения перспективных потребителей, проектируется строительство новой котельной (2 кот. мощностью 0,08 МВт) в блочном исполнении с соответствующей дымовой трубой, и проведение необходимых пусконаладочных работ. В качестве основного топлива используется природный газ.	3158,3	2892,2	1590,7	266,1
Котельная 8 (7п) Дербентское СП х Мирный	2018 - 2032	Для обеспечения теплоснабжения перспективных потребителей, проектируется строительство новой котельной (2 кот. мощностью 0,04 МВт) в блочном исполнении с соответствующей дымовой трубой, и проведение необходимых пусконаладочных работ. В качестве основного топлива используется	2455,6	2248,7	1278,3	206,9

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. №подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата

МК № 5

		природный газ.				
Котельная 9 (8п) Дербентское СП х Мирный	2028 - 2032	Для обеспечения теплоснабжения перспективных потребителей, проектируется строительство новой котельной (2 кот. мощностью 0,035 МВт) в блочном исполнении с соответствующей дымовой трубой, и проведение необходимых пусконаладочных работ. В качестве основного топлива используется природный газ.	1471,2	1347,3	592,4	123,9
Котельная 10 (9п) Дербентское СП х Мирный	2028 - 2032	Для обеспечения теплоснабжения перспективных потребителей, проектируется строительство новой котельной (2 кот. мощностью 0,03 МВт) в блочном исполнении с соответствующей дымовой трубой, и проведение необходимых пусконаладочных работ. В качестве основного топлива используется природный газ.	1471,2	1347,3	592,4	124,0
Котельная 11 (10п) Дербентское СП х Садовый	2023 - 2027	Для обеспечения теплоснабжения перспективных потребителей, проектируется строительство новой котельной (2 кот. мощностью 0,05 МВт) в блочном исполнении с соответствующей дымовой трубой, и проведение необходимых пусконаладочных работ. В качестве основного топлива используется природный газ.	2474,1	2265,7	1294,7	208,4
Котельная 12 (11п) Дербентское СП х Садовый	2032	Для обеспечения теплоснабжения перспективных потребителей, проектируется строительство новой котельной (2 кот. мощностью 0,03 МВт) в блочном исполнении с соответствующей дымовой трубой, и проведение необходимых пусконаладочных работ. В качестве основного топлива используется природный газ.	1471,2	1347,3	592,4	123,9
Котельная 13 (12п) Дербентское СП х Садовый	2032	Для обеспечения теплоснабжения перспективных потребителей, проектируется строительство новой котельной (2 кот. мощностью 0,08 МВт) в блочном исполнении с соответствующей дымовой трубой, и проведение необходимых пусконаладочных работ. В качестве основного топлива используется природный газ.	3158,3	2892,2	1590,7	266,1

Инт. №подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
-------------	----------------	--------------

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата

МК № 5

Лист
14

Котельная 14 (13п) Дербентское СП х Са- довый	2023 - 2027	Для обеспечения теплоснабжения перспективных потреби- телей, проектируется строительство новой котельной (2 кот. мощностью 0,025 МВт) в блочном исполнении с соответству- ющей дымовой трубой, и проведение необходимых пусконала- дочных работ. В качестве основного топлива используется природный газ.	1469,8	1346,0	591,2	123,8
Котельная 15 (14п) Дербентское СП х Тан- цура Крамаренко	2018 - 2032	Для обеспечения теплоснабжения перспективных потреби- телей, проектируется строительство новой котельной (2 кот. мощностью 0,03 МВт) в блочном исполнении с соответству- ющей дымовой трубой, и проведение необходимых пусконала- дочных работ. В качестве основного топлива используется природный газ.	1471,2	1347,3	592,4	124,0
Котельная 16 (15п) Дербентское СП х Тан- цура Крамаренко	2018 - 2032	Для обеспечения теплоснабжения перспективных потреби- телей, проектируется строительство новой котельной (2 кот. мощностью 0,03 МВт) в блочном исполнении с соответству- ющей дымовой трубой, и проведение необходимых пусконала- дочных работ. В качестве основного топлива используется природный газ.	1471,2	1347,3	592,4	123,9
Котельная 17 (16п) Дербентское СП х Тан- цура Крамаренко	2028 - 2032	Для обеспечения теплоснабжения перспективных потреби- телей, проектируется строительство новой котельной (2 кот. мощностью 0,36 МВт) в блочном исполнении с соответству- ющей дымовой трубой, и проведение необходимых пусконала- дочных работ. В качестве основного топлива используется природный газ.	4615,5	4226,6	2515,2	388,9
Котельная 18 (17п) Дербентское СП х Тан- цура Крамаренко	2028 - 2032	Для обеспечения теплоснабжения перспективных потреби- телей, проектируется строительство новой котельной (2 кот. мощностью 0,12 МВт) в блочном исполнении с соответству- ющей дымовой трубой, и проведение необходимых пусконала- дочных работ. В качестве основного топлива используется природный газ.	3368,5	3084,7	1740,2	283,8
Котельная 19 (18п) Дербентское СП х Тан- цура Крамаренко	2028 - 2032	Для обеспечения теплоснабжения перспективных потреби- телей, проектируется строительство новой котельной (2 кот. мощностью 0,025 МВт) в блочном исполнении с соответству- ющей дымовой трубой, и проведение необходимых пусконала- дочных работ. В качестве основного топлива используется	1469,8	1346,0	591,2	123,8

Изм. №подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
-------------	----------------	--------------

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата

МК № 5					
--------	--	--	--	--	--

Лист
15

		природный газ.				
Котельная 20 (19п) Дербентское СП х Тан- цура Крамаренко	2018 - 2032	Для обеспечения теплоснабжения перспективных потребителей, проектируется строительство новой котельной (3 кот. мощностью 2,1 МВт) в блочном исполнении с соответствующей дымовой трубой, и проведение необходимых пусконаладочных работ. В качестве основного топлива используется природный газ.	15457,2	14154,9	10813,6	1302,3

Инов. №подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

						МК № 5	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		16

В результате проведённых мероприятий основные характеристики существующих котельных изменятся следующим образом:

Сравнительные характеристики Существующих источников тепловой энергии до и после модернизации

Источник теплоснабжения	Расчётный срок внедрения	Основной вид топлива		Установленная мощность, Гкал/ч		Подключённая нагрузка, Гкал/ч		Годовая выработка, Гкал/год	
		Существующее положение	Перспективное положение	Существующее положение	Перспективное положение	Существующее положение	Перспективное положение	Существующее положение	Перспективное положение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Котельная 1 (№ 14) Дербентское СП х Танцура Крамаренко ул Школьная 12	2027	природный газ	природный газ	1,63	0,65	0,59	0,59	1065,09	1065,09

Инт. №подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

- по наружным теплосетям:

- При анализе существующего положения в системе транспорта тепловой энергии выработан ряд предложений по повышению надёжности и недопущению аварийности в системе трубопроводов. Кроме того необходимо иметь ввиду, что пересечение транзитными тепловыми сетями зданий и сооружений детских дошкольных, школьных и лечебно-профилактических учреждений не допускается. Прокладка тепловых сетей по территории перечисленных учреждений допускается только подземная в монолитных железобетонных каналах с гидроизоляцией. При этом устройство вентиляционных шахт, люков и выходов наружу из каналов в пределах территории учреждений не допускается, запорная арматура должна устанавливаться за пределами территории. (СНиП 41-02-2003). Схемой теплоснабжения предлагаются к реализации следующие мероприятия (Схемы теплосетей находятся в отдельном томе прилагаемых материалов(Книга 1.3. «Графические материалы»):

Источник теплоснабжения	Планируемый срок внедрения мероприятий	Рекомендованные мероприятия по каждой рассматриваемой котельной	Потребность в финансовых ресурсах (без учёта НДС), тыс.руб.		
			Всего	стоимость наружных теплосетей	ПИР
Котельная 1 (№ 14) Дербентское СП х Танцура Крамаренко ул Школьная 12	2027	Схемой теплоснабжения предусматривается реконструкция тепловых сетей с заменой участков трубопровода для обеспечения подачи тепла существующим потребителям в расчётном количестве в объёме: для трубопроводов ОВ (в двухтрубном исполнении) - диам. 159 мм. длина 170 м. диам. 108 мм. длина 297 м. диам. 89 мм. длина 249 м. диам. 57 мм. длина 23 м.	8386,9	7680,4	706,6

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. №подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата

МК № 5					
--------	--	--	--	--	--

Лист
18

		-			
Котельная 2 (1п) Дербентское СП х Дербентский	2027	Схемой теплоснабжения предусматривается строительство новых магистральных и разводящих тепловых сетей для обеспечения тепловой энергией перспективных потребителей в объеме: для трубопроводов ОВ (в двухтрубном исполнении) - диам. 45 мм. длина 33 м. -	196,6	180,0	16,6
Котельная 3 (2п) Дербентское СП х Дербентский	2023 - 2027	Проектируемая котельная является встроенной (пристроенной), наружных тепловых сетей не предусмотрено			
Котельная 4 (3п) Дербентское СП х Лютых	2028	Схемой теплоснабжения предусматривается строительство новых магистральных и разводящих тепловых сетей для обеспечения тепловой энергией перспективных потребителей в объеме: для трубопроводов ОВ (в двухтрубном исполнении) - диам. 45 мм. длина 33 м. -	196,6	180,0	16,6
Котельная 5 (4п) Дербентское СП х Лютых	2018 - 2032	Проектируемая котельная является встроенной (пристроенной), наружных тепловых сетей не предусмотрено			
Котельная 6 (5п) Дербентское СП х Лютых	2028 - 2032	Проектируемая котельная является встроенной (пристроенной), наружных тепловых сетей не предусмотрено			
Котельная 7 (6п) Дербентское СП х Мирный	2018 - 2032	Проектируемая котельная является встроенной (пристроенной), наружных тепловых сетей не предусмотрено			
Котельная 8 (7п) Дербентское СП х Мирный	2018 - 2032	Схемой теплоснабжения предусматривается строительство новых магистральных и разводящих тепловых сетей для обеспечения тепловой энергией перспективных потребителей в объеме: для трубопроводов ОВ (в двухтрубном исполнении) - диам. 57	166,0	152,0	14,0

Инт. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
--------------	----------------	--------------

Изм.	Кол.уч.	Лист	Нодок	Подп.	Дата

МК № 5	
--------	--

Лист
19

		мм. длина 26 м. -			
Котельная 9 (8п) Дербентское СП х Мирный	2028 - 2032	Схемой теплоснабжения предусматривается строительство новых магистральных и разводящих тепловых сетей для обеспечения тепловой энергией перспективных потребителей в объеме: для трубопроводов ОВ (в двухтрубном исполнении) - диам. 45 мм. длина 30 м. -	178,7	163,6	15,1
Котельная 10 (9п) Дербентское СП х Мирный	2028 - 2032	Проектируемая котельная является встроенной (пристроенной), наружных тепловых сетей не предусмотрено			
Котельная 11 (10п) Дербентское СП х Садовый	2023 - 2027	Схемой теплоснабжения предусматривается строительство новых магистральных и разводящих тепловых сетей для обеспечения тепловой энергией перспективных потребителей в объеме: для трубопроводов ОВ (в двухтрубном исполнении) - диам. 57 мм. длина 73 м. -	466,1	426,8	39,3
Котельная 12 (11п) Дербентское СП х Садовый	2028	Схемой теплоснабжения предусматривается строительство новых магистральных и разводящих тепловых сетей для обеспечения тепловой энергией перспективных потребителей в объеме: для трубопроводов ОВ (в двухтрубном исполнении) - диам. 45 мм. длина 26 м. -	154,9	141,8	13,0
Котельная 13 (12п) Дербентское СП х Садовый	2030	Схемой теплоснабжения предусматривается строительство новых магистральных и разводящих тепловых сетей для обеспечения тепловой энергией перспективных потребителей в объеме: для трубопроводов ОВ (в двухтрубном исполнении) - диам. 57 мм. длина 70 м. диам. 45 мм. длина 26 м. -	601,8	551,1	50,7

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. №подл.	

						МК № 5	Лист
							20
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата		

Котельная 14 (13п) Дербентское СП х Садовый	2023 - 2027	Проектируемая котельная является встроенной (пристроенной), наружных тепловых сетей не предусмотрено			
Котельная 15 (14п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2018 - 2032	Схемой теплоснабжения предусматривается строительство новых магистральных и разводящих тепловых сетей для обеспечения тепловой энергией перспективных потребителей в объеме: для трубопроводов ОВ (в двухтрубном исполнении) - диам. 45 мм. длина 33 м. -	196,6	180,0	16,6
Котельная 16 (15п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2018 - 2032	Схемой теплоснабжения предусматривается строительство новых магистральных и разводящих тепловых сетей для обеспечения тепловой энергией перспективных потребителей в объеме: для трубопроводов ОВ (в двухтрубном исполнении) - диам. 45 мм. длина 23 м. -	137,0	125,5	11,5
Котельная 17 (16п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2028 - 2032	Проектируемая котельная является встроенной (пристроенной), наружных тепловых сетей не предусмотрено			
Котельная 18 (17п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2028 - 2032	Проектируемая котельная является встроенной (пристроенной), наружных тепловых сетей не предусмотрено			
Котельная 19 (18п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2028 - 2032	Проектируемая котельная является встроенной (пристроенной), наружных тепловых сетей не предусмотрено			
Котельная 20 (19п) Дербентское СП х Танцура Крамаренко	2018 - 2032	Схемой теплоснабжения предусматривается строительство новых магистральных и разводящих тепловых сетей для обеспечения тепловой энергией перспективных потребителей в объеме: для трубопроводов ОВ (в двухтрубном исполнении) - диам. 219 мм. длина 155 м. диам. 159 мм. длина 35 м. диам. 133 мм. длина 87 м. диам. 108 мм. длина 337 м. -	9209,2	8433,3	775,9

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. №подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата

Строительство новых тепловых сетей и реконструкция и ремонт существующих должно вестись с применением высокоэффективных материалов, включая полимерные трубы и трубопроводы, теплоизолированные в заводских условиях. Способы прокладки трубопроводов должны учитывать свойства грунтов и вписываться в архитектурную среду поселения.

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

						МК № 5	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата		22

8. Ожидаемые результаты реализации мероприятий предусмотренных проектом

Проектом предусмотрено выполнение ряда мероприятий, которые повысят эффективность работы системы теплоснабжения рассматриваемого поселения и улучшат показатели её работы. Существующие и перспективные показатели работы системы теплоснабжения сведены в нижеприведённую таблицу:

1	Сущ. положение		Перспективные показатели	
	2	3	4	5
Установленная мощность источников тепловой энергии	1,63	Гкал/ч	8,15	Гкал/ч
Количество источников тепловой энергии	1	шт	20	шт
Присоединённая нагрузка	0,59	Гкал/ч	7,34	Гкал/ч
Коэффициент использования мощности источников тепловой энергии	36,48	%	90,05	%
Общая протяженность сетей(в 2х трубном исполнении)	0,74	км	1,73	км
в т.ч., нуждающихся в замене	0,74	км		
Выработка тепловой энергии	1065,09	Гкал/год	13885,41	Гкал/год
Годовая выработка + передача покупного тепла :			13885,41	Гкал/год
Расход тепловой энергии на собственные нужды	23,74	Гкал/год	309,53	Гкал/год
То же, относительно выработки	2,23	%	2,23	%
То же, относительно отпуска	2,28	%	2,28	%
Потери в сетях	170,94	Гкал/год	215,65	Гкал/год
относительно выработки	16,05	%	1,55	%
относительно отпуска	19,64	%	1,61	%
Отпуск теплоэнергии в теплосети	1,04	тыс. Гкал/год	13,58	тыс. Гкал/год
в т.ч. отопление	1,04	тыс. Гкал/год	9,33	тыс. Гкал/год
в т.ч. ГВС		тыс. Гкал/год	4,24	тыс. Гкал/год
Нормативный объем потерь при передаче тепловой энергии	0,10	тыс. Гкал/год	1,36	тыс. Гкал/год
Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	0,17	тыс. Гкал/год	0,22	тыс. Гкал/год
Фактический уровень потерь при передаче тепловой энергии	16,41	%	1,59	%

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №			

Отпущено тепловой энергии всем потребителям в теплосети	1,04	тыс. Гкал/год	13,58	тыс. Гкал/год
Годовой полезный отпуск тепла за вычетом потерь в теплосетях	0,87	тыс. Гкал/год	13,36	тыс. Гкал/год
Удельный расход воды	0,74	м3/Гкал	0,65	м3/Гкал
То же, отнесённый к 1 Гкал полезно отпущенного тепла	0,91	м3/Гкал	0,67	м3/Гкал
Удельный расход эл. энергии	60,92	кВт*ч/Гкал	25,74	кВт*ч/Гкал
То же, отнесённый к 1 Гкал полезно отпущенного тепла	74,55	кВт*ч/Гкал	26,75	кВт*ч/Гкал
Удельный расход топлива	174,22	кгут/Гкал	158,73	кгут/Гкал
То же, отнесённый к 1 Гкал полезно отпущенного тепла	213,18	кгут/Гкал полезно отпущенного тепла	164,97	кгут/Гкал полезно отпущенного тепла
То же, отнесённый к 1 Гкал произведенного и покупного тепла			158,73	кгут/Гкал
Годовой расход топлива	0,19	тыс. тут	2,20	тыс. тут
Годовой расход воды	0,79	тыс.м3	9,02	тыс.м3
Годовой расход эл. энергии	64,89	МВт	357,36	МВт
Утв. тариф на тепловую энергию	1927,89	руб/Гкал		
Себестоимость реализации			1862,21	руб/Гкал
Финансовая потребность по реализации программы на расчётный период до 2032 г.			81216,42	тыс. руб.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	МК № 5			Лист
									24