

СОГЛАСОВАНО:

Генеральный директор
ООО «Электронсервис»

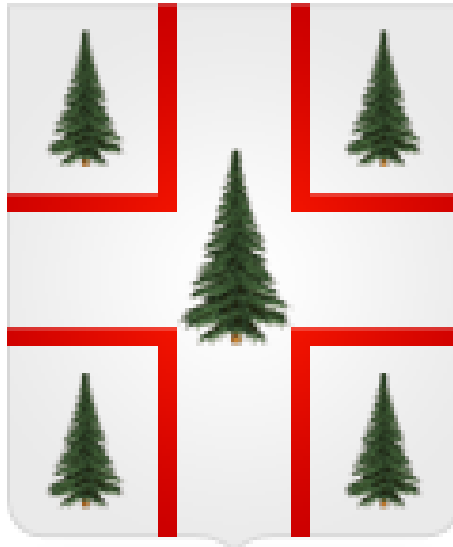
_____ А.Н. Сова

«___» _____ 2013 г.

СОГЛАСОВАНО:

Глава администрации
Городского Поселения – посёлок
Рамешки

_____ 2013 г.
«___» _____



**«Схема теплоснабжения городского поселения – посёлок
Рамешки
до 2028 года»
Обосновывающие материалы**

Гатчина
2013 г.

Оглавление

АННОТАЦИЯ	5
ВВЕДЕНИЕ	6
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	11
1.1 Функциональная структура теплоснабжения	11
1.2 Источники тепловой энергии.....	12
1.2.1 Котельная №1	12
1.2.2 Котельная №2	18
1.2.3 Котельная №4	22
1.3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты.....	26
1.3.1 Описание структуры тепловых сетей.....	26
1.3.2 Инженерно-геологическая характеристика грунта в местах залегания тепловых сетей.....	35
1.3.3 Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их особенностей	36
1.3.4 Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики	37
1.3.5 Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов	37
1.3.6 Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей... ..	40
1.3.7 Оценка тепловых потерь в тепловых сетях	47
1.3.8 Описание типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям	47
1.4. Зоны действия источников теплоснабжения	48
1.5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии	50
1.5.1 Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха.....	50
1.5.2 Применение отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии	53
1.6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии	54
1.6.1 Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в сетях и присоединенной тепловой нагрузки	54
1.7. Балансы теплоносителя	56

1.8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом	63
1.9. Надежность теплоснабжения.....	63
1.10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих организаций	65
1.11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения	70
1.12. Существующие технические и технологические проблемы в системе теплоснабжения ГП – посёлок Рамешки	72
ГЛАВА 2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	74
2.1. Данные базового уровня потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения.....	74
2.2. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой мощности и теплоносителя.....	75
ГЛАВА 3. ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	76
ГЛАВА 4. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ.....	82
4.1. Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей и располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии.....	82
ГЛАВА 5. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ	83
ГЛАВА 6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	90
6.1. Определение условий организации централизованного теплоснабжения	90
6.2. Определение условий организации индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления	93
6.3. Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных	94
6.4. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями.....	94
6.5. Расчет радиуса эффективного теплоснабжения	94
ГЛАВА 7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И СООРУЖЕНИЙ НА НИХ.....	96
7.1. Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	96
ГЛАВА 8. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ.....	97
ГЛАВА 9. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	98
ГЛАВА 10. ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ	115

10.1	Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей	115
10.2	Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности	118
ГЛАВА 11. РЕШЕНИЕ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ		121

АННОТАЦИЯ

Данная работа выполнена в соответствии с Муниципальным контрактом №__ от __2013 года между ООО «Электронсервис» и администрацией городского поселения – посёлок Рамешки.

Цель настоящей работы: на основе анализа существующего состояния систем теплоснабжения поселения и проблем при производстве, распределении и потреблении тепловой энергии разработать возможные направления развития теплового хозяйства города, выбрать наиболее рациональные из них, определить эффективность принятых решений, обеспечивающих дальнейшее развитие поселения, оценить затраты на реализацию предлагаемых технических решений, а также их экономическую эффективность.

ВВЕДЕНИЕ

В современных условиях повышение эффективности использования энергетических ресурсов и энергосбережение становится одним из важнейших факторов экономического роста и социального развития России. Это подтверждено во вступившем в силу с 23 ноября 2009 года Федеральном законе РФ № 261 «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности».

По данным Минэнерго потенциал энергосбережения в России составляет около 400 млн. тонн условного топлива в год, что составляет не менее 40 процентов внутреннего потребления энергии в стране. Одна треть энергосбережения находится в ТЭК, особенно в системах теплоснабжения. Затраты органического топлива на теплоснабжение составляют более 40% от всего используемого в стране, т.е. почти столько же, сколько тратится на все остальные отрасли промышленности, транспорт и т.д. Потребление топлива на нужды теплоснабжения сопоставимо со всем топливным экспортом страны.

Экономия тепловой энергии в сфере теплоснабжения можно достичь как за счет совершенствования источников тепловой энергии, тепловых сетей, теплопотребляющих установок, так и за счет улучшения характеристик отапливаемых объектов, зданий и сооружений.

Проблема обеспечения тепловой энергией городов России, в связи с суровыми климатическими условиями, по своей значимости сравнима с проблемой обеспечения населения продовольствием и является задачей большой государственной важности.

Вместе с тем, на сегодняшний день экономика России стабильно растет. За последние годы были выбраны все резервы тепловой мощности, образовавшие в период экономического спада 1991 – 1997 годов, и потребление тепла достигло уровня 1990 года, а потребление электрической энергии, в некоторых регионах превысило этот уровень. Возникла необходимость в понимании того, будет ли обеспечен дальнейший рост экономики адекватным ростом энергетики и, что более важно, что нужно сделать в энергетике и топливоснабжении для того, чтобы обеспечить будущий рост.

До недавнего времени, регулирование в сфере теплоснабжения производилось федеральными законами от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»,

от 30 декабря 2004 года № 210-ФЗ «Об основах регулирования тарифов организаций коммунального комплекса», от 14 апреля 1995 года № 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации». Однако регулирование отношений в сфере теплоснабжения назвать всеобъемлющим было нельзя.

В связи с чем, 27 июля 2010 года был принят Федеральный закон №190-ФЗ «О теплоснабжении». Федеральный закон устанавливает правовые основы экономических отношений, возникающих в связи с производством, передачей, потреблением тепловой энергии, тепловой мощности, теплоносителя с использованием систем теплоснабжения, созданием, функционированием и развитием таких систем, а также определяет полномочия органов государственной власти, органов местного самоуправления поселений, городских округов по регулированию и контролю в сфере теплоснабжения, права и обязанности потребителей тепловой энергии, теплоснабжающих организаций, теплосетевых организаций.

Федеральный закон вводит понятие схемы теплоснабжения, согласно которому:

Схема теплоснабжения поселения, городского округа — документ, содержащий предпроектные материалы по обоснованию эффективного и безопасного функционирования системы теплоснабжения, её развития с учетом правового регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Краткая характеристика ГП п. Рамешки

Рамешки — посёлок городского типа, административный центр Рамешковского района Тверской области.

Население — 4147 жителей (2010 год).

Расположен в 64 км к северу от областного центра, на старом шоссе «Тверь—Бежецк». Автодорога «Тверь—Бежецк—Весьегонск—Устюжина» имеет транзитный обход (восточнее посёлка). На север от Рамешек идёт дорога областного значения на Максатиху (через Косковскую Горку), на юго-запад — местная дорога на Лихославль (через Замытье и Никольское).

Численность населения

1859	1936	1959	1970	1979	1989	2002	2010
385	585	1499	2255	3476	4390	4246	4147

В посёлке работают трикотажная фабрика, молокозавод.

История

Название произошло от слова *«рамень» (рамень)»* — густой лес (чаще всего еловый); лес, примыкающий к полям.

Считается, что первое упоминание о Рамешках — 1551 год, когда царь Иван Грозный подтвердил грамотой права Троице-Сергиева монастыря на владение селом **Раменки**. По мнению А.Лебедева, село Раменка, которое указывается в акте 1551 года, находилось на месте деревни Пустораменка, а на месте посёлка Рамешки в начале XVII века находилось село **Нагорье**. Оба села входили в Каменский стан Бежецкого Верха, оба приписаны к Троице-Сергееву монастырю с разницей в 63 года. Опустевшее село Раменка к 1646 году возродилось до деревни Раменка, а запустевшее Нагорье возродилось до села и получило название село Раменка. Чтобы не было путаницы, впоследствии село называлось Раменка-Нагорье, а деревня Пустая Раменка.

Село оставалось монастырским владением до 1764 года, когда Екатерина II перевела все монастырские земли в государственные владения. По переписи 1781 года в Рамешках насчитывается 107 жителей, население русское. Название Рамешка вместо Раменка впервые встречается в XVIII веке в «Окладных книгах» Бежецкой воеводской канцелярии.

В XIX веке через Рамешки проходил торговый тракт Тверь—Бежецк, от которого в селе отходила дорога из Бежецка на Торжок. Чуть южнее, через Высоково и Ильино проходил тракт Вышний Волочёк — Кашин.

В 1859 году в казённом селе Рамешки — церковь, 56 дворов, 385 жителей. В середине XIX-начале XX века село центр прихода Селищенской волости Бежецкого уезда Тверской губернии. В 1887 году село Рамешки имеет 63 двора, 367 жите-

лей (68 семей). В селе 8 колодцев, 3 пруда, Рамешская правительственная школа (двухклассное училище, открыто в 1878 году), 2 церкви, 1 трактир, 3 мелочные лавки. С начала XX века в селе трижды в год устраивались ярмарки. В 1902 году население в Рамешках 414 человек, из них 100 человек находилось на заработках.

Советская власть установлена в Селищенской волости 8 декабря 1917 года. 30 августа 1929 года село Рамешки стало центром Рамешковского района, образованного в составе Тверского округа Московской области. Рамешки в это время уступали некоторым окрестным сёлам по населённости (село Замытье, например, было вдвое больше), но удобное расположение села сыграло главную роль в выборе райцентра. С 1935 года район в составе Калининской области. В 1930-е годы в Рамешках появились районные учреждения, построена районная больница, стала печататься газета «Колхозная стройка». Организован колхоз им. Ленина (1930 год), закончено строительство шоссе от Калинина (1934 год). В 1936 году в Рамешках насчитывалось 162 двора, проживали 585 человек. В 1938 году работали швейная, сапожная артели и типография; были клуб, библиотека, клуб при МТС, демонстрировалось кино, работала радиоточка.

Во время Великой Отечественной войны рамешковцы работали на строительстве оборонительных сооружений в Селижарове и под Калининым, принимали у себя беженцев и эвакуированных. В 1941-42 годах в Рамешках размещался военный госпиталь, имеется братское захоронение воинов умерших от ран в госпитале. На фронтах погибли 44 жителя села, в память о них сооружен памятник.

В 1950 году в селе построен молокозавод, в 1958 году стали работать Сельхозтехника, хлебопекарня, комбинат бытового обслуживания.

В 1975 году в селе Рамешки работали головное предприятие Рамешковского производственного трикотажного объединения, райпищекombинат, типография, КБО и другие предприятия. Было газифицировано около 1200 домов (квартир), действовала АТС на 500 номеров. Имелась средняя школа, Дом культуры, кинотеатр «Ракета», библиотека, детская музыкальная школа, печаталась газета «Коллек-

тивный труд», функционировали районные партийные, комсомольские, общественные и спортивные организации.

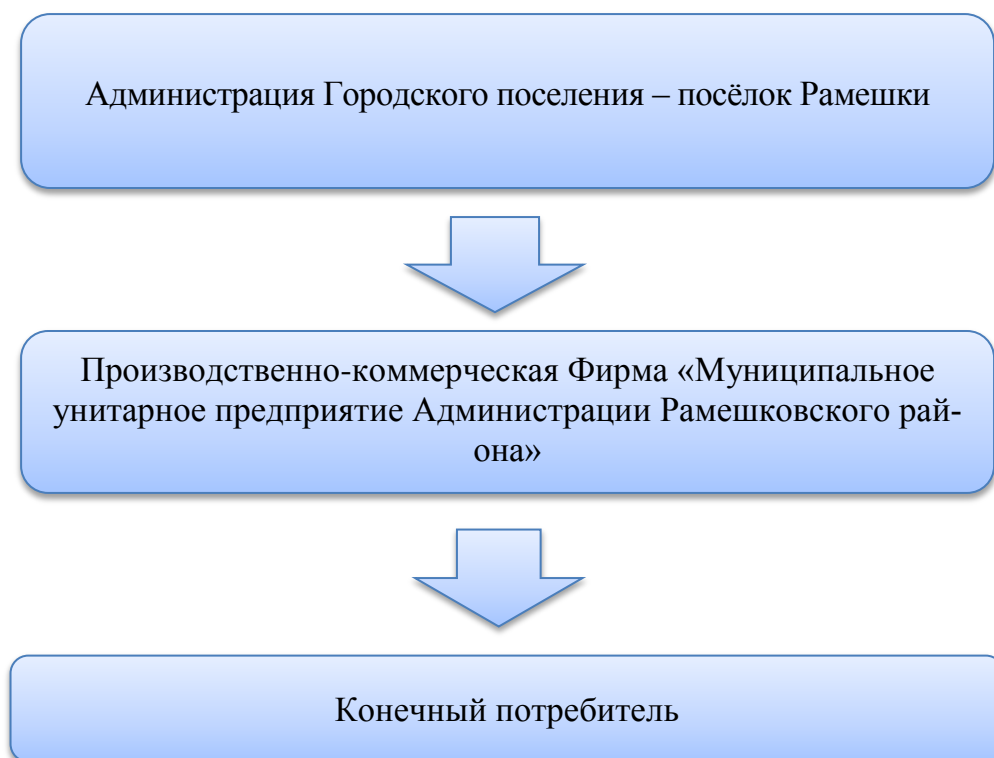
В 1979 году Рамешки получили статус посёлка городского типа. По переписи 1989 года населения в пгт Рамешки 4390 человек, из них примерно 65 % — русские и 30 % — карелы.

По переписи 2002 года в посёлке 4246 жителей (1889 мужчин и 2357 женщин).

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

1.1 Функциональная структура теплоснабжения

На территории поселения действуют три изолированные системы теплоснабжения, образованные на базе котельных. Все котельные находятся на балансе Администрации ГП – посёлок Рамешки. Эксплуатацию и обслуживание оборудования котельной, а также тепловых сетей производит Производственно-коммерческая Фирма «Муниципальное унитарное предприятие Администрации Рамешковского района» (ПКФ «МУПАРР»).



Регулирование отпуска тепловой энергии от источников в системы транспортировки тепла осуществляется по центральному качественному методу регулирования в зависимости от температуры наружного воздуха. Разность температур теплоносителя при расчетной для проектирования систем отопления температуре наружного воздуха (принято по средней температуре самой холодной пятидневки за многолетний период наблюдений и равной минус 29 град. Цельсия) равна 25

град (график изменения температур в подающем и обратном теплопроводе «95-70»).

Также на территории поселения сформированы зоны индивидуального теплоснабжения, число которых равно количеству зданий с индивидуальным теплоснабжением. Индивидуальная одноэтажная застройка отапливается от бытовых котлов различной модификации и печей.

Зоны индивидуального теплоснабжения в большинстве случаев локализованы около зон действия централизованного теплоснабжения. Отсутствие структурированности систем теплоснабжения объясняется преобладающим развитием систем газоснабжения и низкой плотностью тепловых нагрузок на территории поселения.

1.2 Источники тепловой энергии

Отпуск тепловой энергии производится от котельных, перечень которых представлен в таблице 1.2.1.

Таблица 1.2.1 Источники тепловой энергии

№ п/п	Перечень котельных	Установленная мощность, Гкал/ч
Централизованные котельные		
1	Газовая котельная №1	4,2
2	Газовая котельная №2	1,4
3	Газовая котельная №4	4,2

1.2.1 Котельная №1

Котельная №1 расположена по адресу ул. Заводская, д.1а. Котельная отпускает тепловую энергию с теплофикационной водой. Установленная тепловая мощность котельной – 4,2 Гкал/час. Котельная обеспечивает тепловой энергией жилые и общественно-деловые здания поселения. На котельной установлены два отопительных водогрейных котла КБН-Г-2,5 мощностью 1,8 и 2 Гкал/час; а также котел Е-1,0-0,9Г-3в, переведённый на водогрейный режим работы, максимальной производительностью 0,6 Гкал/ч. Режимные карты котлов представлены на рисунках 1.2.1.1, 1.2.1.2 и 1.2.1.3.

Котельная не имеет аварийного топлива. Температурный график работы котельной 95-70°С. Водоснабжение котельной осуществляется из городского водо-

провода. На котельной установлены приборы учёты электрической энергии, потреблённого газа и водопроводной воды.

Сведения о фактической выработке тепловой энергии представлены в таблице 1.2.1.1 и на рисунке 1.2.1.4.

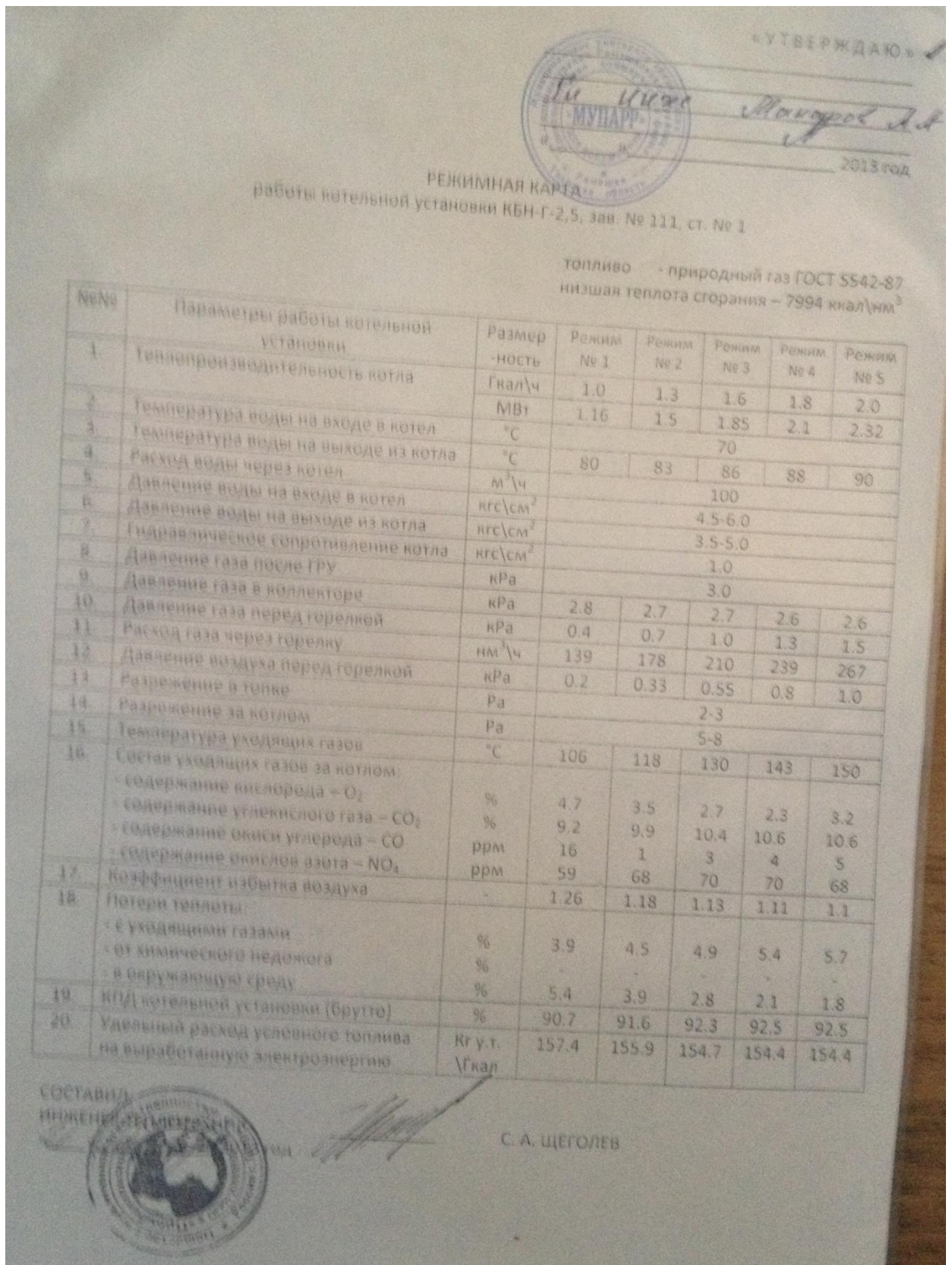


Рисунок 1.2.1.1 Режимная карта котла ст. №1 котельной №1

УТВЕРЖДАЮ

Макаров С.В.

2013 год

РЕЖИМНАЯ КАРТА
работы котельной установки КВН-Г-2,5, з/в № 112 ст. № 2

Топливо — природный газ ГОСТ 5542-87
низшая теплота сгорания — 7994 ккал/м³

№№	Параметры работы котельной установки	Размерность	Режим	Режим	Режим	Режим	Режим
			№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5
1.	Теплопроизводительность котла	Гкал/ч	1,2	1,3	1,5	1,65	1,8
		МВт	1,39	1,5	1,74	1,9	2,09
2.	Температура воды на входе в котел	°С	70				
3.	Температура воды на выходе из котла	°С	82	83	85	86,5	88
4.	Расход воды через котел	м ³ /ч	100				
5.	Давление воды на входе в котел	кгс/см ²	4,5-6,0				
6.	Давление воды на выходе из котла	кгс/см ²	3,5-5,0				
7.	Гидравлическое сопротивление котла	кгс/см ²	1,0				
8.	Давление газа после ГРУ	кПа	3,0				
9.	Давление газа в коллекторе	кПа	2,8	2,9	2,7	2,6	2,6
10.	Давление газа перед горелкой	кПа	0,7	0,8	0,9	1,1	1,3
11.	Расход газа через горелку	м ³ /ч	170	185	198	222	243
12.	Давление воздуха перед горелкой	кПа	0,45	0,5	0,57	0,67	0,75
13.	Разрежение в топке	Па	2-4				
14.	Разрежение за котлом	Па	4-8				
15.	Температура уходящих газов	°С	107	109	113	119	128
16.	Состав уходящих газов за котлом:						
	- содержание кислорода — O ₂	%	4,9	4,6	4,2	4,2	3,7
	- содержание углекислого газа — CO ₂	%	9,1	9,3	9,5	9,5	9,8
	- содержание окиси углерода — CO	ppm	-	6	24	32	43
	- содержание окислов азота — NO _x	ppm	54	54	55	40	53
17.	Коэффициент избытка воздуха	-	1,27	1,25	1,23	1,23	1,22
18.	Потери теплоты:						
	- с уходящими газами	%	4,0	4,1	4,3	4,5	4,9
	- от химического недожога	%	-	-	-	-	-
	- в окружающую среду	%	4,1	3,9	3,3	2,6	2,0
19.	КПД котельной установки (брутто)	%	91,9	92,0	92,4	92,9	93,2
20.	Удельный расход условного топлива на выработанную электроэнергию	кг у.т./кВт·ч	155,4	155,2	154,5	153,7	153,3

СОСТАВИЛ:
ИНЖЕНЕР ТЕПЛОТАХНИКИ
С.А. Щеглов

С.А. ЩЕГЛОВ

Рисунок 1.2.1.2 Режимная карта котла ст. №2 котельной №1

« УТВЕРЖДАЮ »

ИИЖС
 МУПАРП
 2013 год

РЕЖИМНАЯ КАРТА
 работы котельной установки Е-1,0-0,9Г-3в, зав. № 7805, ст. № 1а

топливо - природный газ ГОСТ 5542-87
 низшая теплота сгорания - 7994 ккал/м³

№№	Параметры работы котельной установки	Размерность	Режим МГ	Режим БГ
1.	Теплопроизводительность котла	Гкал/ч	0.36	0.6
		МВт	0.42	0.7
2.	Температура воды на входе в котел	°С	70	
3.	Температура воды на выходе из котла	°С	85	95
4.	Расход воды через котел	м ³ /ч	24	
5.	Давление воды на входе в котел	кгс/см ²	4-6	
6.	Давление воды на выходе из котла	кгс/см ²	3.8-5.8	
7.	Гидравлическое сопротивление котла	кгс/см ²	0.2	
8.	Давление газа после ГРУ	кПа	3.0	2.8
9.	Давление газа в коллекторе	кПа	0.55	1.3
10.	Давление газа перед горелкой	мм ² /ч	55	90
11.	Расход газа через горелку	кПа	0.3	0.45
12.	Давление воздуха перед горелкой	Па	15-20	
13.	Разрежение в топке	Па	20-30	80-90
14.	Разрежение за котлом	°С	132	189
15.	Температура уходящих газов			
16.	Состав уходящих газов за котлом: - содержание кислорода - O ₂ - содержание углекислого газа - CO ₂ - содержание окиси углерода - CO - содержание окислов азота - NO _x	%	7.7	4.3
		%	7.5	9.5
		ppm	105	42
		ppm	42	72
		-	1.5	1.24
17.	Коэффициент избытка воздуха			
18.	Потери теплоты: - с уходящими газами - от химического недожога - в окружающую среду	%	7.4	8.7
		%	-	-
		%	3.6	2.0
		%	89.0	89.3
19.	КПД котельной установки (брутто)	Кг у.т./Гкал	160.4	159.9
20.	Удельный расход условного топлива на выработанную электроэнергию			

СОСТАВИЛ
 ИНЖЕНЕР ТЕПЛОТЕХНИК
 2013 год

С. А. ЩЕГОЛЕВ

Рисунок 1.2.1.3 Режимная карта котла ст. №1а котельной №1

Таблица 1.2.1.1 Выработка тепловой энергии котельной №1

Котельная	Выработка тепловой энергии котельной, Гкал	Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии от котельной, Гкал	Потери тепловой энергии на тепловых сетях, Гкал	Полезный отпуск тепловой энергии, Гкал
Котельная №1	7200	100	7100	800	6300

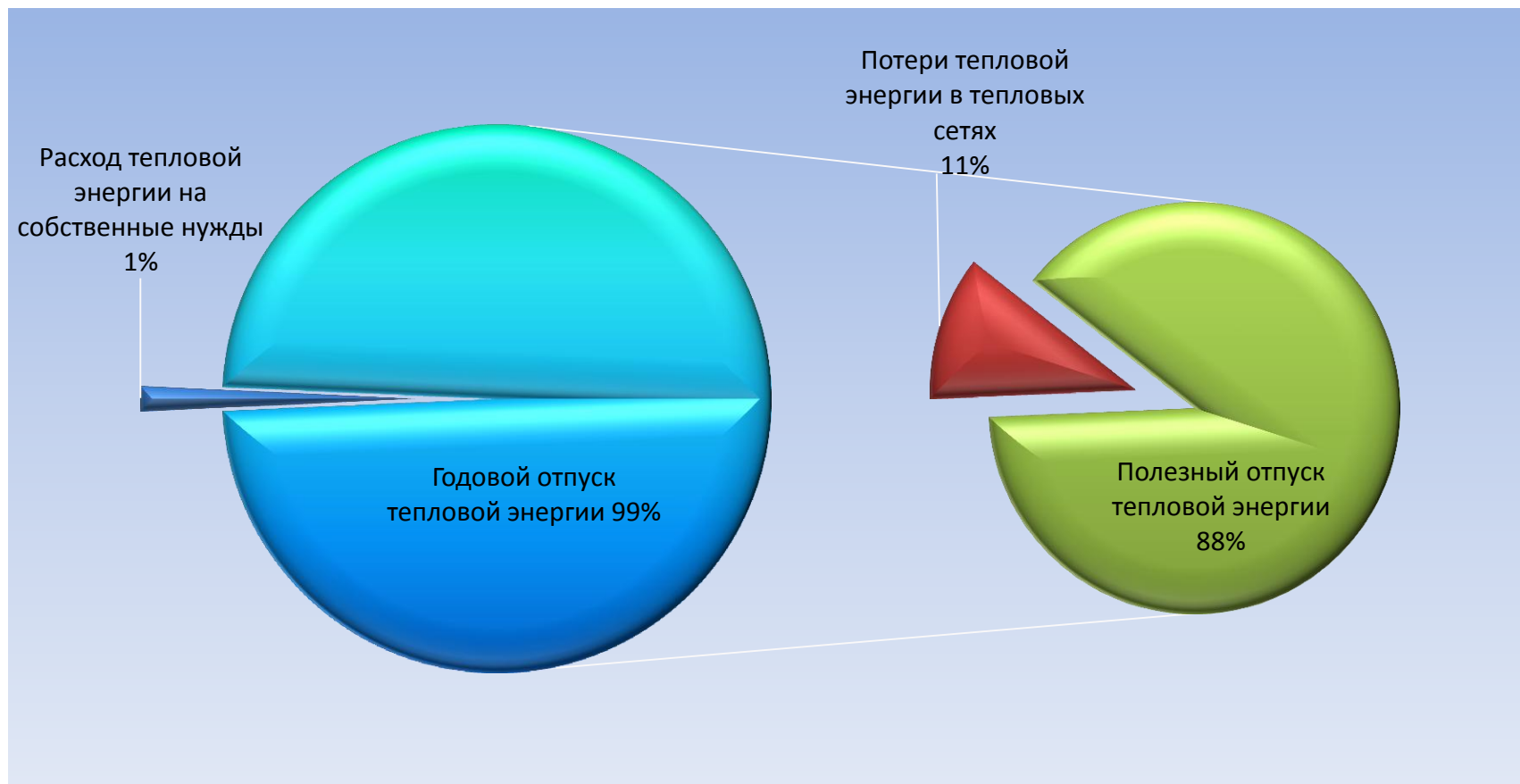


Рисунок 1.2.1.4 Выработка тепловой энергии котельной №1

1.2.2 Котельная №2

Котельная №2 расположена по адресу ул. Советская, д.72. Котельная отпускает тепловую энергию с теплофикационной водой. Установленная тепловая мощность котельной – 1,4 Гкал/час. Котельная обеспечивает тепловой энергией жилые и общественно-деловые здания поселения. На котельной установлены два котла типа Е-1,0-0,9Г-3в, переведённые на водогрейный режим работы, максимальной производительностью 0,56 Гкал/ч каждый. Режимные карты котлов представлены на рисунках 1.2.2.1 и 1.2.2.2.

Котельная не имеет аварийного топлива. Температурный график работы котельной 95-70°С. Водоснабжение котельной осуществляется из городского водопровода. На котельной установлены приборы учёты электрической энергии, потреблённого газа и водопроводной воды.

Сведения о фактической выработке тепловой энергии представлены в таблице 1.2.2.1 и на рисунке 1.2.2.3.



2013 год

РЕЖИМНАЯ КАРТА

работы котельной установки Е-1,0-0,9Г-Зв, зав. № 2543, ст. № 2

топливо - природный газ ГОСТ 5542-87
низшая теплота сгорания - 7994 ккал/м³

№№	Параметры работы котельной установки	Размерность	Режим МГ	Режим БГ
1.	Теплопроизводительность котла	Гкал/ч	0.4	0.56
		МВт	0.46	0.65
2.	Температура воды на входе в котел	°С	70	
3.	Температура воды на выходе из котла	°С	87	93
4.	Расход воды через котел	м ³ /ч	24	
5.	Давление воды на входе в котел	кгс/см ²	3.0-5.0	
6.	Давление воды на выходе из котла	кгс/см ²	2.8-4.8	
7.	Гидравлическое сопротивление котла	кгс/см ²	0.2	
8.	Давление газа после ГРУ	кПа	2.3	
9.	Давление газа в коллекторе	кПа	2.2	2.1
10.	Давление газа перед горелкой	кПа	0.2	0.3
11.	Расход газа через горелку	нм ³ /ч	56	78
12.	Давление воздуха перед горелкой	кПа	0.4	0.55
13.	Разрежение в топке	Па	15-20	
14.	Разрежение за котлом	Па	40-50	60-70
15.	Температура уходящих газов	°С	170	201
16.	Состав уходящих газов за котлом: - содержание кислорода - O ₂ - содержание углекислого газа - CO ₂ - содержание окиси углерода - CO - содержание окислов азота - NO _x	%	5.5	5.1
		%	8.8	9.0
		%	9	3
		ppm	69	71
		ppm	1.32	1.29
17.	Коэффициент избытка воздуха	-	-	9.0
18.	Потери теплоты: - с уходящими газами - от химического недожога - в окружающую среду	%	7.5	-
		%	-	2.2
		%	3.5	88.8
		%	89.0	160.8
19.	КПД котельной установки (брутто)	%	160.4	-
20.	Удельный расход условного топлива на выработанную электроэнергию	Кг у.т./Гкал	-	-

СОСТАВИЛ:
ИНЖЕНЕР
«76»



[Handwritten signature]

С. А. ЩЕГОЛЕВ

Рисунок 1.2.2.1 Режимная карта котла ст. №2 котельной №2



Директор МУЭАРР

Звонарев М.А.

Режимная карта
 работы котельной установки Е-1,0-0,9Г-3в
 заводской №17035 стационарный №3.

Топливо: природный газ ГОСТ 5542-87.
 Низшая теплота сгорания - 7994 ккал/м³

№№ п./п.	Параметры работы котельной установки	Размерность	Режим МГ	Режим БГ
1	Теплопроизводительность котла	Гкал/ч	0,4	0,56
		МВт	0,46	0,65
2	Температура воды на входе в котел	°С	70	
3	Температура воды на выходе из котла	°С	87	93
4	Расход воды через котёл	м ³ /ч	24	
5	Давление воды на входе в котел	кгс/см ²	3,0÷5,0	
6	Давление воды на выходе из котла	кгс/см ²	2,8÷4,8	
7	Гидравлическое сопротивление котла	кгс/см ²	0,2	
8	Давление газа после ГРУ	кПа	2,3	
9	Давление газа в коллекторе	кПа	2,3	2,2
10	Расход газа перед горелкой	кПа	0,1	0,2
11	Расход газа через горелку	м ³ /ч	54	77
12	Давление воздуха перед горелкой.	кПа	0,4	0,52
13	Разрежение в топке котла	Па	15÷20	
14	Разрежение за котлом	Па	30÷40	70÷80
15	Температура уходящих газов	°С	152	192
16	Состав уходящих газов за котлом:			
	❖ Содержание кислорода - O ₂	%	6,1	4,0
	❖ Содержание углекислого газа - CO ₂	%	8,4	9,6
	❖ Содержание окиси углерода - CO	ppm	14	0
17	Содержание окислов азота - NO _x	ppm	38	66
		-	1,37	1,21
18	Потери теплоты:			
	❖ С уходящими газами	%	7,0	8,1
	❖ От химического недожога	%	нет	нет
19	❖ Через ограждения котла	%	3,5	2,2
	Кoeffициент полезного действия котельной установки (брутто)	%	89,5	89,7
20	Удельный расход условного топлива на выработанную теплоэнергию	кг у.т.	159,6	159,2
		Гкал		

Составлено: и. инженер
 Макаров А.А.

Рисунок 1.2.2.2 Режимная карта котла ст. №3 котельной №2

Таблица 1.2.2.1 Выработка тепловой энергии котельной №2

Котельная	Выработка тепловой энергии котельной, Гкал	Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии от котельной, Гкал	Потери тепловой энергии на тепловых сетях, Гкал	Полезный отпуск тепловой энергии, Гкал
Котельная №2	1700	50	1650	200	1450

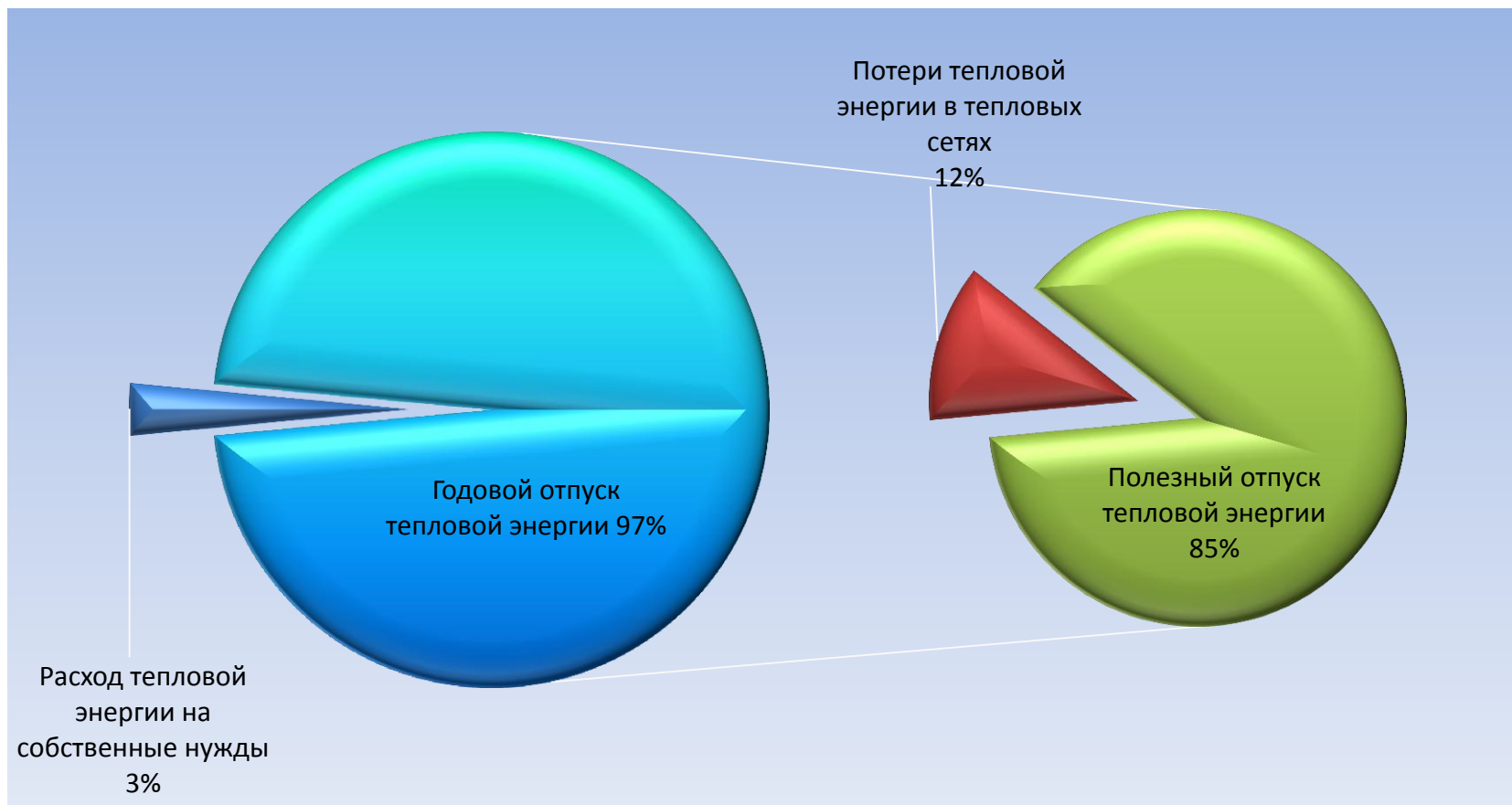


Рисунок 1.2.2.3 Выработка тепловой энергии котельной №2

1.2.3 Котельная №4

Котельная №4 расположена по адресу ул. Комсомольская, д.51. Котельная отпускает тепловую энергию с теплофикационной водой. Установленная тепловая мощность котельной – 4,2 Гкал/час. Котельная обеспечивает тепловой энергией жилые и общественно-деловые здания поселения. На котельной установлены два котла ДКВР-4-13, переведённых в водогрейный режим работы.

Котельная не имеет аварийного топлива. Температурный график работы котельной 95-70°C. Водоснабжение котельной осуществляется из городского водопровода. На котельной установлены приборы учёты электрической энергии, потреблённого газа и водопроводной воды.

Температурный график работы котельной, а также технологическая схема работы оборудования представлены на рисунках 1.2.3.1, 1.2.3.2 и 1.2.3.3.

Сведения о фактической выработке тепловой энергии представлены в таблице 1.2.3.1 и на рисунке 1.2.3.4.

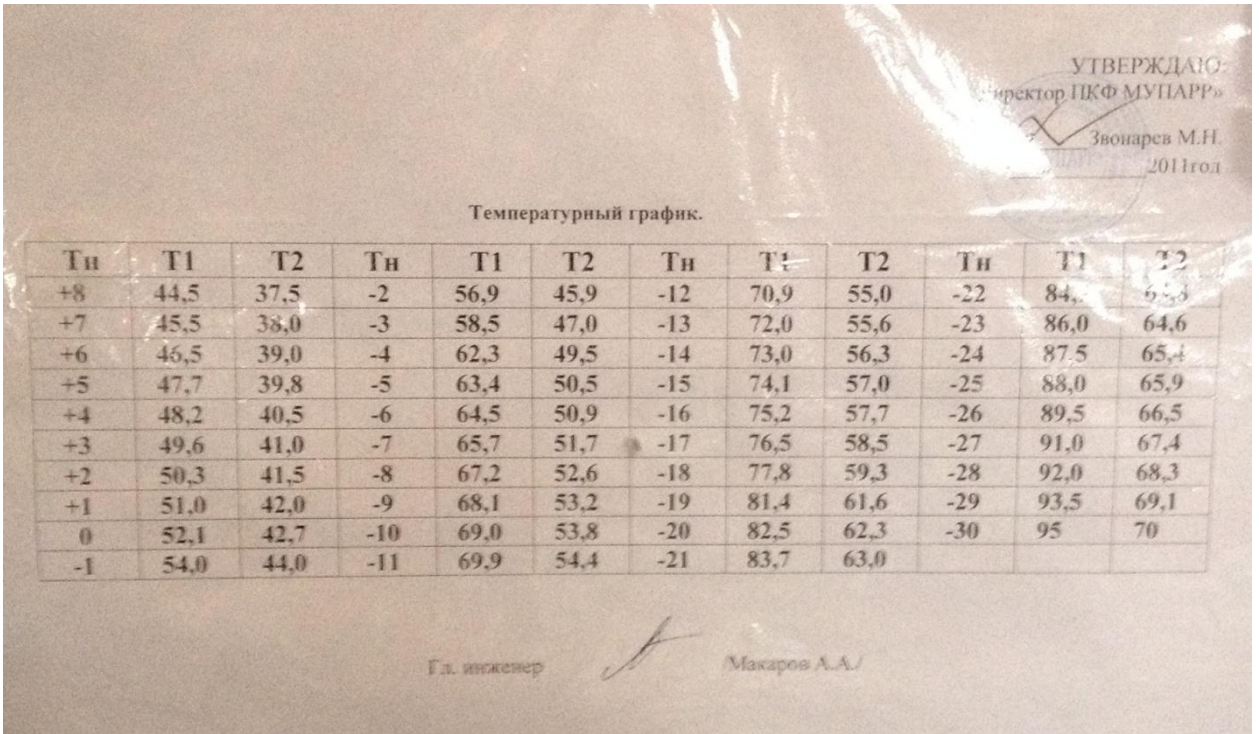


Рисунок 1.2.3.1 Температурный график работы котельной

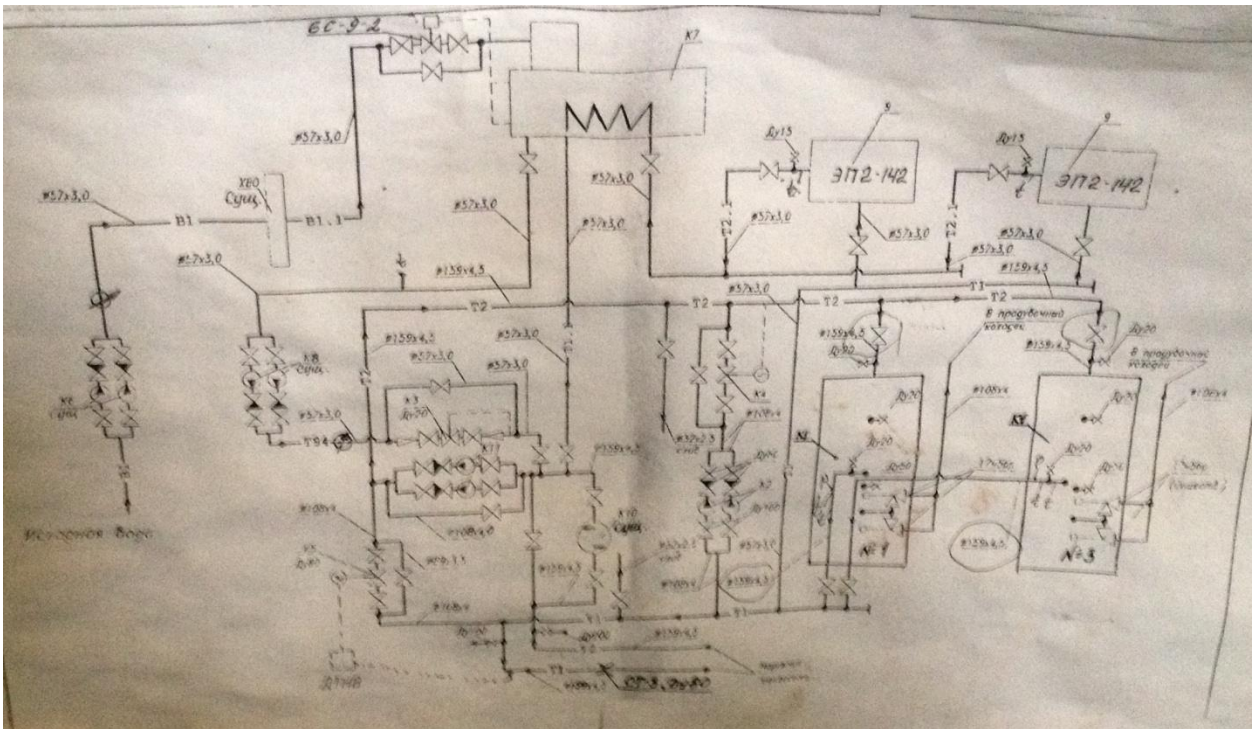


Рисунок 1.2.3.2 Технологическая схема оборудования

п.Рамешки.

Утверждаю
Директор ПКФ «МУПАРР»
Звонарев М.Н.

Температурный график водогрейных котлов

по котельным ПКФ «МУПАРР»

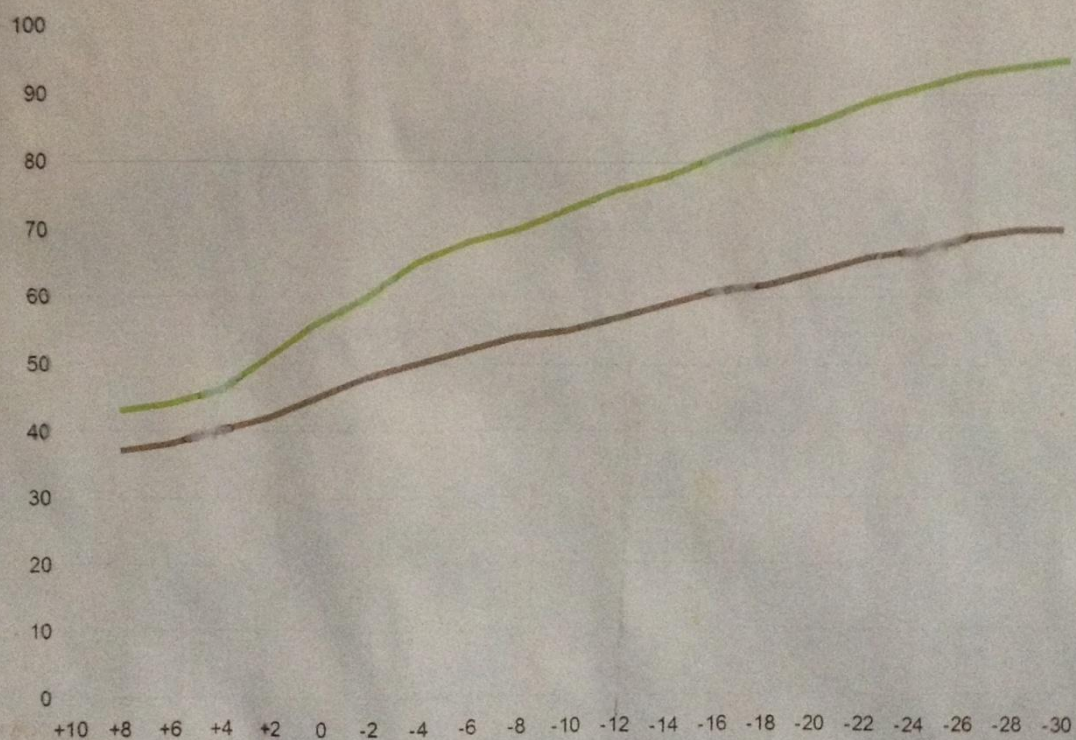


Рисунок 1.2.3.3 Температурный график водогрейных котлов

Таблица 1.2.3.1 Выработка тепловой энергии котельной №4

Котельная	Выработка тепловой энергии котельной, Гкал	Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии от котельной, Гкал	Потери тепловой энергии на тепловых сетях, Гкал	Полезный отпуск тепловой энергии, Гкал
Котельная №4	5500	100	5400	600	4800

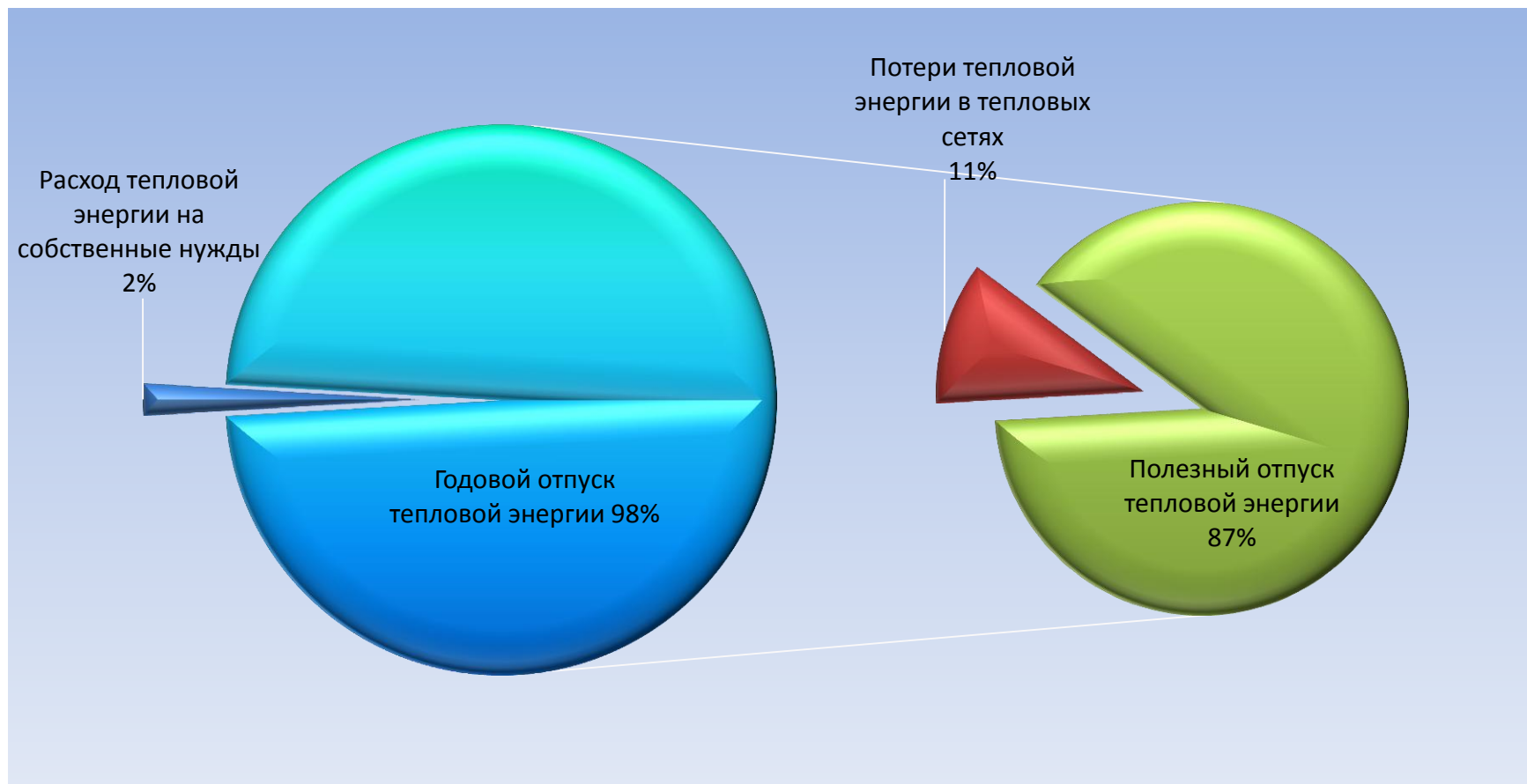


Рисунок 1.2.3.4 Выработка тепловой энергии котельной №4

1.3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты

1.3.1 Описание структуры тепловых сетей

Общая протяжённость тепловых сетей централизованного теплоснабжения г. Бежецка составляет 11,6 км в двухтрубном исчислении. На балансе ПКФ «МУПАРР» находятся все тепловые сети

Система теплоснабжения от котельных закрытая, ГВС потребителей осуществляется только от котельной №1. Эксплуатационный график тепловой сети 95-70°C. Присоединение абонентов к сети безэлеваторное по зависимой схеме. Общие характеристики сетей котельных представлены на рисунках 1.3.1.1 – 1.3.1.8.

1. Общие сведения

Ном. по пор.	НАИМЕНОВАНИЕ	Единица измер.	2006	—	—
1	Протяженность тепловой сети	пм	680,98		
	А. Протяженность воздушной прокладки	"			
	а) на эстакадах	"			
	б) на опорах	"	587,6		
	Количество опор	шт.	46		
	Б. Протяженность подземной прокладки	пм	93,38		
	а) в проходных каналах	"			
	б) в непроходных каналах	"	93,38		
	в) бесканальная прокладка	"			
2	Количество колодцев (камер)	шт.	1		
3	Количество компенсаторов	"	6		
4	Количество вводов	"	8		
5	Количество задвижек	"	13		

Рисунок 1.3.1.1 Сведения о тепловой сети котельной №2

I. Таблица определения процента износа трубопроводов, эстакад, опор и т.д.

Ном. учетных участков, камер, опор.	Наименование трубопроводов, эстакад, опор, и т.д.	Материал (трубопроводов, эстакад, опор и т.д.)	Материал изоляции трубопроводов	Протяженность в п.м. для опор кол-во	Диаметр в мм для опор - сеч.	фактически прослужившее время в годах	Предположит. (остаточный) срок службы в годах	Средний нормативный срок службы в годах	Износ в %
1	Наружный трубопровод центрального отопления от Т2доТ4	Металлопласт	Теплоизол	223,4	100	0		60	0
2	Надземный трубопровод центрального отопления от Т2доТ3; отТ4доТ5; отТ6доТ7;отТ8доТ9; отТ10доТ11; отТ12доТ13	Металлопласт	Теплоизол	191,70	50	0		60	0
3	Наружный трубопровод центрального отопления от Т4доТ8; отТдоТ10;от Т10доТ12;отТ12доТ14	Металлопласт	Теплоизол	172,50	80	0		60	0
4	Подземный трубопровод центрального отопления отТ14доТК1;от ТК1доТ15; отТК1доТ16	сталь	минвата	93,38	80	16		40	40

Рисунок 1.3.1.2 Сведения о тепловой сети котельной №2

III. Ведомость для определения стоимости элементов теплосети (продолжение)

Дата измерения	Ном. учетного участка	опор. эстакад	Наименование и хар-ка объекта (трасса, опора, эстакада и т.д.)	Год постройки	Материал труб, эстакад, опор и т.д.	Диаметр труб в мм сечения каналов	Протяженность трассы в м	Глубина (высота) прокладки трубопровода	Характеристика грунта	Вес 1 пм труб с водой и теплоизоляцией(кг)	Нагрузка на опору(т)	№ сборника	Ном. оценочной таблицы	Измеритель	Стоимость измерителя	Поправки и надбавки		Стоимость измерителя с поправками и надбавками	Количество	Восстановительная стоимость в рублях	% износа	Действительная стоимость в рублях	Текущие изменения	
																							% износа	Действительная стоимость в рублях
2.2006	1		Наружный трубопровод центрального отопления на стальных опорах	2006	м-пл.	100	223,40	2,00	сухой			3	120	км	24		24	0,2234	5362	0	5362			
2.2006	2		Наружный трубопровод центрального отопления на стальных опорах(4-х трубный)	2006	м-пл.	50	135,20	2,00	сухой			3	120	км	32		32	0,1352	4326	0	4326			
2.2006	2		Наружный трубопровод центрального отопления на стальных опорах(2-х трубный)	2006	м-пл.	50	56,50	1,80	сухой			3	120	км	16		16	0,0565	904	0	904			
2.2006	3		Наружный трубопровод центрального отопления на стальных опорах	2006	м-пл.	80	172,5	1,00	сухой			3	120	км	22		22	0,1725	3795	0	3795			
2.2006	4		Подземный трубопровод центрального отопления в непроходных каналах, стены канала бетонные	1991	ст.	80	93,38	1,20	сухой			3	111	км	94		94	0,0934	8778	40	5267			
			Всего по объекту:																23165		19654			
			Балансовая стоимость :				Нет данных																	

Рисунок 1.3.1.3 Сведения о тепловой сети котельной №2

I. Таблица определения процента износа трубопроводов, эстакад, опор и т.д.									
Ном. учетных участков, камер, опор.	Наименование трубопроводов, эстакад, опор, и т.д.	Материал (трубопроводов, эстакад, опор и т.д.)	Материал изоляции трубопроводов	Протяженность в п. м. для опор кол-во	Диаметр в мм для опор - сеч. фактически	прослужившее время в годах	Предпожит (остаточный) срок службы в годах	Средний нормативный срок службы в годах	Износ в %
1	Наружный паропровод центрального отопления отТ1 доТ2; отТ1 до Ту1	сталь	минвата	125,21	100	17		30	57
2	Наружный паропровод центрального отопления отТу1 доТ3	сталь	минвата	13,62	47	17		30	57
3	Наружный теплопровод центрального отопления отТ1 доТу1	сталь	минвата	70,07	150	17		30	57
4	Наружный теплопровод центрального отопления отТу1 доТ4	сталь	минвата	113,20	133	17		30	57
5	Подземный теплопровод центрального отопления отТ4 доТу2	сталь	минвата	46,16	133	17		30	57
6	Подземный теплопровод центрального отопления отТу2 доТк1; отТк1 доТк2	сталь	минвата	77,09	133	2		30	7
7	Подземный теплопровод центрального отопления отТу2 доТ7	сталь	минвата	70,63	89	17		30	57
8	Наружный теплопровод центрального отопления отТу2 доТ5; отТ5 доТ6	сталь	минвата	196,34	76	2		30	7
9	Подземный теплопровод центрального отопления отТк1 доТ8; отТк1 доТк2; отТк2 доТ9; отТк5 доТ29	сталь	минвата	40,69	57	2		30	7
10	Подземный теплопровод центрального отопления отТк2 доТк3; отТк3 доТ10; отТк3 доТ11; отТ15 доТ16; отТ17 доТ18; отТ19 доТ20	сталь	минвата	130,53	76	2		30	7
11	Подземный теплопровод центрального отопления отТк2 доТ12; отТ13 доТ14; отТ26 доТ28	сталь	минвата	69,71	108	2		30	7
12	Наружный теплопровод центрального отопления отТу1 доТ21; отТ24 доТу3	сталь	минвата	300,21	219	2		30	7
13	Подземный теплопровод центрального отопления отТ21 доТк4; отТк4 доТ22; отТу3 доТ26; отТ26 доТ27; отТ27 доТк6	сталь	минвата	243,74	219	2		30	7
14	Подземный теплопровод центрального отопления отТ22 доТ23	сталь	минвата	282,90	219	17		30	57
15	Наружный теплопровод центрального отопления отТ23 доТ24	сталь	минвата	227,11	219	17		30	57

Рисунок 1.3.1.5 Сведения о тепловой сети котельной №4

II. Таблица определения процента износа трубопроводов, эстакад, опор и т.д.

Ном. учетных участков, камер, опор.	Наименование трубопроводов, эстакад, опор, и т.д.	Материал (трубопроводов, эстакад, опор и т.д.)	Материал изоляции трубопроводов	Протяженность в п. м. для опор кол-во	Диаметр в мм для опор - сеч.	фактически прослужившее время в годах	Предположит. (остаточный) срок службы в годах	Средний нормативный срок службы в годах	Износ в %%
16	Подземный теплопровод центрального отопления отТуз доТ25	сталь	минвата	19,70	57	2		30	7 17
17	Наружный теплопровод центрального отопления отТ27 доТк5; отТк5 доТ30; отТк6 доТ31; отТк6 доТ32	сталь	минвата	129,18	89	2		30	7 17
18	Подземный теплопровод центрального отопления отТ33 доТ34	сталь	минвата	25,26	61	17		30	57 67

Рисунок 1.3.1.6 Сведения о тепловой сети котельной №4

III. Ведомость для определения стоимости элементов теплосети (продолжение)

Дата записи	Ном. учетного участка, опор. эстакад	Наименование и хар-ка объекта (трасса, опора, эстакада и т.д.)	Год постройки	Материал труб, эстакад, опор и т.д.	Диаметр труб в мм сечения каналов	Протяженность трассы в м	Глубина (высота) прокладки трубопровода	Характеристика грунта	Вес 1 км труб с водой и теплоизоляцией(кг)	Нагрузка на опору(т)	№ сборника	Ном. оценочной таблицы	Измеритель	Стоимость измерителя	Поправки и надбавки		Стоимость измерителя с поправками и надбавками	Количество	Восстановительная стоимость в рублях	% износа	Действительная стоимость в рублях	Текущие изменения	
																						% износа	Действительная стоимость в рублях
11.12.2006	1	Наружный паропровод центрального отопления на ж/б опорах	1990	ст.	100	125,21	1,00	сухой			3	121	км	24			24	0,1252	3005	57	1292		
11.12.2006	2	Наружный паропровод центрального отопления на ж/б опорах	1990	ст.	47	13,62	1,00	сухой			3	121	км	16			16	0,0136	218	57	124		
11.12.2006	3	Наружный трубопровод центрального отопления на стальных опорах	1990	ст.	150	70,07	1,00	сухой			3	120	км	36			36	0,0701	2523	57	1438		
11.12.2006	4	Наружный трубопровод центрального отопления на ж/б опорах	1990	ст.	133	113,20	1,00	сухой			3	120	км	32			32	0,1132	3622	57	2065		
11.12.2006	5	Подземный трубопровод центрального отопления в непроходных каналах, стены канала бетонные	1990	ст.	133	46,16	1,50	сухой			3	111	км	113			113	0,0462	5216	57	2973		
1.12.2006	6	Подземный трубопровод центрального отопления в непроходных каналах, стены канала бетонные	2005	ст.	133	77,09	1,50	сухой			3	111	км	113			113	0,0771	8711	7	610		
1.12.2006	7	Подземный трубопровод центрального отопления в непроходных каналах, стены канала бетонные	1990	ст.	89	70,63	1,50	сухой			3	111	км	94			94	0,0706	6639	57	3784		
1.12.2006	8	Наружный трубопровод центрального отопления в ж/б каналах, на стальных опорах	2005	ст.	76	196,34		сухой			3	120	км	22			22	0,1963	4319	7	302		
1.12.2006	9	Подземный трубопровод центрального отопления в непроходных каналах, стены канала бетонные	2005	ст.	57	40,69	1,50	сухой			3	111	км	84			84	0,0407	3418	7	239		
1.12.2006	10	Подземный трубопровод центрального отопления в непроходных каналах, стены канала бетонные	2005	ст.	76	130,53	1,50	сухой			3	111	км	94			94	0,1305	12270	7	859		

Рисунок 1.3.1.7 Сведения о тепловой сети котельной №4

III. Ведомость для определения стоимости элементов теплосети (продолжение)

Дата записи	Ном. учетного участка, опор. эстакад	Наименование и хар-ка объекта (трасса, опора, эстакада и т.д.)	Год постройки	Материал труб, эстакад, опор и т.д.	Диаметр труб в мм сечения каналов	Протяженность трассы в м	Глубина (высота) прокладки трубопровода	Характеристика грунта	Вес 1 пм труб с водой и теплоизоляцией(кг)	Нагрузка на опору(т)	№ сборника	Ном оценочной таблицы	Измеритель	Стоимость измерителя	Поправки и надбавки		Стоимость измерителя с поправками и надбавками	Количество	Восстановительная стоимость в рублях	% износа	Действительная стоимость в рублях	Текущие изменения	
																						% износа	Действительная стоимость в рублях
11.12.2006	11	Подземный трубопровод центрального отопления в непроходных каналах, стены канала бетонные	2005	ст.	108	69,71	1,50	сухой			3	111	км	108			108	0,0697	7529	7	527		
11.12.2006	12	Наружный трубопровод центрального отопления на ж/б и стальных опорах	2005	ст.	219	300,21		сухой			3	120	км	52			52	0,3002	15611	7	1093		
11.12.2006	13	Подземный трубопровод центрального отопления в непроходных каналах, стены канала бетонные	2005	ст.	219	243,74	1,50	сухой			3	111	км	142			142	0,2437	34611	7	2423		
11.12.2006	14	Подземный трубопровод центрального отопления в непроходных каналах, стены канала бетонные	1990	ст.	219	282,90	1,50	сухой			3	111	км	142			142	0,2829	40172	57	22898		
11.12.2006	15	Наружный трубопровод центрального отопления на ж/б и стальных опорах	1990	ст.	219	227,11		сухой			3	120	км	52			52	0,2271	11810	57	6732		
11.12.2006	16	Наружный трубопровод центрального отопления на стальных опорах	2005	ст.	57	19,70	3,20	сухой			3	120	км	16			16	0,0197	315	7	22		
11.12.2006	17	Подземный трубопровод центрального отопления в непроходных каналах, стены канала бетонные	2005	ст.	89	129,18	1,50	сухой			3	111	км	94			94	0,1292	12143	7	850		
11.12.2006	18	Подземный трубопровод центрального отопления в непроходных каналах, стены канала бетонные	1990	ст.	61	25,26	1,50	сухой			3	111	км	94			94	0,0253	2374	57	1353		
		Всего по объекту:																	174506		49584		

Рисунок 1.3.1.8 Сведения о тепловой сети котельной №4

1.3.2 Инженерно-геологическая характеристика грунта в местах залегания тепловых сетей

Согласно данным Генерального плана Городского поселения – посёлок Рамешки:

в инженерно-геологическом отношении территория городского поселения-поселка Рамешки изучена слабо. Инженерно-геологические изыскания проводились Верхневолжским ТИСИЗом и другими организациями лишь на отдельных небольших площадках под гражданское и промышленное строительство.

По степени пригодности территории как природной среды для строительства в соответствии с инженерно-геологическими условиями выделены следующие категории:

- территории благоприятные для строительства;
- территории ограниченно благоприятные для строительства;
- территории неблагоприятные для строительства.

Территории благоприятные для строительства характеризуются относительно равнинным рельефом и абсолютными отметками поверхности от 153 до 187 м. Уклоны поверхности варьируются от 0,5 до 5,0 %. Грунтовые воды залегают на глубине более 2 м от поверхности (на отдельных участках могут быть встречены воды типа верховодки, залегающие ближе 2 м от поверхности). Естественным основанием фундаментов возводимых зданий и сооружений являются моренные отложения Калининского горизонта, представленные суглинком, реже песками.

Территории ограниченно благоприятные для строительства занимают выравненные и пониженные участки моренной равнины. К данной категории относятся участки, где грунтовые воды залегают на глубине менее 2 м от поверхности и заболоченные территории с торфом мощностью до 2 м. Водосодержащими породами являются пески от пылеватых до разнотернистых. Грунтами оснований служат водонасыщенные пески, моренные суглинки

Выводы: Территория городского поселения-поселка Рамешки в аспекте инженерно-геологических условий в основном благоприятна для строительства;

инженерно-геологические условия территории, которая примыкает к территории городского поселения-поселка Рамешки в целом нельзя отнести к категории благоприятной для строительства; по инженерно-геологическим условиям наиболее благоприятные для строительства территории примыкают с севера.

Рельеф и отложения

Формирование современного рельефа происходило главным образом в течение Калининской стадии Валдайского отделения.

Южная часть района представляет собой задровую низину с преобладанием в верхней части геологического разреза флювиогляциальных отложений, представленных песками, супесями и суглинками с небольшими включениями гравия и гальки.

Центральную часть района занимает Медведицкая переходная равнина. В долине реки Медведицы распространены аллювиальные отложения, имеющие сравнительно небольшую, до 10 м, мощность. Аллювиальные отложения представлены песками и супесями. Однако, наибольшее распространение здесь, также как и на севере района, имеют моренные отложения Калининского горизонта, представленные, в основном, суглинками и глинами с включениями гальки, гравия и валунов. Рельеф северной части района холмисто-равнинный.

На территории района встречаются и озерно-болотные отложения. Они приурочены главным образом к долинам рек. Наибольшее распространение болота имеют в юго-западной части района. Мощность торфа здесь может достигать 5-7 метров.

1.3.3 Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их особенностей

Регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется качественным способом, т.е. изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе при постоянном расходе, в зависимости от температуры наружного воздуха. Утвержденный график работы тепловой сети отопления – 95-70°C; график работы тепловой сети ГВС – 70-40°C.

Объем тепловой энергии, отпущенной потребителям в 2012 году от котельных, составил – 14,4 тыс. Гкал. Годовое потребление тепловой энергии носит неравномерный характер. Потребление тепловой энергии в отопительный период значительно превышает показатели летнего периода, т.к. тепловая энергия в это время года тратится только на ГВС потребителей.

1.3.4 Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

Необходимые параметры гидравлического режима тепловой сети обеспечиваются сетевыми насосами, установленными на источниках теплоснабжения.

Потребители подключены по зависимой безэлеваторной схеме.

Типовая схема подключения потребителей к системе централизованного теплоснабжения представлены на рисунке 1.3.4.1. Существенным недостатком такой схемы является невозможность автоматического регулирования потребления тепловой энергии жилыми и административными зданиями. Однако главным преимуществом схемы является простота, т.е. схема не требует обязательного наличия такого дорогостоящего оборудования, как насосы, регулирующие клапаны и пр.

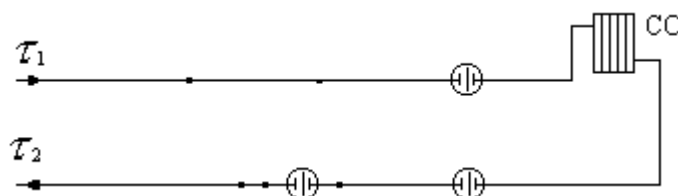


Рисунок 1.3.4.1 Схема подключения потребителей по зависимой безэлеваторной схеме

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

Дефекты, которые не могут быть устранены без отключения теплопровода, но не представляющие непосредственной опасности для надежной эксплуатации, заносят в журнал ремонтов для ликвидации в период ближайшего останова теплопровода или в период ремонта. Дефекты, которые могут вызвать аварию в сети, устраняют немедленно.

Методы технической диагностики, рекомендуемые к применению на сетях эксплуатационной ответственности ПКФ «МУПАРР»:

Опрессовка на прочность повышенным давлением (гидравлические испытания). Метод применяется и был разработан с целью выявления ослабленных мест трубопровода в ремонтный период и исключения появления повреждений в отопительный период. Он имел долгий период освоения и внедрения, но в настоящее время показывает низкую эффективность 20 – 40% . То есть только 20% повреждений выявляется в ремонтный период и 80% уходит на период отопления. Метод применяется в комплексе оперативной системы сбора и анализа данных о состоянии теплопроводов. Участки тепловых сетей, не прошедшие гидравлические испытания, подвергаются ремонту и устранению всех выявленных дефектов.

Ревизия запорной арматуры. Вся запорная арматура перед установкой и пуском в эксплуатацию проходит предварительную проверку, в ходе которой проверяется ее соответствие проекту, наличие паспорта изготовителя, сертификата соответствия, отсутствие таких дефектов, как трещины и раковины, свободный ход штока, комплектация и. т. д. В случае нарушений по одному из пунктов принимается решение о возврате. Перед монтажом запорная арматура должна пройти ревизию, которой предусматривается:

- разборка арматуры без демонтажа запорной и регулирующей части штока;
- очистка и смазка ходовой части;
- проверка уплотнительных поверхностей;
- обратная сборка с установкой прокладок, набивкой сальника и проверкой плавности хода штока;
- гидравлические испытания на плотность и прочность.

Кроме того, ревизии подвергается вся арматура, нормативный срок эксплуатации которой истек.

Шурфовка трубопроводов тепловых сетей. Применяются для контроля состояния подземных теплопроводов, теплоизоляционных и строительных конструкций. Число ежегодно проводимых плановых шурфовок устанавливаются в зависимости от протяженности сети, типов прокладки и теплоизоляционных конструкций и количества коррозионных повреждений труб. На каждые 5 км трассы должно быть не менее одного шурфа. На новых участках сети шурфовки производят начиная с

третьего года эксплуатации. Эксплуатирующая организация должна иметь специальную схему тепловой сети, на которой отмечают места и результаты шурфовок, места аварийных повреждений и затопления трассы, переложённые участки.

Метод акустической диагностики. Используются корреляторы усовершенствованной конструкции. Метод имеет перспективу как информационная составляющая в комплексе методов мониторинга состояния действующих теплопроводов, он хорошо вписывается в процесс эксплуатации и конструктивные особенности прокладок тепловых сетей.

Тепловая азросъемка в ИК-диапазоне. Метод очень эффективен для планирования ремонтов и выявления участков с повышенными тепловыми потерями. Съёмку необходимо проводить весной (март-апрель) и осенью (октябрь-ноябрь), когда система отопления работает, но снега на земле нет. Недостатком метода является высокая стоимость проведения обследования.

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

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

Метод наземного тепловизионного обследования с помощью тепловизора. При доступной поверхности трассы, желательно с однородным покрытием, наличием точной исполнительной документации, с применением специального программного обеспечения, может очень хорошо показывать состояние обследуемого участка. По вышеназванным условиям применение возможно только на 10% старых прокладок. В некоторых случаях метод эффективен для поиска утечек.

Метод магнитной томографии металла теплопроводов с поверхности земли. Метод имеет мало статистики и пока трудно сказать о его эффективности в условиях города.

Схема формирования плана проектирования перекладок на основе данных мониторинга состояния прокладок теплосетей представлена на рисунке 1.3.5.1.

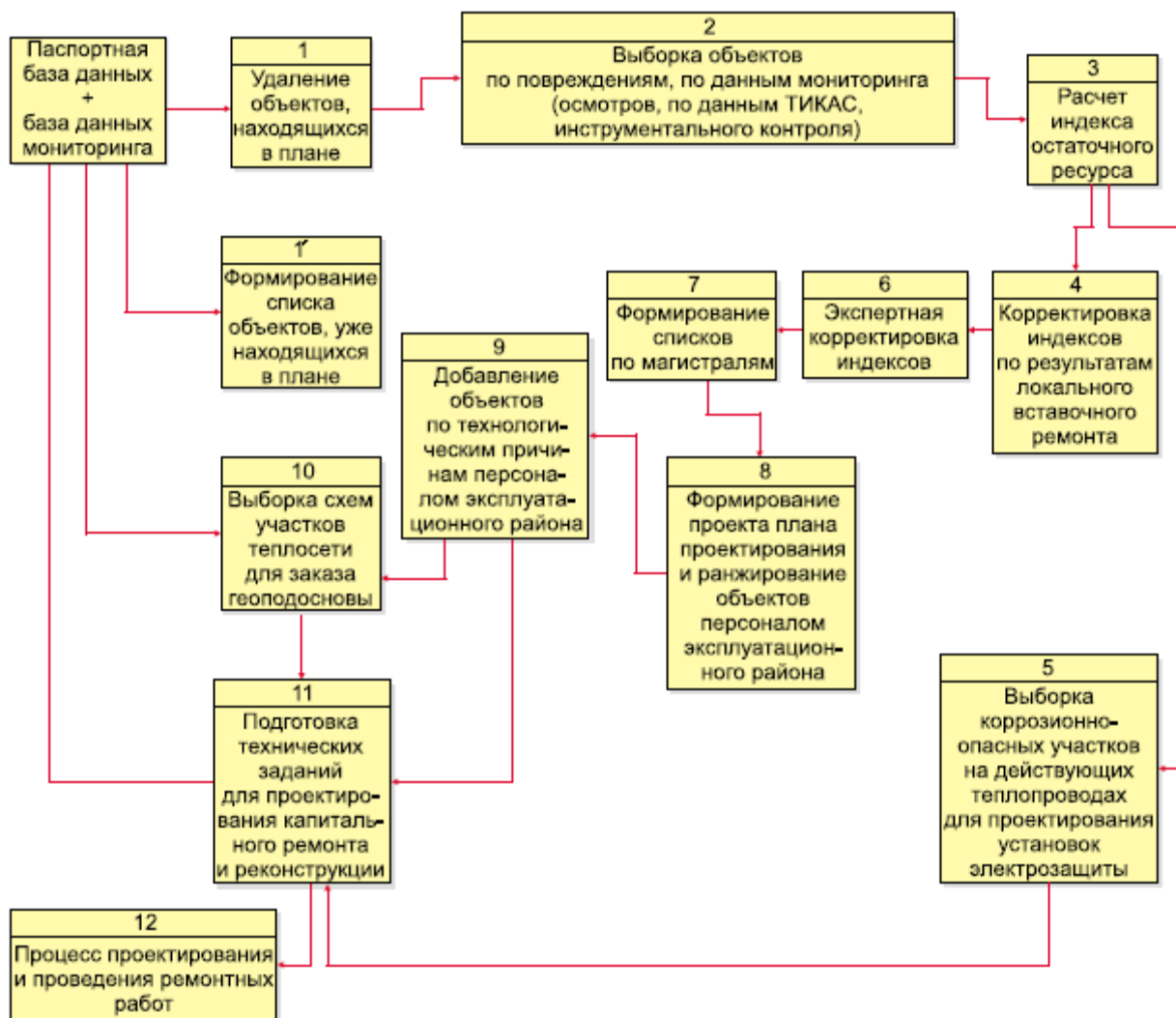


Рисунок 1.3.5.1 Схема формирования плана проектирования и переключений

1.3.6 Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей

Согласно п.6.82 МДК 4-02.2001 «Типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения»:

Тепловые сети, находящиеся в эксплуатации, должны подвергаться следующим испытаниям:

- гидравлическим испытаниям с целью проверки прочности и плотности трубопроводов, их элементов и арматуры;

- испытаниям на максимальную температуру теплоносителя (температурным испытаниям) для выявления дефектов трубопроводов и оборудования тепловой сети, контроля за их состоянием, проверки компенсирующей способности тепловой сети;

- испытаниям на тепловые потери для определения фактических тепловых потерь теплопроводами в зависимости от типа строительно-изоляционных конструкций, срока службы, состояния и условий эксплуатации;

- испытаниям на гидравлические потери для получения гидравлических характеристик трубопроводов;

- испытаниям на потенциалы блуждающих токов (электрическим измерениям для определения коррозионной агрессивности грунтов и опасного действия блуждающих токов на трубопроводы подземных тепловых сетей).

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

На каждый вид испытаний должна быть составлена рабочая программа, которая утверждается главным инженером органа эксплуатации тепловых сетей (далее по тексту – ОЭТС).

При получении тепловой энергии от источника тепла, принадлежащего другой организации, рабочая программа согласовывается с главным инженером этой организации.

За два дня до начала испытаний утвержденная программа передается диспетчеру ОЭТС и руководителю источника тепла для подготовки оборудования и установления требуемого режима работы сети.

Рабочая программа испытания должна содержать следующие данные:

- задачи и основные положения методики проведения испытания;
- перечень подготовительных, организационных и технологических мероприятий;
- последовательность отдельных этапов и операций во время испытания;
- режимы работы оборудования источника тепла и тепловой сети (расход и параметры теплоносителя во время каждого этапа испытания);

- схемы работы насосно-подогревательной установки источника тепла при каждом режиме испытания;
- схемы включения и переключений в тепловой сети;
- сроки проведения каждого отдельного этапа или режима испытания;
- точки наблюдения, объект наблюдения, количество наблюдателей в каждой точке;
- оперативные средства связи и транспорта;
- меры по обеспечению техники безопасности во время испытания;
- список ответственных лиц за выполнение отдельных мероприятий.

Руководитель испытания перед началом испытания должен выполнить следующие действия:

- проверить выполнение всех подготовительных мероприятий;
- организовать проверку технического и метрологического состояния средств измерений согласно нормативно-технической документации;
- проверить отключение предусмотренных программой ответвлений и тепловых пунктов;
- провести инструктаж всех членов бригады и сменного персонала по их обязанностям во время каждого отдельного этапа испытания, а также мерам по обеспечению безопасности непосредственных участников испытания и окружающих лиц.

Гидравлическое испытание на прочность и плотность тепловых сетей, находящихся в эксплуатации, должно быть проведено после капитального ремонта до начала отопительного периода. Испытание проводится по отдельным отходящим от источника тепла магистралям при отключенных водонагревательных установках источника тепла, отключенных системах теплоснабжения, при открытых воздушниках на тепловых пунктах потребителей. Магистрали испытываются целиком или по частям в зависимости от технической возможности обеспечения требуемых параметров, а также наличия оперативных средств связи между диспетчером ОЭТС, персоналом источника тепла и бригадой, проводящей испытание, численности персонала, обеспеченности транспортом.

Каждый участок тепловой сети должен быть испытан пробным давлением, минимальное значение которого должно составлять 1,25 рабочего давления. Значение рабочего давления устанавливается техническим руководителем ОЭТС в соответствии с требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

Максимальное значение пробного давления устанавливается в соответствии с указанными правилами и с учетом максимальных нагрузок, которые могут принять на себя неподвижные опоры.

В каждом конкретном случае значение пробного давления устанавливается техническим руководителем ОЭТС в допустимых пределах, указанных выше.

При гидравлическом испытании на прочность и плотность давление в самых высоких точках тепловой сети доводится до значения пробного давления за счет давления, развиваемого сетевым насосом источника тепла или специальным насосом из опрессовочного пункта.

При испытании участков тепловой сети, в которых по условиям профиля местности сетевые и стационарные опрессовочные насосы не могут создать давление, равное пробному, применяются передвижные насосные установки и гидравлические прессы.

Длительность испытаний пробным давлением устанавливается главным инженером ОЭТС, но должна быть не менее 10 мин с момента установления расхода подпиточной воды на расчетном уровне. Осмотр производится после снижения пробного давления до рабочего.

Тепловая сеть считается выдержавшей гидравлическое испытание на прочность и плотность, если при нахождении ее в течение 10 мин под заданным пробным давлением значение подпитки не превысило расчетного давления.

Температура воды в трубопроводах при испытаниях на прочность и плотность не должна превышать 40 °С.

Периодичность проведения испытания тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя (далее - температурные испытания) определяется руководителем ОЭТС.

Температурным испытаниям должна подвергаться вся сеть от источника тепла до тепловых пунктов систем теплоснабжения.

Температурные испытания должны проводиться при устойчивых суточных плюсовых температурах наружного воздуха.

За максимальную температуру следует принимать максимально достижимую температуру сетевой воды в соответствии с утвержденным температурным графиком регулирования отпуска тепла на источнике.

Температурные испытания тепловых сетей, находящихся в эксплуатации длительное время и имеющих ненадежные участки, должны проводиться после ремонта и предварительного испытания этих сетей на прочность и плотность, но не позднее чем за 3 недели до начала отопительного периода.

Температура воды в обратном трубопроводе при температурных испытаниях не должна превышать 90 °С. Попадание высокотемпературного теплоносителя в обратный трубопровод не допускается во избежание нарушения нормальной работы сетевых насосов и условий работы компенсирующих устройств.

Для снижения температуры воды, поступающей в обратный трубопровод, испытания проводятся с включенными системами отопления, присоединенными через смесительные устройства (элеваторы, смесительные насосы) и водоподогреватели, а также с включенными системами горячего водоснабжения, присоединенными по закрытой схеме и оборудованными автоматическими регуляторами температуры.

На время температурных испытаний от тепловой сети должны быть отключены:

- отопительные системы детских и лечебных учреждений;
- неавтоматизированные системы горячего водоснабжения, присоединенные по закрытой схеме;
- системы горячего водоснабжения, присоединенные по открытой схеме;
- отопительные системы с непосредственной схемой присоединения;
- калориферные установки.

Отключение тепловых пунктов и систем теплопотребления производится первыми со стороны тепловой сети задвижками, установленными на подающем и обратном трубопроводах тепловых пунктов, а в случае неплотности этих задвижек - задвижками в камерах на ответвлениях к тепловым пунктам. В местах, где задвижки не обеспечивают плотности отключения, необходимо устанавливать заглушки.

Испытания по определению тепловых потерь в тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по типу строительного-изоляционных конструкций, сроку службы и условиям эксплуатации, с целью разработки нормативных показателей и нормирования эксплуатационных тепловых потерь, а также оценки технического состояния тепловых сетей. График испытаний утверждается техническим руководителем ОЭТС.

Испытания по определению гидравлических потерь в водяных тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по срокам и условиям эксплуатации, с целью определения эксплуатационных гидравлических характеристик для разработки гидравлических режимов, а также оценки состояния внутренней поверхности трубопроводов. График испытаний устанавливается техническим руководителем ОЭТС.

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

При проведении любых испытаний абоненты за три дня до начала испытаний должны быть предупреждены о времени проведения испытаний и сроке отключения систем теплоснабжения с указанием необходимых мер безопасности. Предупреждение вручается под расписку ответственному лицу потребителя.

Техническое обслуживание и ремонт

ОЭТС должны быть организованы техническое обслуживание и ремонт тепловых сетей.

Ответственность за организацию технического обслуживания и ремонта несет административно-технический персонал, за которым закреплены тепловые сети.

Объем технического обслуживания и ремонта должен определяться необходимостью поддержания работоспособного состояния тепловых сетей.

При техническом обслуживании следует проводить операции контрольного характера (осмотр, надзор за соблюдением эксплуатационных инструкций, технические испытания и проверки технического состояния) и технологические операции восстановительного характера (регулирование и наладка, очистка, смазка, замена вышедших из строя деталей без значительной разборки, устранение различных мелких дефектов).

Основными видами ремонтов тепловых сетей являются капитальный и текущий ремонты.

При капитальном ремонте должны быть восстановлены исправность и полный или близкий к полному ресурс установок с заменой или восстановлением любых их частей, включая базовые.

При текущем ремонте должна быть восстановлена работоспособность установок, заменены и (или) восстановлены отдельные их части.

Система технического обслуживания и ремонта должна носить предупредительный характер.

При планировании технического обслуживания и ремонта должен быть проведен расчет трудоемкости ремонта, его продолжительности, потребности в персонале, а также материалах, комплектующих изделиях и запасных частях.

На все виды ремонтов необходимо составить годовые и месячные планы (графики). Годовые планы ремонтов утверждает главный инженер организации.

Планы ремонтов тепловых сетей организации должны быть увязаны с планом ремонта оборудования источников тепла.

В системе технического обслуживания и ремонта должны быть предусмотрены:

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

Организационная структура ремонтного производства, технология ремонтных работ, порядок подготовки и вывода в ремонт, а также приемки и оценки состояния отремонтированных тепловых сетей должны соответствовать НТД.

1.3.7 Оценка тепловых потерь в тепловых сетях

ПКФ «МУПААР» определяет потери тепловой энергии в сетях расчетным способом. Основой для определения фактически потребленной тепловой энергии зданиями являются приборы учета тепловой энергии.

В таблице 1.3.7.1 представлен баланс тепловой энергии в сетях эксплуатационной ответственности ПКФ «МУПААР» на территории ГП – посёлок Рамешки.

Таблица 1.3.7.1 Баланс тепловой энергии ПКФ «МУПААР»

Показатель	Единица измерения	Значение
Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	14,4
Расход тепловой энергии на собственные нужды	тыс. Гкал	0,25
Отпуск тепловой энергии в сеть	тыс. Гкал	14,15
Потери тепловой энергии	тыс. Гкал	1,6
	%	11%
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	12,55

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

На территории ГП – посёлок Рамешки системы отопления жилых зданий и административно-деловой застройки подключены по зависимой безэлеваторной схеме.

1.4. Зоны действия источников теплоснабжения

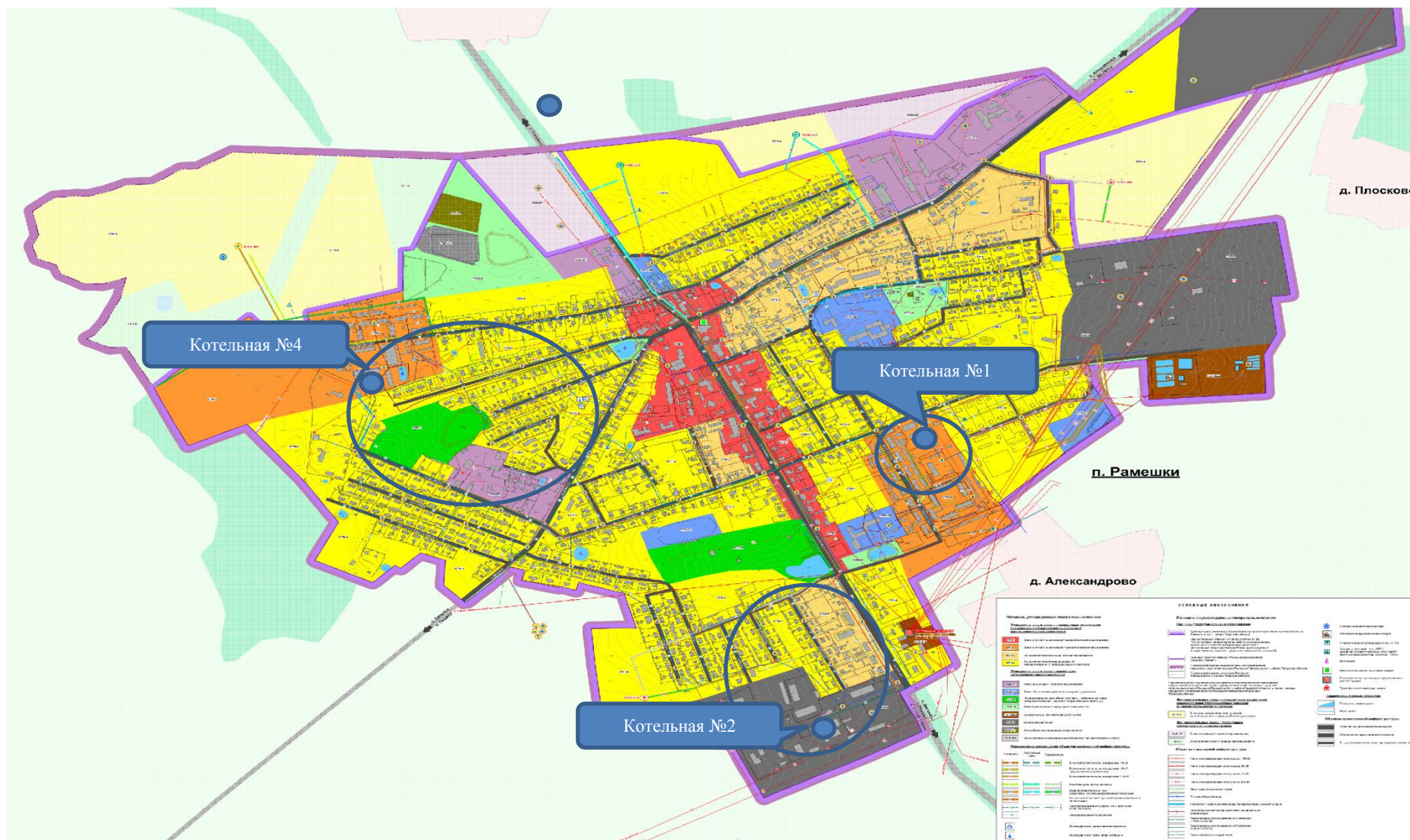
На территории Городского поселения – посёлок Рамешки действуют три источника теплоснабжения: котельные №1, №2 и №4.

Процессы производства и передачи тепловой энергии от котельных описаны в разделе 1.2 Обосновывающих материалов. Описание процессов транспортировки тепловой энергии от котельных, транзитом через тепловые сети к жилым и социальным потребителям приведено в разделе 1.3 Обосновывающих материалов.

Кроме описанных источников теплоснабжения на территории городского поселения имеются зоны, на территории которых имеются подомовые теплогенераторы.

Зоны действия источников тепловой энергии показаны на рисунке 1.4.1.

Рисунок 1.4.1 Зоны действия источников тепловой энергии



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

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

Значения тепловых нагрузок предоставлены ПКФ «МУПАРР». Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, вентиляции и ГВС на территории города составляет $-29\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Значения потребления тепловой энергии представлены на рисунках 1.5.1.1 и 1.5.1.2.

Реестр потребителей тепловой энергии в п. Рамешки

№ п/п	Наименование организации	Услуга	Гкал в год	Мес. цена	Примечание
1	МУК «РДК»	Отопление	180,948 за 4 мес. 2013 г.	54 788,34	Счетчик
2	ИП Жданов А.В.	Отопление	7,154	Январь-апрель 1237,79 руб Октябрь-декабрь 1420,98 руб	7 мес
		ГВС	По счетчику	39,70 руб	Счетчик
3	МДОУ д/с № 2	Отопление	116,784	Январь-июнь 111 705,86 руб Июль-декабрь 128 238,45 руб	12 мес
	МДОУ д/с № 2	ГВС	117,696	Январь-июнь 11 878,86 руб Июль-декабрь 13 636,95 руб	12 мес
4	МУП «Агротранс-Рамешки»	Отопление	151,572 за 3 мес. 2013 г.	61 191,63	Счетчик
5	ООО «ПМК-25»	Отопление	70,066	Январь -12408,74 Февраль – 11207,89 Март- 12408,74 Апрель- 12008,45 Октябрь-14245,24 Ноябрь- 13785,72 Декабрь- 14245,24	7 мес
6	ЗАО «Спецстрой»	Отопление	99,026	Январь -17537,43 Февраль – 15840,26 Март- 17537,43 Апрель- 16971,71 Октябрь-20132,99 Ноябрь- 19483,53 Декабрь- 20132,99	7 мес
7	Управление судебного департамента	Отопление гаража	40,8	Январь-апрель 4117,88 руб Октябрь-декабрь 4727,33 руб	7 мес
	Управление судебного департамента	Отопление	332,36	Январь-апрель 57504,93 руб Октябрь-декабрь 66015,72 руб	7 мес
8	Управление Пенсионного фонда	Отопление	163,8	Январь-июнь 16532,06 руб Июль-декабрь 18978,82 руб	12 мес
9	МОУ «Рамешковская СОШ»	Отопление	5907,96	Январь-апрель 596280,56 руб Октябрь-декабрь- 684530,71 руб	7 мес
	МОУ «Рамешковская СОШ»	Отопление интернат	99,6	Январь-июнь 10052,46 руб Июль-декабрь 11540,24 руб	12 мес
10	Администрация Рамешковского района	Отопление-ЗАГС	69,111	Январь-апрель 11957,59руб Октябрь-декабрь- 13 727,32 руб	7 мес
	Администрация	Отопление	655,2	Январь-апрель	7 мес

Рисунок 1.5.1.1 Значения потребления тепловой энергии п. Рамешки

	Рамешковского района			113362,7руб Октябрь-декабрь- 130140,5 руб	
	Администрация Рамешковского района	Отопление- гараж	102,2	Январь-апрель 17682,64руб Октябрь-декабрь- 20299,69 руб	7 мес
11	МО МВД РФ	Отопление	232,4	Январь-апрель 40209,85руб Октябрь-декабрь- 46160,95 руб	7 мес
12	Администрация г/п Рамешки	Отопление	93,36	Январь-июнь 9422,67 руб Июль-декабрь 10817,23 руб	12 мес
13	ОАО «Рамешковское ДРСУ»	Отопление	466,13	Январь-апрель 80649,81руб Октябрь-декабрь- 92586,07 руб	7 мес
14	ЗАО «Тверская Информ-Компания»	Отопление	4,746	Январь-апрель 821,15руб Октябрь-декабрь- 942,68 руб	7 мес
15	ИП Малышева Т.А.	Отопление	14,84	Январь-апрель 2567,62руб Октябрь-декабрь- 2947,63 руб	7 мес
16	ООО «Фирма Агроснаб»	Отопление	13,128	Январь-июнь 1324,99 руб Июль-декабрь 1521,09 руб	12 мес
17	ООО «Газремсервис»	Отопление	26,928	Январь-июнь 2717,80 руб Июль-декабрь 3120,04 руб	12 мес
		ГВС		87,34	
18	ГБУЗ «Рамешковская ЦРБ»	Отопление мед.п. Застолбье	19,728	Январь-июнь 1991,11 руб Июль-декабрь 2285,80 руб	12 мес
		Отопление мед.п. Никольское	23,724	Январь-июнь 2394,42 руб Июль-декабрь 2748,80 руб	12 мес
19	ИП Мерабашвили Л.А.	Отопление	5,196	Январь-июнь 524,42 руб Июль-декабрь 602,04 руб	12 мес
		ГВС	По счетчику	79,40	Счетчик
20	ИП Майкова	Отопление	8,603	Январь-апрель 1488,49руб Октябрь-декабрь- 1708,79 руб	7 мес
21	Казначейство	Отопление	88,12	Январь-апрель 15236,14руб Октябрь-декабрь- 17518,91 руб	7 мес
22	Райком профсоюза	Отопление	12,792	Январь-июнь 1291,08 руб Июль-декабрь 1482,16 руб	12 мес

Рисунок 1.5.1.2 Значения потребления тепловой энергии п. Рамешки (продолжение)

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

Применение поквартирного отопления на территории города не распространено. Индивидуальные источники теплоснабжения применяются в зонах индивидуальной застройки. Степень обеспеченности теплоснабжением существующих потребителей на территории городского поселения рассмотрена в Главе 2.

В соответствии с требованиями п. 15 статьи 14 ФЗ №190 «О теплоснабжении» «Запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии при наличии осуществлённого в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов» перевод многоквартирных жилых домов на использование поквартирных источников не ожидается.

1.6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии

1.6.1 Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в сетях и присоединенной тепловой нагрузки

Постановление Правительства РФ №154 от 22.02.2012 г., «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» вводит следующие понятия:

Установленная мощность источника тепловой энергии - сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды;

Располагаемая мощность источника тепловой энергии - величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе (снижение параметров пара перед турбиной, отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных котлоагрегатах и др.);

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

Перечисленные характеристики указаны в таблице 1.6.1.1.

Таблица 1.6.1.1 Балансы тепловой мощности на источнике

Источник	Установленная мощность источника	Располагаемая мощность источника	Мощность источника тепловой энергии «нетто»	Присоединённая нагрузка	Резерв мощности
	Гкал/час				
Котельная №1	4,2	4,2	4,06	1,349	2,711
Котельная №2	1,4	1,4	1,39	0,327	1,063
Котельная №4	4,2	4,2	4,18	1,071	3,109

1.7. Балансы теплоносителя

Существующая производительность водоподготовительных установок соответствует требованиям систем теплоснабжения и имеет значительные запасы производительности.

Сведения о качестве исходной воды представлены на рисунках 1.7.1 – 1.7.6.

АККРЕДИТОВАННЫЙ ИСПЫТАТЕЛЬНЫЙ ЛАБОРАТОРНЫЙ ЦЕНТР
(Испытательная лаборатория)

Юридический адрес:
171984 г. Бежецк Тверской области, ул. Садовая, 26
Телефон, факс: телефон (848231)2-13-02 факс: (848231)2-27-95
ОКПО 21315699, ОГРН 1056900020462
ИНН/КПП 6901070950/690602001

Аттестат аккредитации
№ ГСЭН.RU.ЦОА.026.01 от 29.05.2007г.
Зарегистрирован в Госреестре:
№ РОСС RU.0001.510327 от 29.05.2007г.
Действителен до 29.05.2012г.

ПРОТОКОЛ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ
№ 1320 от 29.11.2011

1. Наименование пробы (образца):
*Вода питьевая - централизованное водоснабжение :
водопровод ул. Советская, д. 60, кв. 4*
2. Пробы (образцы) направлены:
МУП "Жилкоммунсервис"
Тверская обл., пгт Рамешки, ул. Строительная, 2
3. Дата и время отбора пробы (образца): *10 ч. 20 мин. 23.11.2011*
4. Дата и время доставки пробы (образца): *12 ч. 40 мин. 23.11.2011*
5. Сотрудник, отобравший пробы: *Горшенев П.Н.*
6. Цель отбора: *Производственный контроль*
7. Юридическое лицо, индивидуальный предприниматель или физическое лицо, у которого отбирались пробы (образцы):
МУП "Жилкоммунсервис"
171400, Тверская область, пгт Рамешки, ул. Строительная, 2
8. Объект, где производился отбор пробы (образца):
МУП "Жилкоммунсервис"
171400, Тверская область, пгт Рамешки
9. Код пробы (образца): *1111320106, 2111320106, 2111320106*
10. НД на объем лабораторных исследований и их оценку:
СанПиН 2.1.4.1074-01 "Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения"
11. Условия транспортировки: *Соответствуют НД*
12. Договор: *14/0*

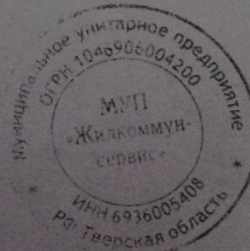
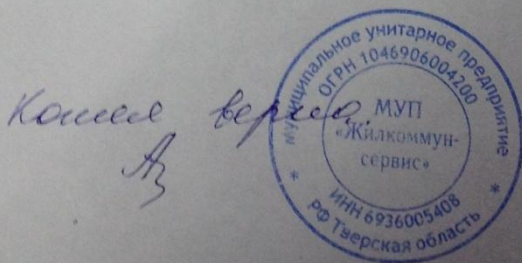


Рисунок 1.7.1 Сведения о качестве исходной воды

к протоколу № 1320 от 29.11.2011
Код образца (пробы): 1111320106

Санитарно-гигиенические исследования					
№ п/п	Определяемые показатели	Результаты исследований	Гигиенический норматив	Единицы измерения	НД на методы исследований
1	Запах при 20 С	0	2	баллы	ГОСТ 3351-74
2	Запах при 60 С	1	2	баллы	ГОСТ 3351-74
3	Привкус	1	2	баллы	ГОСТ 3351-74
4	Цветность	0	20	градус С	ГОСТ Р 52769-07
5	Мутность	0	1,5	мг/л	ГОСТ 3351-74
Исследования проводили:		Фельдшер-лаборант Макарова Е.В. Врач по СГЛИ Солдатова А.Н.			

Код образца (пробы): 2111320106

Бактериологические исследования					
№ п/п	Определяемые показатели	Результаты исследований	Гигиенический норматив	Единицы измерения	НД на методы исследований
1	ОКБ	Не обнаружено	не доп.	КОЕ в 100 мл	МУК 4.2.1018-01
2	ТКБ	Не обнаружено	не доп.	КОЕ в 100 мл	МУК 4.2.1018-01
3	ОМЧ	0	50	КОЕ в 1 мл	МУК 4.2.1018-01
Исследования проводили:		Фельдшер-лаборант Валова Н.В. Врач-бактериолог Елисеева Н.М.			

ЗАКЛЮЧЕНИЕ:
Качество воды соответствует требованиям НД.

Ф.И.О., должность лица, ответственного за оформление данного протокола
Инженер-эколог Романова В.В.

Руководитель ИЛЦ: _____ Главный врач Зиберг Т.А.
М.П.

Примечание:
1. Результаты исследований распространяются на представленную пробу
2. Настоящий документ не может быть частично или полностью воспроизведен (скопирован или перепечатан) без разрешения на то аккредитованного испытательного лабораторного центра
Протокол составлен в _____ 2 _____ экземплярах

Рисунок 1.7.2 Сведения о качестве исходной воды (продолжение)

АККРЕДИТОВАННЫЙ ИСПЫТАТЕЛЬНЫЙ ЛАБОРАТОРНЫЙ ЦЕНТР
(Испытательная лаборатория)

Юридический адрес:
171984 г.Бежецк Тверской области, ул.Садовая,26
Телефон, факс: телефон (848231)2-13-02 факс:(848231)2-27-95
ОКПО 21315699, ОГРН 1056900020462
ИНН/КПП 6901070950/690602001

Аттестат аккредитации
№ РОСС RU.0001.510227 от 13.09.2013г.
Действителен до 13.09.2018г.

ПРОТОКОЛ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ
№ 3304 от 11.09.2013

- 1.Наименование пробы (образца):
Вода питьевая - централизованное водоснабжение : бойлер, ул. Новая, кот. № 1
- 2.Пробы (образцы) направлены:
*ПКФ "МУПАРР"
171400, Тверская область, пгт Рамешки, ул. Новая, д.1б*
- 3.Дата и время отбора пробы (образца): *08 ч. 30 мин. 06.09.2013*
- 4.Дата и время доставки пробы (образца): *10 ч. 40 мин. 06.09.2013*
- 5.Сотрудник, отобравший пробы: *Зав. Е.К.Галушкина Л. М.*
- 6.Цель отбора: *Производственный контроль*
- 7.Юридическое лицо, индивидуальный предприниматель или физическое лицо, у которого отбирались пробы (образцы):
*ПКФ "МУПАРР"
171400, Тверская область, пгт Рамешки, ул. Новая, д.1б*
- 8.Объект, где производился отбор пробы (образца):
*ПКФ "МУПАРР"
171400, Тверская область, пгт Рамешки, ул. Новая, д.1б*
- 9.Код пробы (образца): *3304.0.09.13*
- 10.НД на объем лабораторных исследований и их оценку:
СанПиН 2.1.4.1074-01 "Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения"
- 11.Условия транспортировки: *Соответствует НД*
- 12.Договор: *Договор 102/0 от 07.03.2013*

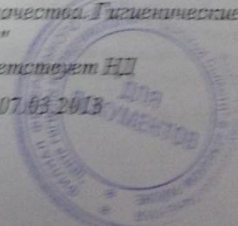


Рисунок 1.7.3 Сведения о качестве исходной воды (продолжение)

Код образца (пробы): 3304.0.09.13

Санитарно-гигиенические исследования					
№ п/п	Определяемые показатели	Результаты исследований	Гигиенический норматив	Единицы измерения	НД на методы исследований
1	Запах при 20 °С	0	2	баллы	ГОСТ 3351-74
2	Запах при 60 °С	1	2	баллы	ГОСТ 3351-74
3	Привкус	1	2	баллы	ГОСТ 3351-74
4	Цветность	3 ± 30	20	град.	ГОСТ Р 52769-2007
5	Мутность	0,190 ± 0,019	1,5	мг/дм ³	ГОСТ 3351-74
6	рН	6,99000 ± 0,01398	от 6 до 9	единицы рН	ПНД Ф 14.1:2:3:4.121-97
7	Окисляемость перманганатная	1,0 ± 0,2	5	мгО ₂ /дм ³	ПНД Ф 14.1:2:4.154-99
8	Жесткость общая	6,300 ± 0,567	7	оЖ	ГОСТ Р 52407-2005
9	Общая минерализация (сухой остаток)	432 ± 10	1000	мг/л	ГОСТ 18164-72
10	ПАВанионоактивные	<0,01	0,5	мг/л	ПНД Ф 14.1:2:4.15-95

Исследования проводили:

Должность, Ф.И.О.	Подпись
Фельдшер-лаборант Макарова Е.В.	<i>Макарова</i>

Код образца (пробы): 3304.0.09.13

Бактериологические исследования					
№ п/п	Определяемые показатели	Результаты исследований	Гигиенический норматив	Единицы измерения	НД на методы исследований
1	ОКБ	Не обнаружено	не доп.	КОЕ в 100 мл	МУК 4.2.1018-01
2	ТКБ	Не обнаружено	не доп.	КОЕ в 100 мл	МУК 4.2.1018-01
3	ОМЧ	0	50	КОЕ в 1 мл	МУК 4.2.1018-01

Исследования проводили:

Должность, Ф.И.О.	Подпись
Фельдшер-лаборант Валова Н.В.	<i>Валова</i>

ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТА:

Вода питьевая, бойлер, ул. Новая, кот. № 1
 Качество воды соответствует требованиям НД.

Ф.И.О., должность лица, ответственного за оформление данного протокола
Инженер-эколог Романова В.В.

Руководитель ИЛЦ:

И.о. руководителя ИЛЦ Комарницкая И.А.
 пр №66 от 23.08.2013г

Примечание:

1. Результаты исследований распространяются на представленную пробу
2. Настоящий документ не может быть частично или полностью воспроизведен (скопирован или перепечатан) без разрешения на то аккредитованного испытательного лабораторного центра

Протокол составлен в 2 экземплярах**Рисунок 1.7.4 Сведения о качестве исходной воды (продолжение)**

АККРЕДИТОВАННЫЙ ИСПЫТАТЕЛЬНЫЙ ЛАБОРАТОРНЫЙ ЦЕНТР
(Испытательная лаборатория)

Юридический адрес:
171984 г.Бежецк Тверской области, ул.Садовая,26
Телефон, факс: телефон (848231)2-13-02 факс:(848231)2-27-95
ОКПО 21315699, ОГРН 1056900020462
ИНН/КПП 6901070950/690602001

Аттестат аккредитации
№ РОСС RU.0001.510327 от 13.03.2013г
Действителен до 13.03.2018г.

ПРОТОКОЛ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ
№ 3303 от 11.09.2013

- 1.Наименование пробы (образца):
*Вода горячего водоснабжения:
Вода питьевая, ГВС, ул. Новая, кот. № 1*
- 2.Пробы (образцы) направлены:
*ПКФ "МУПАРР"
171400, Тверская область, пгт Рамешики, ул. Новая, д.16*
- 3.Дата и время отбора пробы (образца): *08 ч. 30 мин. 06.09.2013*
- 4.Дата и время доставки пробы (образца): *10 ч. 40 мин. 06.09.2013*
- 5.Сотрудник, отобравший пробы: *Зав. БК Галушкина Л. М.*
- 6.Цель отбора: *Производственный контроль*
- 7.Юридическое лицо, индивидуальный предприниматель или физическое лицо, у которого отбирались пробы (образцы):
*ПКФ "МУПАРР"
171400, Тверская область, пгт Рамешики, ул. Новая, д.16*
- 8.Объект, где производился отбор пробы (образца):
*ПКФ "МУПАРР"
171400, Тверская область, пгт Рамешики, ул. Новая, д.16*
- 9.Код пробы (образца): *3303.0.09.13*
- 10.НД на объем лабораторных исследований и их оценку:
СанПиН 2.1.4.1074-01 "Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения"
- 11.Условия транспортировки: *Соответствует НД*
- 12.Договор: *Договор 102/0 от 07.03.2013*



Рисунок 1.7.5 Сведения о качестве исходной воды (продолжение)

Код образца (пробы):3303.0.09.13

Санитарно-гигиенические исследования					
№ п/п	Определяемые показатели	Результаты исследований	Гигиенический норматив	Единицы измерения	НД на методы исследований
1	Запах при 20 °С	0	2	баллы	ГОСТ 3351-74
2	Запах при 60 °С	1	2	баллы	ГОСТ 3351-74
3	Привкус	1	2	баллы	ГОСТ 3351-74
4	Цветность	3 ± 30	20	град.	ГОСТ Р 52769-2007
5	Мутность	0,190 ± 0,019	1,5	мг/дм ³	ГОСТ 3351-74
6	рН	6,97000 ± 0,01394	от 6 до 9	единицы рН	ПНД Ф 14.1:2:3:4.121-97
7	Окисляемость перманганатная	1,0 ± 0,2	5	мгО ₂ /дм ³	ПНД Ф 14.1:2:4.154-99
8	Жесткость общая	6,300 ± 0,567	7	оЖ	ГОСТ Р 52407-2005
9	Общая минерализация (сухой остаток)	423 ± 10	1000	мг/л	ГОСТ 18164-72
10	ПАВанионоактивные	<0,01	0,5	мг/л	ПНД Ф 14.1:2:4.15-95
11	Температура	65	от 60 до 75	градус С	МУК 4.3.2900-11

Исследования проводили:

Должность, Ф.И.О.	Подпись
Фельдшер-лаборант Макарова Е.В.	<i>Макарова</i>

Код образца (пробы):3303.0.09.13

Бактериологические исследования					
№ п/п	Определяемые показатели	Результаты исследований	Гигиенический норматив	Единицы измерения	НД на методы исследований
1	ОКБ	Не обнаружено	не доп.	КОЕ в 100мл	МУК 4.2.1018-01
2	ТКБ	Не обнаружено	не доп.	КОЕ в 100мл	МУК 4.2.1018-01
3	ОМЧ 37	0	50	КОЕ в 1 мл	МУК 4.2.1018-01
4	Споры сульфитредуцирующих клостридий	Не обнаружено	не доп.	число спор в 20 мл	МУК 4.2.1018-01

Исследования проводили:

Должность, Ф.И.О.	Подпись
Фельдшер-лаборант Валова Н.В.	<i>Валова</i>

ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТА:

Вода питьевая, ГВС, ул. Новая, кот. № 1
 Качество воды соответствует требованиям НД.

Ф.И.О., должность лица, ответственного за оформление данного протокола

Инженер-эколог Романова В.В.

Руководитель ИЛЦ:

И.о.руководителя ИЛЦ Комарницкая И.А.
 пр. №66 от 23.08.2013г

Примечание:

1. Результаты исследований распространяются на представленную пробу
2. Настоящий документ не может быть частично или полностью воспроизведен (скопирован или перепечатан) без разрешения на то аккредитованного испытательного лабораторного центра

Протокол составлен в 2 экземплярах**Рисунок 1.7.6 Сведения о качестве исходной воды (продолжение)**

1.8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

Основным видом топлива для котельных является природный газ. Общая потребность котельных в топливе составляет 1980 тыс. нм^3 в год.

Расчётное годовое потребление топлива представлено в таблице 1.8.1.

Таблица 1.8.1 Потребление топлива в год

Источник	Расход природного газа	Калорийность топлива	Удельный расход условного топлива
Единица измерения	тыс. нм^3	ккал/кг	кг/Гкал
Промышленная котельная №4	16531,06	1,15	160
Котельная ФКУ ИК №6	773,3		160
Котельная ООО «БОЭЗ»	993,5		160

1.9. Надежность теплоснабжения

Расчет показателей надежности системы теплоснабжения ГП – посёлок Рамешки основывается на Методических указаниях по анализу показателей, используемых для оценки надежности систем теплоснабжения.

Настоящие Методические указания по анализу показателей, используемых для оценки надежности систем теплоснабжения, разработаны в соответствии с пунктом 2 постановления Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 г. № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 34, ст. 4734).

Методические указания содержат методики расчета показателей надежности систем теплоснабжения поселений, городских округов, в документе приведены практические рекомендации по классификации систем теплоснабжения поселений, городских округов по условиям обеспечения надежности на:

- высоконадежные;
- надежные;
- малонадежные;

- ненадежные.

Методические указания предназначены для использования инженерно-техническими работниками теплоэнергетических предприятий, персоналом органов государственного энергетического надзора и органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации при проведении оценки надежности систем теплоснабжения поселений, городских округов.

Надежность системы теплоснабжения должна обеспечивать бесперебойное снабжение потребителей тепловой энергией в течение заданного периода, недопущение опасных для людей и окружающей среды ситуаций.

Показатели надежности системы теплоснабжения подразделяются на:

- показатели, характеризующие надежность электроснабжения источников тепловой энергии;
- показатели, характеризующие надежность водоснабжения источников тепловой энергии;
- показатели, характеризующие надежность топливоснабжения источников тепловой энергии;
- показатели, характеризующие соответствие тепловой мощности источников тепловой энергии и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам потребителей;
- показатели, характеризующие уровень резервирования источников тепловой энергии и элементов тепловой сети;
- показатели, характеризующие уровень технического состояния тепловых сетей;
- показатели, характеризующие интенсивность отказов тепловых сетей;
- показатели, характеризующие аварийный недоотпуск тепловой энергии потребителям;
- показатели, характеризующие количество жалоб потребителей тепловой энергии на нарушение качества теплоснабжения.

Надежность теплоснабжения обеспечивается надежной работой всех элементов системы теплоснабжения, а также внешних, по отношению к системе тепло-

снабжения, систем электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии.

Интегральными показателями оценки надежности теплоснабжения в целом являются такие эмпирические показатели как интенсивность отказов $n_{от}$ [1/год] и относительный аварийный недоотпуск тепловой энергии $Q_{ав}/Q_{расч.}$, где $Q_{ав}$ – аварийный недоотпуск тепловой энергии за год [Гкал], $Q_{расч.}$ – расчетный отпуск тепловой энергии системой теплоснабжения за год [Гкал]. Динамика изменения данных показателей указывает на прогресс или деградацию надежности каждой конкретной системы теплоснабжения. Однако они не могут быть применены в качестве универсальных системных показателей, поскольку не содержат элементов сопоставимости систем теплоснабжения.

1.10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих организаций

Согласно Постановлению Правительства РФ №1140 от 30.12.2009 г. «Об утверждении стандартов раскрытия информации организациями коммунального комплекса и субъектами естественных монополий, осуществляющих деятельность в сфере оказания услуг по передаче тепловой энергии» раскрытию подлежит следующая информация:

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

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

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

г) об инвестиционных программах и отчетах об их реализации;

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

е) об условиях, на которых осуществляется поставка регулируемых товаров и

(или) оказание регулируемых услуг;

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

Сведения ПКФ «МУПАРР» в части технико-экономических показателей производства тепловой энергии за 2013 г. представлены в таблице 1.10.1.

Таблица 1.10.1 Основные показатели ФХД

1	Основные сведения	
1.1	Краткое наименование организации	ПКФ "МУП Администрации Рамешковского района"
1.2	Фирменное наименование юридического лица (согласно уставу регулируемой организации) *	Производственно-коммерческая фирма "Муниципальное унитарное предприятие Администрации Рамешковского района"
1.3	Организационно-правовая форма	муниципальное унитарное предприятие
1.4	ИНН	6936004556
1.5	КПП	694901001
1.6	Муниципальный район	Рамешковский муниципальный район
1.7	Муниципальное образование	Городское поселение поселок Рамешки
1.8	Регулируется в ФСТ	да
1.9	Регулируется в субъектах РФ (через запятую)	Тверская область
1.10	Является филиалом организации (укажите "Нет" или наименование организации)	нет
1.11	Упрощенная система налогообложения	нет
1.12	Поставщик ОРЭМ (оптовый рынок электроэнергии и мощности)	нет
1.13	Дата регистрации организации	26.05.1998
1.14	Режим работы регулируемой организации, в т.ч. *	с 08:30 до 17:30
1.14.1	абонентских отделов *	с 08:30 до 17:30
1.14.2	сбытовых подразделений *	с 08:30 до 17:30
1.14.3	диспетчерских служб *	с 08:30 до 17:30
2	Контактные данные	
2.1	Юридический адрес	171400, Тверская обл., Рамешковский район, п. Рамешки, ул. Новая, 1 Б
2.2	Почтовый адрес регулируемой организации *	171400, Тверская обл., Рамешковский район, п. Рамешки, ул. Новая, 1 Б
2.3	Фактический адрес	171400, Тверская обл., Рамешковский район, п. Рамешки, ул. Новая, 1 Б
2.4	Адрес фактического местонахождения органов управления регулируемой организации *	171400, Тверская обл., Рамешковский район, п. Рамешки, ул. Советская, д. 20
2.5	Фамилия, имя и отчество руководителя регулируемой организации *	Звонарев Михаил Николаевич

2.6	Должность руководителя	Директор
2.7	Контактные телефоны (через запя- тую) *	(48244) 2-24-71
2.8	Номер факсимильного аппарата	(48244) 2-24-71
2.9	Официальный сайт регулируемой организации в сети "Интернет" (при наличии) *	muparr.webnode.ru
2.10	Адрес электронной почты регулиру- емой организации	muparr2012@yandex.ru
3	Регистрационные данные	
3.1	ОКАТО	28247551000
3.2	ОКПО	47023907
3.3	ОКОГУ	49007
3.4	Основной государственный реги- страционный номер (ОГРН) *	1026901661247
3.4.1	Дата присвоения ОГРН *	24.10.2002
3.4.2	Наименование органа, принявшего решение о регистрации, в соответствии со свидетельством о государственной регистрации в качестве юридического лица *	Межрайонная инспекция Министер- ства Российской Федерации по нало- гам и сборам № 4 по Тверской обла- сти
3.5	ОКОПФ	42
3.6	ОКВЭД	40.30.14 40.30.2 40.30.3 50.20.1 50.20.2 15.61.3. 17.72 18.22.2 18.22.3 51.44 51.38.22 52.48.34 40.10.2 31.20.9 31.62.9 93.04 93.01 93.02 45.21.4
3.7	ОКФС	14
4	Виды регулируемой деятельности *	
4.1	Теплоснабжение, передача тепла	Некомбинированная выработка
4.1.1	Производство	да
4.1.2	Передача	да
4.1.3	Сбыт	нет
4.1.4	протяженность магистральных се- тей (в однострубно́м исчислении), км *	14,00
4.1.5	протяженность разводящих сетей (в однострубно́м исчислении), км *	0,00
4.1.6	количество теплоэлектростанций, шт. *	0,00
4.1.6.1	установленная электрическая мощность *	0,00
4.1.6.1.1	единицы измерения *	кВтч

4.1.6.2	установленная тепловая мощность, Гкал/ч	0,00
4.1.7	количество тепловых станций, шт. *	0,00
4.1.7.1	установленная тепловая мощность, Гкал/ч *	0,00
4.1.8	количество котельных, шт. *	6,00
4.1.8.1	установленная тепловая мощность, Гкал/ч *	20,45
4.1.9	количество центральных тепловых пунктов, шт. *	9,00
4.2	Электроэнергетика	нет
4.3	Горячее водоснабжение	Поставка горячей воды
4.3.1	система горячего водоснабжения **	Закрытая
4.3.2	протяженность водопроводных сетей в однострубнои исчислении (км) *	4,00
4.3.3	количество центральных тепловых пунктов (штук) *	4

1.11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

Тарифы на тепловую энергию и динамика их изменения за 2010 – 2013 годы, приведены в таблице 1.11.1 и на рисунке 1.11.1.

Потребители тепловой энергии, чьи здания не оборудованы приборами учета, производят оплату исходя из тарифа за единицу общей отапливаемой площади.

Тариф на тепловую энергию, отпускаемую потребителям, утверждается РЭК Тверской области.

Из анализа таблицы 1.11.1 и рисунка 1.11.1 следует, что тарифы на тепловую энергию неуклонно растут. Основной причиной увеличения тарифов на тепловую энергию является постоянное повышение цены на энергоносители, необходимые для производства тепловой энергии и увеличение потерь тепловой энергии в тепловых сетях.

В последнее время рост тарифов на тепловую энергию ограничен и не может превышать 15% в год.

Структура тарифов ПКФ «МУПАРР» аналогична структуре затратных статей предприятия.

Таблица 1.11.1 Тарифы на тепловую энергию на территории ГП – посёлок Рамешки

Наименование предприятия	Размер платы	2010	2011	2012			2013	
		01.08.2010	01.01.2011	01.01.2012	01.07.2012	01.09.2012	01.01.2013	01.07.2013
ПКФ «МУПААР»	руб./Гкал	1006,5	1107,16	1107,16	1173,59	1211,14	1211,14	1390,39

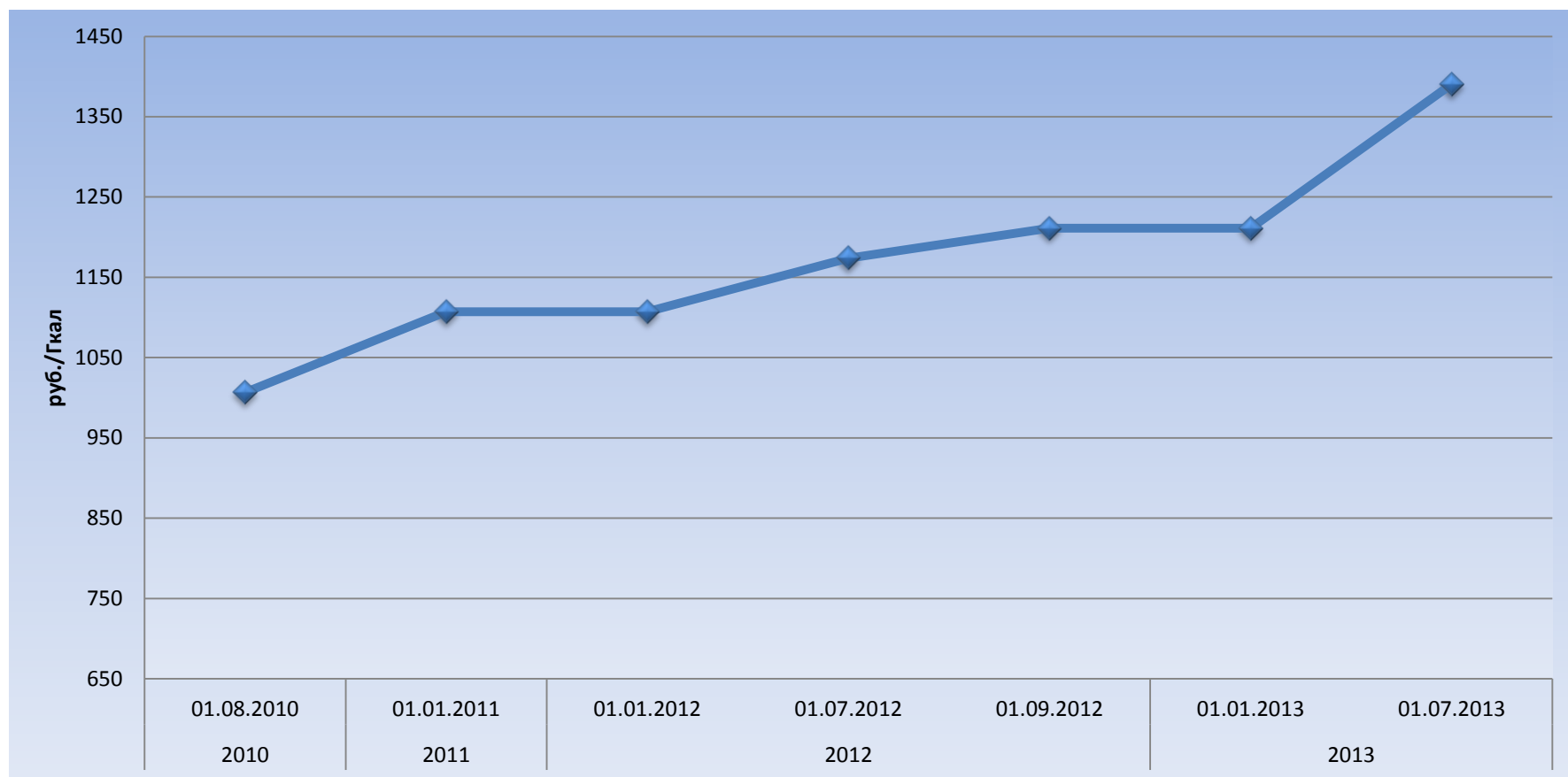


Рисунок 1.11.1 Динамика роста тарифов на услуги теплоснабжения ПКФ «МУПААР»

1.12 Существующие технические и технологические проблемы в системе теплоснабжения ГП – посёлок Рамешки

Из комплекса существующих проблем организации качественного теплоснабжения на территории поселения можно выделить следующие составляющие:

- износ сетей;
- физический и моральный износ основного теплогенерирующего оборудования котельных.

Износ сетей – наиболее существенная проблема организации качественного теплоснабжения.

Старение тепловых сетей приводит как к снижению надежности, вызванному коррозией и усталостью металла, так и разрушению изоляции. Разрушение изоляции в свою очередь приводит к тепловым потерям и значительному снижению температуры теплоносителя на вводах потребителей. Отложения, образовавшиеся в тепловых сетях за время эксплуатации в результате коррозии, отложений солей жесткости и прочих причин, снижают качество сетевой воды.

Физический и моральный износ основного теплогенерирующего оборудования котельных приводит к снижению производительности котлов и увеличению удельных расходов топлива.

Основной проблемой системы теплоснабжения является необходимость реконструкции и модернизации существующих источников тепла.

Особого внимания заслуживают проблемы внедрения энергосберегающей технологии за счет высокоэкономичного оборудования.

Теплоснабжение новых промышленных предприятий будет осуществляться от индивидуальных источников тепла, расположенных на промышленных площадках. Теплоснабжение вновь проектируемых домов планируется осуществлять от индивидуальных источников тепла на газовом топливе.

Организация надежного и безопасного теплоснабжения п. Рамешки – это комплекс организационно-технических мероприятий, из которых можно выделить следующие:

- оценка остаточного ресурса тепловых сетей;
- разработка плана перекладки тепловых сетей на территории города;

- диспетчеризация работы тепловых сетей;
- разработка методов определения мест утечек.

Остаточный ресурс тепловых сетей – коэффициент, характеризующий реальную степень готовности системы и ее элементов к надежной работе в течение заданного временного периода.

Оценку остаточного ресурса обычно проводят с помощью инженерной диагностики - надежного, но трудоемкого и дорогостоящего метода обнаружения потенциальных мест отказов. В связи с этим для определения перечня участков тепловых сетей, которые в первую очередь нуждаются в комплексной диагностике, следует проводить расчет надежности. Этот расчет должен базироваться на статистических данных об авариях, результатах осмотров и технической диагностики на рассматриваемых участках тепловых сетей за период не менее пяти лет.

План перекладки тепловых сетей на территории города – документ, содержащий график проведения ремонтно-восстановительных работ на тепловых сетях с указанием перечня участков тепловых сетей, подлежащих перекладке или ремонту.

Диспетчеризация - организация круглосуточного контроля состояния тепловых сетей и работы оборудования систем теплоснабжения.

Разработка методов определения мест утечек – методы, применяемые на теплоснабжающих предприятиях страны, описаны в разделе 1.3.

ГЛАВА 2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

2.1 Данные базового уровня потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения

По данным Генерального плана Городского поселения – посёлок Рамешки, на начало 2012 г. жилищный фонд города составил 75,87 тыс. м² общей площади (кол-во домов – 358).

Структура жилищного фонда приведена в таблице 2.1.1.

Большая часть существующего жилищного фонда представлена многоквартирными домами – 48,5 тыс. м². (63,9 % от общей площади).

Таблица 2.1.1 Структура жилищного фонда

Наименование населенного пункта	Одноквартирные дома		Двухквартирные дома			Многоквартирные дома		
	Кол-во домов	Общая площадь, кв. м	Кол-во домов	Кол-во квартир	Общая площадь, кв. м	Кол-во домов	Кол-во квартир	Общая площадь, кв. м
п. Рамешки	304	27370	330	-	-	54	820	48500

Средний показатель современной жилищной обеспеченности по городскому поселению-поселку Рамешки составляет 17,6 м²/чел., что меньше средних показателей по области (25,6 м²/чел.) и району (32,6 м²/чел.).

Теплоснабжение городского поселения - поселок Рамешки Тверской области в большей степени децентрализованное. Промышленные и сельскохозяйственные предприятия снабжаются теплом от индивидуальных котельных. Малоэтажный жилой фонд снабжается теплом от бытовых котлов различной модификации и печей. Баланс тепловых нагрузок приведен в таблице 2.1.2.

Таблица 2.1.2 Баланс тепловых нагрузок ГП – посёлок Рамешки

Наименование потребителей	Единица измерения	Нагрузка
Существующая тепловая нагрузка		
Жилищно-коммунальное потребление: по воде	Гкал/час	4,9
Промышленность: по воде	Гкал/час	-
Сельское хозяйство: по воде	Гкал/час	-
Максимальная тепловая нагрузка		
Потребители	Гкал/час	9,8

2.2 Прогнозы приростов объемов потребления тепловой мощности и теплоносителя

На этапе сбора исходной информации проектов строительства жилых многоквартирных домов, а также объектов инфраструктуры, планируемых к подключению к централизованной системе теплоснабжения, выявлено не было. Теплоснабжение промышленных предприятий осуществляется от собственных источников тепловой энергии.

ГЛАВА 3. ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Электронная модель системы теплоснабжения выполнена в ГИС Zulu 7.0.

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

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

Пакет ZuluThermo позволяет создать расчетную математическую модель сети, выполнить паспортизацию сети, и на основе созданной модели решать информационные задачи, задачи топологического анализа, и выполнять различные теплогидравлические расчеты. Внешний вид электронной модели представлен на рисунке 3.1.

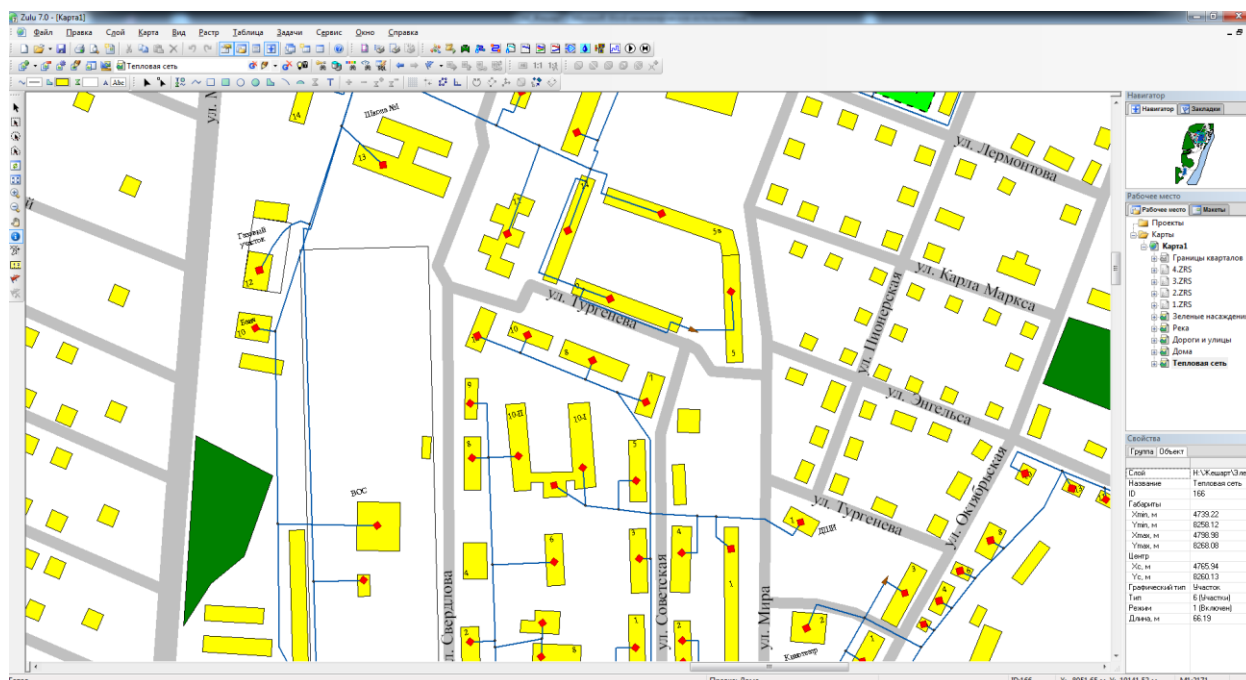


Рисунок 3.1 Внешний вид электронной модели

Расчету подлежат тупиковые и кольцевые тепловые сети, в том числе с повысительными насосными станциями и дросселирующими устройствами, работающие от одного или нескольких источников.

Программа предусматривает теплогидравлический расчет с присоединением к сети индивидуальных тепловых пунктов (далее по тексту - ИТП) и центральных тепловых пунктов (далее по тексту - ЦТП) по нескольким десяткам схемных решений, применяемых на территории России.

Расчет систем теплоснабжения может производиться с учетом утечек из тепловой сети и систем теплопотребления, а также тепловых потерь в трубопроводах тепловой сети.

Расчет тепловых потерь ведется либо по нормативным потерям, либо по фактическому состоянию изоляции.

Расчеты ZuluThermo могут работать как в тесной интеграции с геоинформационной системой (в виде модуля расширения ГИС), так и в виде отдельной библиотеки компонентов, которые позволяют выполнять расчеты из приложений пользователей.

В настоящий момент продукт существует в следующих вариантах:

- ZuluThermo - расчеты тепловых сетей для ГИС Zulu;
- ZuluArcThermo - расчеты тепловых сетей для ESRI ArcGIS;
- ZuluNetTools - ActiveX-компоненты для расчетов инженерных сетей.

Состав задач:

- построение расчетной модели тепловой сети;
- паспортизация объектов сети;
- наладочный расчет тепловой сети;
- поверочный расчет тепловой сети;
- конструкторский расчет тепловой сети;
- расчет требуемой температуры на источнике;
- коммутационные задачи;
- построение пьезометрического графика;
- расчет нормативных потерь тепла через изоляцию;
- построение расчетной модели тепловой сети.

При работе в геоинформационной системе сеть достаточно просто и быстро заносится с помощью мышки или по координатам. При этом сразу формируется расчетная модель. Остается лишь задать расчетные параметры объектов и нажать кнопку выполнения расчета.

Наладочный расчет тепловой сети

Целью наладочного расчета является обеспечение потребителей расчетным количеством воды и тепловой энергии. В результате расчета осуществляется подбор элеваторов и их сопел, производится расчет смесительных и дросселирующих

устройств, определяется количество и место установки дроссельных шайб. Расчет может производиться при известном располагаемом напоре на источнике и его автоматическом подборе в случае, если заданного напора не достаточно.

В результате расчета определяются расходы и потери напора в трубопроводах, напоры в узлах сети, в том числе располагаемые напоры у потребителей, температура теплоносителя в узлах сети (при учете тепловых потерь), величина избыточного напора у потребителей, температура внутреннего воздуха.

Дросселирование избыточных напоров на абонентских вводах производят с помощью сопел элеваторов и дроссельных шайб. Дроссельные шайбы перед абонентскими вводами устанавливаются автоматически на подающем, обратном или обоих трубопроводах в зависимости от необходимого для системы гидравлического режима. При работе нескольких источников на одну сеть определяется распределение воды и тепловой энергии между источниками. Подводится баланс по воде и отпущенной тепловой энергией между источником и потребителями. Определяются потребители и соответствующий им источник, от которого данные потребители получают воду и тепловую энергию.

Поверочный расчет тепловой сети

Целью поверочного расчета является определение фактических расходов теплоносителя на участках тепловой сети и у потребителей, а также количестве тепловой энергии получаемой потребителем при заданной температуре воды в подающем трубопроводе и располагаемом напоре на источнике.

Созданная математическая имитационная модель системы теплоснабжения, служащая для решения поверочной задачи, позволяет анализировать гидравлический и тепловой режим работы системы, а также прогнозировать изменение температуры внутреннего воздуха у потребителей. Расчеты могут проводиться при различных исходных данных, в том числе аварийных ситуациях, например, отключении отдельных участков тепловой сети, передачи воды и тепловой энергии от одного источника к другому по одному из трубопроводов и т.д.

В результате расчета определяются расходы и потери напора в трубопроводах, напоры в узлах сети, в том числе располагаемые напоры у потребителей, температура теплоносителя в узлах сети (при учете тепловых потерь), температуры внутреннего воздуха у потребителей, расходы и температуры воды на входе и вы-

ходе в каждую систему теплоснабжения. При работе нескольких источников на одну сеть определяется распределение воды и тепловой энергии между источниками. Подводится баланс по воде и отпущенной тепловой энергией между источником и потребителями. Определяются потребители и соответствующий им источник, от которого данные потребители получают воду и тепловую энергию.

Конструкторский расчет тепловой сети

Целью конструкторского расчета является определение диаметров трубопроводов тупиковой и кольцевой тепловой сети при пропуске по ним расчетных расходов при заданном (или неизвестном) располагаемом напоре на источнике.

Данная задача может быть использована при выдаче разрешения на подключение потребителей к тепловой сети, так как в качестве источника может выступать любой узел системы теплоснабжения, например тепловая камера. Для более гибкого решения данной задачи предусмотрена возможность изменения скорости движения воды по участкам тепловой сети, что приводит к изменению диаметров трубопровода, а значит и располагаемого напора в точке подключения.

В результате расчета определяются диаметры трубопроводов тепловой сети, располагаемый напор в точке подключения, расходы, потери напора и скорости движения воды на участках сети, располагаемые напоры на потребителях.

Расчет требуемой температуры на источнике

Целью задачи является определение минимально необходимой температуры теплоносителя на выходе из источника для обеспечения у заданного потребителя температуры внутреннего воздуха не ниже расчетной.

Коммутационные задачи

Анализ отключений, переключений, поиск ближайшей запорной арматуры, отключающей участок от источников, или полностью изолирующей участок и т.д.

Пьезометрический график

Целью построения пьезометрического графика является наглядная иллюстрация результатов гидравлического расчета (наладочного, поверочного, конструкторского). При этом на экран выводятся следующие характеристики:

- линия давления в подающем трубопроводе;
- линия давления в обратном трубопроводе;
- линия поверхности земли;

- линия потерь напора на шайбе;
- высота здания;
- линия вскипания;
- линия статического напора.

Цвет и стиль линий задается пользователем. На рисунке 3.2 представлен пример пьезометрического графика тепловой сети.

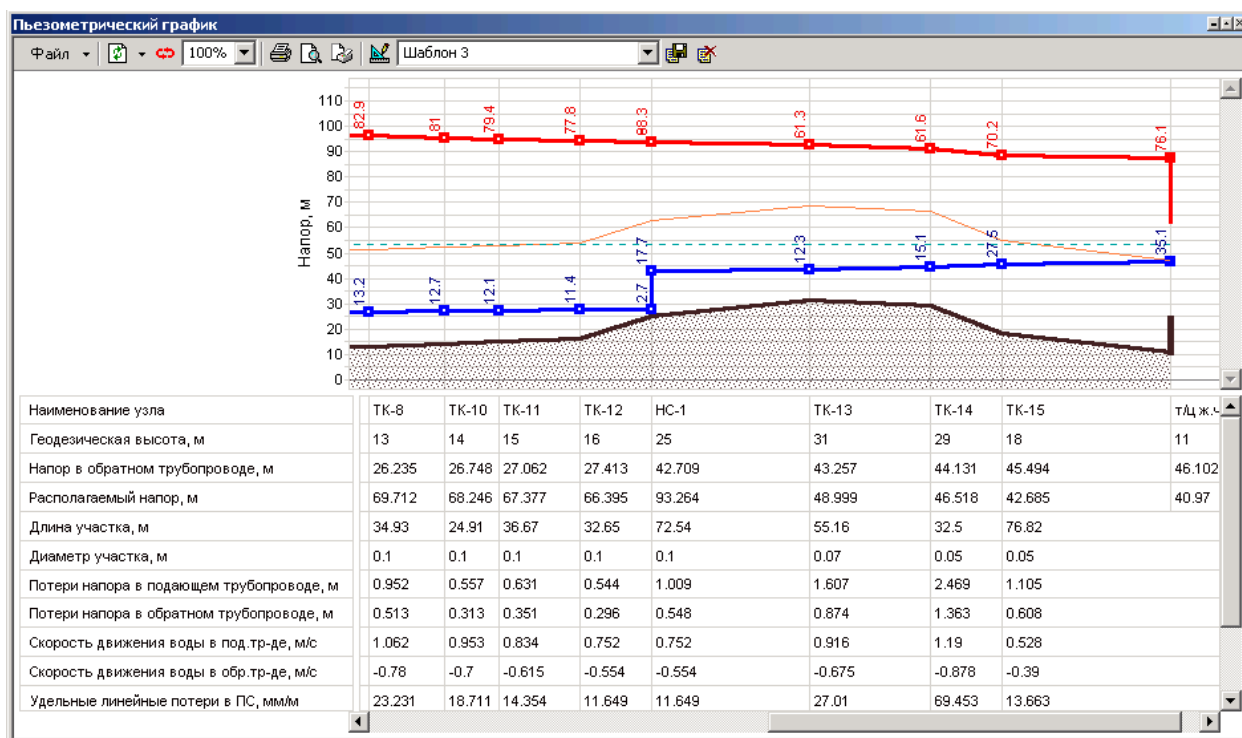


Рисунок 3.2 Пример пьезометрического графика

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

Расчет нормативных потерь тепла через изоляцию

Целью данного расчета является определение нормативных тепловых потерь через изоляцию трубопроводов. Тепловые потери определяются суммарно за год с разбивкой по месяцам. Просмотреть результаты расчета можно как суммарно по всей тепловой сети, так и по каждому отдельно взятому источнику тепловой энергии и каждому ЦТП. Расчет может быть выполнен с учетом поправочных коэффи-

циентов на нормы тепловых потерь. На рисунке 3.3 представлен пример расчета нормативных тепловых потерь.

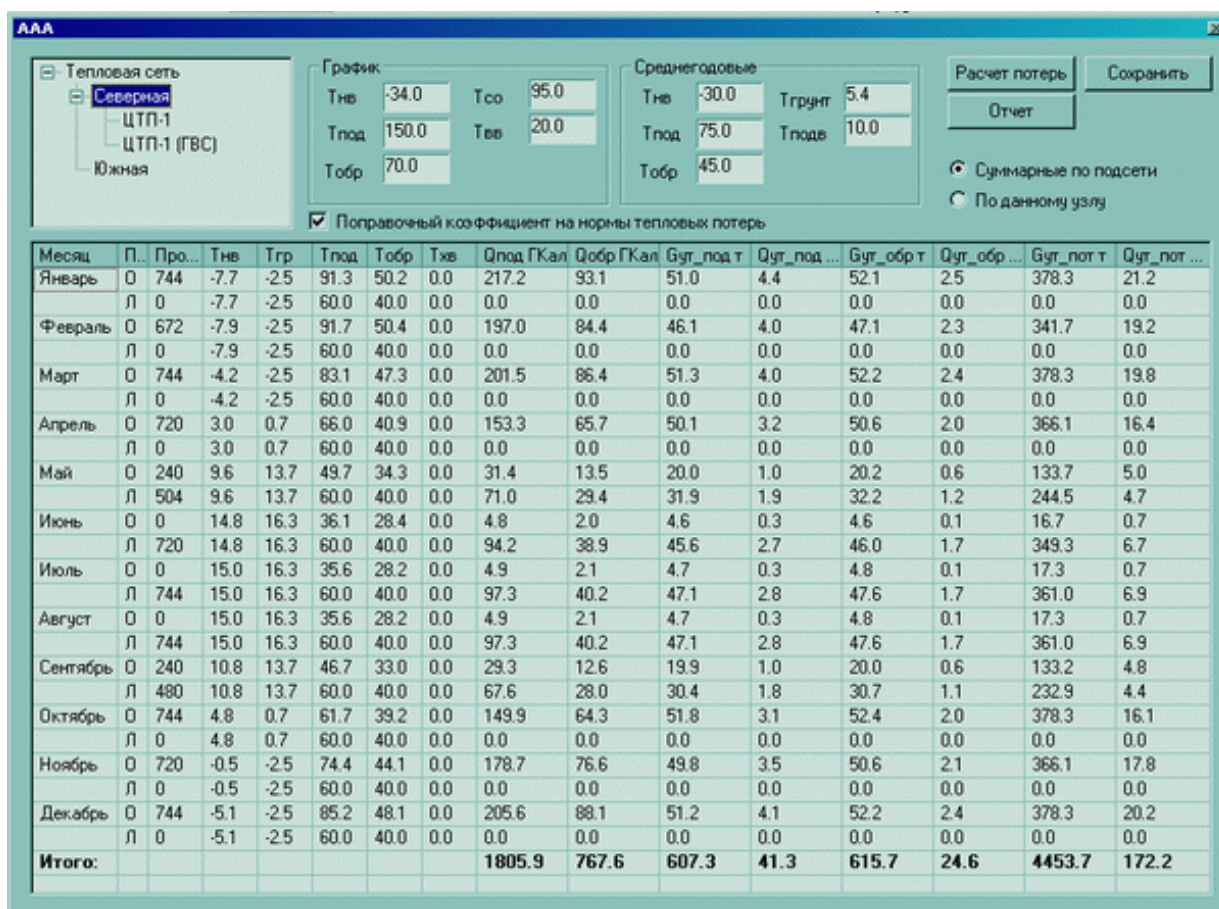


Рисунок 3.3 Расчет нормативных тепловых потерь

Результаты выполненных расчетов можно экспортировать в MS Excel.

ГЛАВА 4. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ

4.1 Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей и располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии

На этапе сбора исходной информации проектов строительства жилых многоквартирных домов, а также объектов инфраструктуры, планируемых к подключению к централизованной системе теплоснабжения, выявлено не было. Следовательно, увеличения присоединённой мощности не планируется.

ГЛАВА 5. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

Существующая производительность водоподготовительных установок соответствует требованиям систем теплоснабжения и имеет значительные запасы производительности.

Сведения о качестве исходной воды представлены на рисунках 1.7.1 – 1.7.6.

Федеральная служба по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека
Филиал ФБУЗ "Центр гигиены и эпидемиологии в Тверской области" в городе Бежецке и Бежецком районе

АККРЕДИТОВАННЫЙ ИСПЫТАТЕЛЬНЫЙ ЛАБОРАТОРНЫЙ ЦЕНТР
(Испытательная лаборатория)

Юридический адрес:
171984 г.Бежецк Тверской области, ул.Садовая,26
Телефон, факс: телефон (848231)2-13-02 факс:(848231)2-27-95
ОКПО 21315699, ОГРН 1056900020462
ИНН/КПП 6901070950/690602001

Аттестат аккредитации
№ ГСЭН.RU.ЦОА.026.01 от 29.05.2007г.
Зарегистрирован в Госреестре:
№РОСС RU.0001.510327 от 29.05.2007г.
Действителен до 29.05.2012г.

ПРОТОКОЛ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ
№ 1320 от 29.11.2011

- 1.Наименование пробы (образца):
*Вода питьевая - централизованное водоснабжение :
водопровод ул.Советская, д.60, кв.4*
- 2.Пробы (образцы) направлены:
МУП "Жилкоммунсервис"
Тверская обл., пгт Рамешки, ул.Строительная, 2
- 3.Дата и время отбора пробы (образца): *10 ч. 20 мин. 23.11.2011*
- 4.Дата и время доставки пробы (образца): *12 ч. 40 мин. 23.11.2011*
- 5.Сотрудник, отобравший пробы: *Горшенев П.Н.*
- 6.Цель отбора: *Производственный контроль*
- 7.Юридическое лицо, индивидуальный предприниматель или физическое лицо, у которого отбирались пробы (образцы):
МУП "Жилкоммунсервис"
171400, Тверская область, пгт Рамешки, ул. Строительная, 2
- 8.Объект, где производился отбор пробы (образца):
МУП "Жилкоммунсервис"
171400, Тверская область, пгт Рамешки
- 9.Код пробы (образца): *1111320106, 2111320106, 2111320106*
- 10.НД на объем лабораторных исследований и их оценку:
СанПиН 2.1.4.1074-01 "Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения"
- 11.Условия транспортировки: *Соответствуют НД*
- 12.Договор: *14/0*

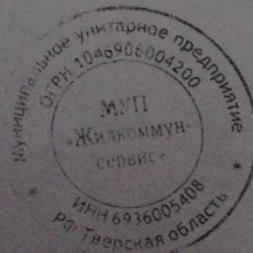
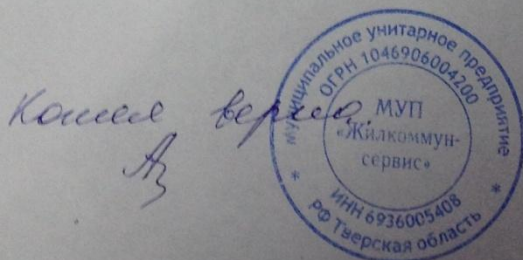


Рисунок 1.7.1 Сведения о качестве исходной воды

к протоколу № 1320 от 29.11.2011
Код образца (пробы): 1111320106

Санитарно-гигиенические исследования					
№ п/п	Определяемые показатели	Результаты исследований	Гигиенический норматив	Единицы измерения	НД на методы исследований
1	Запах при 20 С	0	2	баллы	ГОСТ 3351-74
2	Запах при 60 С	1	2	баллы	ГОСТ 3351-74
3	Привкус	1	2	баллы	ГОСТ 3351-74
4	Цветность	0	20	градус С	ГОСТ Р 52769-07
5	Мутность	0	1,5	мг/л	ГОСТ 3351-74
Исследования проводили:		Фельдшер-лаборант Макарова Е.В. Врач по СГЛИ Солдатова А.Н.			

Код образца (пробы): 2111320106

Бактериологические исследования					
№ п/п	Определяемые показатели	Результаты исследований	Гигиенический норматив	Единицы измерения	НД на методы исследований
1	ОКБ	Не обнаружено	не доп.	КОЕ в 100 мл	МУК 4.2.1018-01
2	ТКБ	Не обнаружено	не доп.	КОЕ в 100 мл	МУК 4.2.1018-01
3	ОМЧ	0	50	КОЕ в 1 мл	МУК 4.2.1018-01
Исследования проводили:		Фельдшер-лаборант Валова Н.В. Врач-бактериолог Елисеева Н.М.			

ЗАКЛЮЧЕНИЕ:
Качество воды соответствует требованиям НД.

Ф.И.О., должность лица, ответственного за оформление данного протокола
Инженер-эколог Романова В.В.

Руководитель ИЛЦ: _____ Главный врач Зиберг Т.А.
М.П.

Примечание:
1. Результаты исследований распространяются на представленную пробу
2. Настоящий документ не может быть частично или полностью воспроизведен (скопирован или перепечатан) без разрешения на то аккредитованного испытательного лабораторного центра
Протокол составлен в _____ 2 _____ экземплярах

Рисунок 1.7.2 Сведения о качестве исходной воды (продолжение)

АККРЕДИТОВАННЫЙ ИСПЫТАТЕЛЬНЫЙ ЛАБОРАТОРНЫЙ ЦЕНТР
(Испытательная лаборатория)

Юридический адрес:
171984 г.Бежецк Тверской области, ул.Садовая,26
Телефон, факс: телефон (848231)2-13-02 факс:(848231)2-27-95
ОКПО 21315699, ОГРН 1056900020462
ИНН/КПП 6901070950/690602001

Аттестат аккредитации
№ РОСС RU.0001.510227 от 13.09.2013г.
Действителен до 13.09.2018г.

ПРОТОКОЛ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

№ 3304 от 11.09.2013

- 1.Наименование пробы (образца):
Вода питьевая - централизованное водоснабжение : бойлер, ул. Новая, кот. № 1
- 2.Пробы (образцы) направлены:
*ПКФ "МУПАРР"
171400, Тверская область, пгт Рамешки, ул. Новая, д.1б*
- 3.Дата и время отбора пробы (образца): *08 ч. 30 мин. 06.09.2013*
- 4.Дата и время доставки пробы (образца): *10 ч. 40 мин. 06.09.2013*
- 5.Сотрудник, отобравший пробы: *Зав. Е.К.Галушкина Л. М.*
- 6.Цель отбора: *Производственный контроль*
- 7.Юридическое лицо, индивидуальный предприниматель или физическое лицо, у которого отбирались пробы (образцы):
*ПКФ "МУПАРР"
171400, Тверская область, пгт Рамешки, ул. Новая, д.1б*
- 8.Объект, где производился отбор пробы (образца):
*ПКФ "МУПАРР"
171400, Тверская область, пгт Рамешки, ул. Новая, д.1б*
- 9.Код пробы (образца): *3304.0.09.13*
- 10.НД на объем лабораторных исследований и их оценку:
СанПиН 2.1.4.1074-01 "Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения"
- 11.Условия транспортировки: *Соответствует НД*
- 12.Договор: *Договор 102/0 от 07.03.2013*

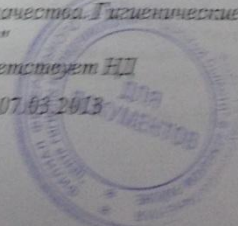


Рисунок 1.7.3 Сведения о качестве исходной воды (продолжение)

Код образца (пробы): 3304.0.09.13

Санитарно-гигиенические исследования					
№ п/п	Определяемые показатели	Результаты исследований	Гигиенический норматив	Единицы измерения	НД на методы исследований
1	Запах при 20 °С	0	2	баллы	ГОСТ 3351-74
2	Запах при 60 °С	1	2	баллы	ГОСТ 3351-74
3	Привкус	1	2	баллы	ГОСТ 3351-74
4	Цветность	3 ± 30	20	град.	ГОСТ Р 52769-2007
5	Мутность	0,190 ± 0,019	1,5	мг/дм ³	ГОСТ 3351-74
6	рН	6,99000 ± 0,01398	от 6 до 9	единицы рН	ПНД Ф 14.1:2:3:4.121-97
7	Окисляемость перманганатная	1,0 ± 0,2	5	мгО ₂ /дм ³	ПНД Ф 14.1:2:4.154-99
8	Жесткость общая	6,300 ± 0,567	7	оЖ	ГОСТ Р 52407-2005
9	Общая минерализация (сухой остаток)	432 ± 10	1000	мг/л	ГОСТ 18164-72
10	ПАВанионоактивные	<0,01	0,5	мг/л	ПНД Ф 14.1:2:4.15-95

Исследования проводили:

Должность, Ф.И.О.	Подпись
Фельдшер-лаборант Макарова Е.В.	<i>Макарова</i>

Код образца (пробы): 3304.0.09.13

Бактериологические исследования					
№ п/п	Определяемые показатели	Результаты исследований	Гигиенический норматив	Единицы измерения	НД на методы исследований
1	ОКБ	Не обнаружено	не доп.	КОЕ в 100 мл	МУК 4.2.1018-01
2	ТКБ	Не обнаружено	не доп.	КОЕ в 100 мл	МУК 4.2.1018-01
3	ОМЧ	0	50	КОЕ в 1 мл	МУК 4.2.1018-01

Исследования проводили:

Должность, Ф.И.О.	Подпись
Фельдшер-лаборант Валова Н.В.	<i>Валова</i>

ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТА:

Вода питьевая, бойлер, ул. Новая, кот. № 1

Качество воды соответствует требованиям НД.

Ф.И.О., должность лица, ответственного за оформление данного протокола
Инженер-эколог Романова В.В.

Руководитель ИЛЦ:

И.А. Комарницкая
И.о. руководителя ИЛЦ Комарницкая И.А.
пр №66 от 23.08.2013г

Примечание:

1. Результаты исследований распространяются на представленную пробу
2. Настоящий документ не может быть частично или полностью воспроизведен (скопирован или перепечатан) без разрешения на то аккредитованного испытательного лабораторного центра

Протокол составлен в 2 экземплярах

Рисунок 1.7.4 Сведения о качестве исходной воды (продолжение)

АККРЕДИТОВАННЫЙ ИСПЫТАТЕЛЬНЫЙ ЛАБОРАТОРНЫЙ ЦЕНТР
(Испытательная лаборатория)

Юридический адрес:
171984 г.Бежецк Тверской области, ул.Садовая,26
Телефон, факс: телефон (848231)2-13-02 факс:(848231)2-27-95
ОКПО 21315699, ОГРН 1056900020462
ИНН/КПП 6901070950/690602001

Аттестат аккредитации
№ РОСС RU.0001.510327 от 13.03.2013г
Действителен до 13.03.2018г.

ПРОТОКОЛ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ
№ 3303 от 11.09.2013

- 1.Наименование пробы (образца):
*Вода горячего водоснабжения:
Вода питьевая, ГВС, ул. Новая, кот. № 1*
- 2.Пробы (образцы) направлены:
*ПКФ "МУПАРР"
171400, Тверская область, пгт Рамешики, ул. Новая, д.16*
- 3.Дата и время отбора пробы (образца): *08 ч. 30 мин. 06.09.2013*
- 4.Дата и время доставки пробы (образца): *10 ч. 40 мин. 06.09.2013*
- 5.Сотрудник, отобравший пробы: *Зав. БК Галушкина Л. М.*
- 6.Цель отбора: *Производственный контроль*
- 7.Юридическое лицо, индивидуальный предприниматель или физическое лицо, у которого отбирались пробы (образцы):
*ПКФ "МУПАРР"
171400, Тверская область, пгт Рамешики, ул. Новая, д.16*
- 8.Объект, где производился отбор пробы (образца):
*ПКФ "МУПАРР"
171400, Тверская область, пгт Рамешики, ул. Новая, д.16*
- 9.Код пробы (образца): *3303.0.09.13*
- 10.НД на объем лабораторных исследований и их оценку:
СанПиН 2.1.4.1074-01 "Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения"
- 11.Условия транспортировки: *Соответствует НД*
- 12.Договор: *Договор 102/0 от 07.03.2013*



Рисунок 1.7.5 Сведения о качестве исходной воды (продолжение)

Код образца (пробы):3303.0.09.13

Санитарно-гигиенические исследования					
№ п/п	Определяемые показатели	Результаты исследований	Гигиенический норматив	Единицы измерения	НД на методы исследований
1	Запах при 20 °С	0	2	баллы	ГОСТ 3351-74
2	Запах при 60 °С	1	2	баллы	ГОСТ 3351-74
3	Привкус	1	2	баллы	ГОСТ 3351-74
4	Цветность	3 ± 30	20	град.	ГОСТ Р 52769-2007
5	Мутность	0,190 ± 0,019	1,5	мг/дм ³	ГОСТ 3351-74
6	рН	6,97000 ± 0,01394	от 6 до 9	единицы рН	ПНД Ф 14.1:2:3:4.121-97
7	Окисляемость перманганатная	1,0 ± 0,2	5	мгО ₂ /дм ³	ПНД Ф 14.1:2:4.154-99
8	Жесткость общая	6,300 ± 0,567	7	оЖ	ГОСТ Р 52407-2005
9	Общая минерализация (сухой остаток)	423 ± 10	1000	мг/л	ГОСТ 18164-72
10	ПАВанионоактивные	<0,01	0,5	мг/л	ПНД Ф 14.1:2:4.15-95
11	Температура	65	от 60 до 75	градус С	МУК 4.3.2900-11

Исследования проводили:

Должность, Ф.И.О.	Подпись
Фельдшер-лаборант Макарова Е.В.	<i>Макарова</i>

Код образца (пробы):3303.0.09.13

Бактериологические исследования					
№ п/п	Определяемые показатели	Результаты исследований	Гигиенический норматив	Единицы измерения	НД на методы исследований
1	ОКБ	Не обнаружено	не доп.	КОЕ в 100мл	МУК 4.2.1018-01
2	ТКБ	Не обнаружено	не доп.	КОЕ в 100мл	МУК 4.2.1018-01
3	ОМЧ 37	0	50	КОЕ в 1 мл	МУК 4.2.1018-01
4	Споры сульфитредуцирующих клостридий	Не обнаружено	не доп.	число спор в 20 мл	МУК 4.2.1018-01

Исследования проводили:

Должность, Ф.И.О.	Подпись
Фельдшер-лаборант Валова Н.В.	<i>Валова</i>

ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТА:

Вода питьевая, ГВС, ул. Новая, кот. № 1
 Качество воды соответствует требованиям НД.

Ф.И.О., должность лица, ответственного за оформление данного протокола

Инженер-эколог Романова В.В.

Руководитель ИЛЦ:

И.о.руководителя ИЛЦ Комарницкая И.А.

пр. №66 от 23.08.2013г

Примечание:

1. Результаты исследований распространяются на представленную пробу
2. Настоящий документ не может быть частично или полностью воспроизведен (скопирован или перепечатан) без разрешения на то аккредитованного испытательного лабораторного центра

Протокол составлен в 2 экземплярах**Рисунок 1.7.6 Сведения о качестве исходной воды (продолжение)**

ГЛАВА 6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

6.1 Определение условий организации централизованного теплоснабжения

Согласно статье 14, ФЗ №190 «О теплоснабжении» от 27.07.2010 года, подключение теплопотребляющих установок и тепловых сетей к потребителям тепловой энергии, в том числе застройщиков к системе теплоснабжения осуществляется в порядке, установленном законодательством о градостроительной деятельности для подключения объектов капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения, с учетом особенностей, предусмотренных ФЗ №190 «О теплоснабжении» и правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Подключение осуществляется на основании договора на подключение к системе теплоснабжения, который является публичным для теплоснабжающей организации, теплосетевой организации. Правила выбора теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, к которой следует обращаться заинтересованным в подключении к системе теплоснабжения лицам и которая не вправе отказать им в услуге по такому подключению и в заключении соответствующего договора, устанавливаются правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

При наличии технической возможности подключения к системе теплоснабжения и при наличии свободной мощности в соответствующей точке подключения отказ потребителю, в том числе застройщику в заключении договора на подключение объекта капитального строительства, находящегося в границах определенного схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения, не допускается. Нормативные сроки подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства устанавливаются правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, но при наличии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства, отказ в заключении договора на его подключение не допускается. Нормативные сроки его подключения к системе теплоснабжения устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации в пределах нормативных сроков подключения к системе теплоснабжения, установленных правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, и при отсутствии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства, теплоснабжающая организация или теплосетевая организация в сроки и в порядке, которые установлены правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, обязана обратиться в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, с предложением о включении в нее мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства. Федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердив-

ший схему теплоснабжения, в сроки, в порядке и на основании критериев, которые установлены порядком разработки и утверждения схем теплоснабжения, утвержденным Правительством Российской Федерации, принимает решение о внесении изменений в схему теплоснабжения или об отказе во внесении в нее таких изменений. В случае, если теплоснабжающая или теплосетевая организация не направит в установленный срок и (или) представит с нарушением установленного порядка в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, предложения о включении в нее соответствующих мероприятий, потребитель, в том числе застройщик, вправе потребовать возмещения убытков, причиненных данным нарушением, и (или) обратиться в федеральный антимонопольный орган с требованием о выдаче в отношении указанной организации предписания о прекращении нарушения правил недискриминационного доступа к товарам.

В случае внесения изменений в схему теплоснабжения теплоснабжающая организация или теплосетевая организация обращается в орган регулирования для внесения изменений в инвестиционную программу. После принятия органом регулирования решения об изменении инвестиционной программы он обязан учесть внесенное в указанную инвестиционную программу изменение при установлении тарифов в сфере теплоснабжения в сроки и в порядке, которые определяются основами ценообразования в сфере теплоснабжения и правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации. Нормативные сроки подключения объекта капитального строительства устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, в которую внесены изменения, с учетом нормативных сроков подключения объектов капитального строительства, установленных правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Таким образом, вновь вводимые потребители, обратившиеся соответствующим образом в теплоснабжающую организацию, должны быть подключены к централизованному теплоснабжению, если такое подсоединение возможно в перспективе.

С потребителями находящимися за границей радиуса эффективного теплоснабжения, могут быть заключены договора долгосрочного теплоснабжения по свободной (обоюдно приемлемой) цене, в целях компенсации затрат на строительство новых и реконструкцию существующих тепловых сетей, и увеличению радиуса эффективного теплоснабжения.

6.2 Определение условий организации индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления

Существующие и планируемые к застройке потребители, вправе использовать для отопления индивидуальные источники теплоснабжения. Использование автономных источников теплоснабжения целесообразно в случаях:

- значительной удаленности от существующих и перспективных тепловых сетей;
- малой подключаемой нагрузки (менее 0,01 Гкал/ч);
- отсутствия резервов тепловой мощности в границах застройки на данный момент и в рассматриваемой перспективе;
- использования тепловой энергии в технологических целях.

Потребители, отопление которых осуществляется от индивидуальных источников, могут быть подключены к централизованному теплоснабжению на условиях организации централизованного теплоснабжения.

В соответствии с требованиями п. 15 статьи 14 ФЗ №190 «О теплоснабжении» «Запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии при наличии осуществлённого в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов». Следовательно, использование индивидуальных поквартирных источников тепловой энергии не ожидается в ближайшей перспективе.

Планируемые к строительству жилые дома, могут проектироваться с использованием поквартирного индивидуального отопления, при условии получения технических условий от газоснабжающей организации.

6.3 Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных

На котельной №4 на момент написания работы выполнен проект замены основного и вспомогательного оборудования котельной на современные агрегаты, оборудование установлено в здании старой котельной. В ближайшее время планируется ввод данного оборудования в работу.

Котельные №1 и №2 предлагается заменить на современные блочно-модульные котельные (БМК) мощностью:

- котельная №1 – 2,2 Гкал/ч;
- котельная №2 – 1,2 Гкал/ч.

6.4 Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями

Индивидуальное теплоснабжение малоэтажных и индивидуальных жилых домов может быть организовано в зонах с тепловой нагрузкой менее 0,01 Гкал/ч на гектар.

Подключение таких потребителей к централизованному теплоснабжению неоправданно в виду значительных капитальных затрат на строительство тепловых сетей.

Плотность индивидуальной и малоэтажной застройки мала, что приводит к необходимости строительства тепловых сетей малых диаметров, но большой протяженности.

В настоящее время на рынке представлено значительное количество источников индивидуального теплоснабжения, работающих на различных видах топлива.

Настоящим проектом перевод существующих или оснащение перспективных потребителей индивидуальными источниками тепловой энергии не предусматриваются.

6.5 Расчет радиуса эффективного теплоснабжения

Согласно п. 30, г. 2, ФЗ №190 от 27.07.2010 г.: «радиус эффективного теплоснабжения – максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе тепло-

снабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения».

В настоящее время, методика определения радиуса эффективного теплоснабжения не утверждена федеральными органами исполнительной власти в сфере теплоснабжения.

Основными критериями оценки целесообразности подключения новых потребителей в зоне действия системы централизованного теплоснабжения являются:

- затраты на строительство новых участков тепловой сети и реконструкция существующих;
- пропускная способность существующих магистральных тепловых сетей;
- затраты на перекачку теплоносителя в тепловых сетях;
- потери тепловой энергии в тепловых сетях при ее передаче;
- надежность системы теплоснабжения.

Комплексная оценка вышеперечисленных факторов, определяет величину оптимального радиуса теплоснабжения.

ГЛАВА 7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И СООРУЖЕНИЙ НА НИХ

Строительство новых источников тепловой энергии на территории города не требуется, т.к. существующая тепловая сеть имеет достаточный ресурс пропускной способности, а существующие источники обладают возможностью увеличения мощности и модернизации оборудования. Гидравлический расчет выявил запасы пропускной способности по тепловым сетям. Таким образом, реконструкция существующих участков тепловых сетей необходима для обновления трубопроводов с истекшим сроком службы.

7.1 Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Одной из проблем организации качественного и надежного теплоснабжения поселения является износ тепловых сетей. В рассматриваемой настоящей работе перспективе (до 2028 года) отдельные участки тепловых сетей исчерпали свой ресурс и подлежат замене.

При реконструкции тепловых сетей предпочтение должно отдаваться металлическим трубам в заводской ППУ изоляции.

В связи с недостаточностью информации о конкретных участках тепловых сетей, для которых характерно превышение нормативного срока эксплуатации (25 лет) затраты на перекладку тепловых сетей рассчитаны укрупненно. Затраты на реализацию мероприятия рассмотрены в главе 10.

ГЛАВА 8. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ

В связи с тем, что до 2028 г. не ожидается подключение перспективных потребителей тепловой энергии к системе теплоснабжения от действующих котельных в ближайшее перспективе прирост потребления топлива основным теплогенерирующим оборудованием будет незначительным. Величина прироста потребления оценивается, как не более 5% от существующего потребления.

ГЛАВА 9. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Расчет показателей надежности системы теплоснабжения ГП – посёлок Рамешки основывается на Методических указаниях по анализу показателей, используемых для оценки надежности систем теплоснабжения.

Настоящие Методические указания по анализу показателей, используемых для оценки надежности систем теплоснабжения, разработаны в соответствии с пунктом 2 постановления Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 г. № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 34, ст. 4734).

Методические указания содержат методики расчета показателей надежности систем теплоснабжения поселений, городских округов, в документе приведены практические рекомендации по классификации систем теплоснабжения поселений, городских округов по условиям обеспечения надежности на:

- высоконадежные;
- надежные;
- малонадежные;
- ненадежные.

Методические указания предназначены для использования инженерно-техническими работниками теплоэнергетических предприятий, персоналом органов государственного энергетического надзора и органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации при проведении оценки надежности систем теплоснабжения поселений, городских округов.

Надежность системы теплоснабжения должна обеспечивать бесперебойное снабжение потребителей тепловой энергией в течение заданного периода, недопущение опасных для людей и окружающей среды ситуаций.

Показатели надежности системы теплоснабжения подразделяются на:

- показатели, характеризующие надежность электроснабжения источников тепловой энергии;
- показатели, характеризующие надежность водоснабжения источников тепловой энергии;

- показатели, характеризующие надежность топливоснабжения источников тепловой энергии;
- показатели, характеризующие соответствие тепловой мощности источников тепловой энергии и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам потребителей;
- показатели, характеризующие уровень резервирования источников тепловой энергии и элементов тепловой сети;
- показатели, характеризующие уровень технического состояния тепловых сетей;
- показатели, характеризующие интенсивность отказов тепловых сетей;
- показатели, характеризующие аварийный недоотпуск тепловой энергии потребителям;
- показатели, характеризующие количество жалоб потребителей тепловой энергии на нарушение качества теплоснабжения.

Надежность теплоснабжения обеспечивается надежной работой всех элементов системы теплоснабжения, а также внешних, по отношению к системе теплоснабжения, систем электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии.

Интегральными показателями оценки надежности теплоснабжения в целом являются такие эмпирические показатели как интенсивность отказов $n_{от}$ [1/год] и относительный аварийный недоотпуск тепловой энергии $Q_{ав}/Q_{расч.}$, где $Q_{ав}$ – аварийный недоотпуск тепловой энергии за год [Гкал], $Q_{расч.}$ – расчетный отпуск тепловой энергии системой теплоснабжения за год [Гкал]. Динамика изменения данных показателей указывает на прогресс или деградацию надежности каждой конкретной системы теплоснабжения. Однако они не могут быть применены в качестве универсальных системных показателей, поскольку не содержат элементов сопоставимости систем теплоснабжения.

Для оценки надежности систем теплоснабжения необходимо использовать показатели надежности **структурных элементов системы теплоснабжения** и внешних систем электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии.

Ниже приведена оценка показателей надежности для систем теплоснабжения трёх котельных:

- котельная №1;
- котельная №2;
- котельная №4.

Котельная №1

1.1 Показатель надежности электроснабжения источников тепловой энергии ($K_э$) характеризуется наличием или отсутствием резервного электропитания:

- при наличии резервного электроснабжения $K_э = 1,0$;
- при отсутствии резервного электроснабжения при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):
 - до 5,0 - $K_э = 0,8$;
 - 5,0 – 20 - $K_э = 0,7$;
 - свыше 20 - $K_э = 0,6$.

На источнике существует резервное электропитание, следовательно, показатель надежности $K_э=1$.

1.2 Показатель надежности водоснабжения источников тепловой энергии ($K_в$) характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения:

- при наличии резервного водоснабжения $K_в = 1,0$;
- при отсутствии резервного водоснабжения при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):
 - до 5,0 - $K_в = 0,8$;
 - 5,0 – 20 - $K_в = 0,7$;
 - свыше 20 - $K_в = 0,6$.

Для котельной принимается показатель надежности водоснабжения источника тепловой энергии $K_в = 0,8$.

1.3 Показатель надежности топливоснабжения источников тепловой энергии ($K_т$) характеризуется наличием или отсутствием резервного топливоснабжения:

- при наличии резервного топлива $K_т = 1,0$;
- при отсутствии резервного топлива при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

- до 5,0 - $K_T = 1,0$;
- 5,0 – 20 - $K_T = 0,7$;
- свыше 20 - $K_T = 0,5$.

Котельная не имеет своего РТХ, следовательно, показатель надежности теплоснабжения источника тепловой энергии $K_T = 1,0$.

1.4 Показатель соответствия тепловой мощности источников тепловой энергии и пропускной способности тепловых сетей фактическим тепловым нагрузкам потребителей (K_6)

Величина этого показателя определяется размером дефицита (%):

- до 10 - $K_6 = 1,0$;
- 10 – 20 - $K_6 = 0,8$;
- 20 – 30 - $K_6 = 0,6$;
- свыше 30 - $K_6 = 0,3$.

В рассматриваемой системе теплоснабжения имеется запас пропускной способности трубопроводов для обеспечения подключенных нагрузок потребителей тепловой энергии. Следовательно, показатель соответствия тепловой мощности источников тепловой энергии и пропускной способности тепловых сетей фактическим тепловым нагрузкам потребителей $K_6 = 1,0$.

1.5 Показатель уровня резервирования источников тепловой энергии (K_p) и элементов тепловой сети, характеризуемый отношением резервируемой фактической тепловой нагрузки к фактической тепловой нагрузке (%) системы теплоснабжения, подлежащей резервированию:

- 90 – 100 - $K_p = 1,0$;
- 70 – 90 - $K_p = 0,7$;
- 50 – 70 - $K_p = 0,5$;
- 30 – 50 - $K_p = 0,3$;
- менее 30 - $K_p = 0,2$.

В рассматриваемой системе теплоснабжения не все участки тепловых сетей являются резервируемыми. По экспертной оценке, отношение резервируемой фактической тепловой нагрузки к фактической тепловой нагрузке менее 30-50%, следовательно, показатель уровня резервирования источников тепловой энергии $K_p =$

0,3.

1.6 Показатель технического состояния тепловых сетей (K_c), характеризующий долей ветхих, подлежащих замене (%) трубопроводов:

- до 10 - $K_c = 1,0$;
- 10 – 20 - $K_c = 0,8$;
- 20 – 30 - $K_c = 0,6$;
- свыше 30 - $K_c = 0,5$.

На техническом обслуживании ПКФ «МУПАРР» имеется малое количество тепловых сетей, срок эксплуатации которых превышает 25 лет. Доля ветхих сетей в рассматриваемой системе теплоснабжения оценивается в 10-20%, следовательно, показатель технического состояния тепловых сетей $K_c = 0,8$.

1.7 Показатель интенсивности отказов тепловых сетей ($K_{отк}$), характеризующий количеством вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением за последние три года:

$$I_{отк} = n_{отк} / (3 \cdot S) [1 / (\text{км} \cdot \text{год})],$$

где $n_{отк}$ - количество отказов за последние три года;

S- протяженность тепловой сети данной системы теплоснабжения [км].

В зависимости от интенсивности отказов ($I_{отк}$) определяется показатель надежности ($K_{отк}$)

- до 0,5 - $K_{отк} = 1,0$;
- 0,5 - 0,8 - $K_{отк} = 0,8$;
- 0,8 - 1,2 - $K_{отк} = 0,6$;
- свыше 1,2 - $K_{отк} = 0,5$.

В связи с отсутствием полной информации об отказах в рассматриваемой системе теплоснабжения за 3 года, следует воспользоваться информацией за последний календарный год.

Количество вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничением/ отключением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением равно:

$$I_{\text{отк}} = \frac{0}{1 \cdot 8,674} = 0 \frac{1}{\text{км} \cdot \text{год}},$$

следовательно, показатель интенсивности отказов тепловых сетей равен $K_{\text{отк}} = 1,0$.

1.8 Показатель относительного недоотпуска тепловой энергии ($K_{\text{нед}}$) в результате аварий и инцидентов определяется по формуле:

$$Q_{\text{нед}} = Q_{\text{ав}}/Q_{\text{факт}} * 100 [\%]$$

где $Q_{\text{ав}}$ - аварийный недоотпуск тепловой энергии потребителям за последние 3 года;

$Q_{\text{факт}}$ - фактический отпущенный тепловой энергии системой теплоснабжения за последние три года.

В зависимости от величины недоотпуска тепла ($Q_{\text{нед}}$) определяется показатель надежности ($K_{\text{нед}}$)

- до 0,1 - $K_{\text{нед}} = 1,0$;
- 0,1 - 0,3 - $K_{\text{нед}} = 0,8$;
- 0,3 - 0,5 - $K_{\text{нед}} = 0,6$;
- свыше 0,5 - $K_{\text{нед}} = 0,5$.

В связи с отсутствием инцидентов на тепловых сетях величина недоотпуска тепловой энергии:

$$Q_{\text{нед}} = \frac{0}{53200} \cdot 100\% = 0\%,$$

Следовательно, показатель относительного недоотпуска тепловой энергии $K_{\text{нед}} = 1,0$.

1.9 Показатель качества теплоснабжения ($K_{\text{ж}}$), характеризуемый количеством жалоб потребителей тепла на нарушение качества теплоснабжения.

$$Ж = D_{\text{жал}}/D_{\text{сумм}} * 100 [\%]$$

где $D_{\text{сумм}}$ - количество зданий, снабжающихся теплом от системы теплоснабжения;

$D_{\text{жал}}$ - количество зданий, по которым поступили жалобы на работу системы теплоснабжения.

В зависимости от рассчитанного коэффициента ($Ж$) определяется показатель надежности ($K_{\text{ж}}$)

- до 0,2 - $K_{ж} = 1,0$;
- 0,2 – 0,5 - $K_{ж} = 0,8$;
- 0,5 – 0,8 - $K_{ж} = 0,6$;
- свыше 0,8 - $K_{ж} = 0,4$.

В связи с недостаточностью исходной информации рассматриваемый показатель не вычисляется.

1.10 Показатель надежности конкретной системы теплоснабжения ($K_{над}$)

определяется как средний по частным показателям $K_э, K_в, K_т, K_б, K_р$ и $K_с$:

$$K_{над} = \frac{K_э + K_в + K_т + K_б + K_р + K_с + K_{отк} + K_{нед} + K_{ж}}{n},$$

где n - число показателей, учтенных в числителе. Таким образом, применительно к рассмотренным показателям общий показатель надежности рассматриваемой системы теплоснабжения

$$K_{над} = \frac{1 + 0,8 + 1 + 1 + 0,3 + 0,8 + 1 + 1}{8} = 0,86$$

1.11. Оценка надежности систем теплоснабжения

В зависимости от полученных показателей надежности системы теплоснабжения с точки зрения надежности могут быть оценены как:

- высоконадежные - более 0,9;
- надежные - 0,75 - 0,89;
- малонадежные - 0,5 - 0,74;
- ненадежные - менее 0,5.

На основании рассчитанного показателя надежности конкретной системы теплоснабжения $K_{над} \approx 0,86$ следует вывод о том, что рассматриваемая система теплоснабжения от котельной №1 относится к категории надежных систем теплоснабжения.

Котельная №2

1.1 Показатель надежности электроснабжения источников тепловой энергии ($K_э$) характеризуется наличием или отсутствием резервного электропитания:

- при наличии резервного электроснабжения $K_э = 1,0$;

• при отсутствии резервного электроснабжения при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

- до 5,0 - $K_3 = 0,8$;
- 5,0 – 20 - $K_3 = 0,7$;
- свыше 20 - $K_3 = 0,6$.

На источнике существует резервное электропитание, следовательно, показатель надежности $K_3=1$.

1.2 Показатель надежности водоснабжения источников тепловой энергии (K_B) характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения:

• при наличии резервного водоснабжения $K_B = 1,0$;

• при отсутствии резервного водоснабжения при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

- до 5,0 - $K_B = 0,8$;
- 5,0 – 20 - $K_B = 0,7$;
- свыше 20 - $K_B = 0,6$.

Для котельной принимается показатель надежности водоснабжения источника тепловой энергии $K_B = 0,8$.

1.3 Показатель надежности топливоснабжения источников тепловой энергии (K_T) характеризуется наличием или отсутствием резервного топливоснабжения:

• при наличии резервного топлива $K_T = 1,0$;

• при отсутствии резервного топлива при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

- до 5,0 - $K_T = 1,0$;
- 5,0 – 20 - $K_T = 0,7$;
- свыше 20 - $K_T = 0,5$.

Котельная не имеет своего РТХ, следовательно, показатель надежности топливоснабжения источника тепловой энергии $K_T = 1,0$.

1.4 Показатель соответствия тепловой мощности источников тепловой энергии и пропускной способности тепловых сетей фактическим тепловым нагрузкам потребителей (K_G)

Величина этого показателя определяется размером дефицита (%):

- до 10 - $K_6 = 1,0$;
- 10 – 20 - $K_6 = 0,8$;
- 20 – 30 - $K_6 = 0,6$;
- свыше 30 - $K_6 = 0,3$.

В рассматриваемой системе теплоснабжения имеется запас пропускной способности трубопроводов для обеспечения подключенных нагрузок потребителей тепловой энергии. Следовательно, показатель соответствия тепловой мощности источников тепловой энергии и пропускной способности тепловых сетей фактическим тепловым нагрузкам потребителей $K_6 = 1,0$.

1.5 Показатель уровня резервирования источников тепловой энергии (K_p)

и элементов тепловой сети, характеризуемый отношением резервируемой фактической тепловой нагрузки к фактической тепловой нагрузке (%) системы теплоснабжения, подлежащей резервированию:

- 90 – 100 - $K_p = 1,0$;
- 70 – 90 - $K_p = 0,7$;
- 50 – 70 - $K_p = 0,5$;
- 30 – 50 - $K_p = 0,3$;
- менее 30 - $K_p = 0,2$.

В рассматриваемой системе теплоснабжения не все участки тепловых сетей являются резервируемыми. По экспертной оценке, отношение резервируемой фактической тепловой нагрузки к фактической тепловой нагрузке менее 30-50%, следовательно, показатель уровня резервирования источников тепловой энергии $K_p = 0,3$.

1.6 Показатель технического состояния тепловых сетей (K_c), характеризующий долей ветхих, подлежащих замене (%) трубопроводов:

- до 10 - $K_c = 1,0$;
- 10 – 20 - $K_c = 0,8$;
- 20 – 30 - $K_c = 0,6$;
- свыше 30 - $K_c = 0,5$.

На техническом обслуживании ПКФ «МУПАРР» имеется малое количество

тепловых сетей, срок эксплуатации которых превышает 25 лет. Доля ветхих сетей в рассматриваемой системе теплоснабжения оценивается в 10-20%, следовательно, показатель технического состояния тепловых сетей $K_c = 0,8$.

1.7 Показатель интенсивности отказов тепловых сетей ($K_{отк}$), характеризуемый количеством вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением за последние три года:

$$I_{отк} = n_{отк} / (3 \cdot S) [1 / (\text{км} \cdot \text{год})],$$

где $n_{отк}$ - количество отказов за последние три года;

S - протяженность тепловой сети данной системы теплоснабжения [км].

В зависимости от интенсивности отказов ($I_{отк}$) определяется показатель надежности ($K_{отк}$)

- до 0,5 - $K_{отк} = 1,0$;

- 0,5 - 0,8 - $K_{отк} = 0,8$;

- 0,8 - 1,2 - $K_{отк} = 0,6$;

- свыше 1,2 - $K_{отк} = 0,5$.

В связи с отсутствием полной информации об отказах в рассматриваемой системе теплоснабжения за 3 года, следует воспользоваться информацией за последний календарный год.

Количество вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничением/ отключением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением равно:

$$I_{отк} = \frac{0}{1 \cdot 8,674} = 0 \frac{1}{\text{км} \cdot \text{год}},$$

следовательно, показатель интенсивности отказов тепловых сетей равен $K_{отк} = 1,0$.

1.8 Показатель относительного недоотпуска тепловой энергии ($K_{нед}$) в результате аварий и инцидентов определяется по формуле:

$$Q_{нед} = Q_{ав} / Q_{факт} * 100 [\%]$$

где $Q_{ав}$ - аварийный недоотпуск тепловой энергии потребителям за последние 3 года;

$Q_{\text{факт}}$ - фактический отпуск тепловой энергии системой теплоснабжения за последние три года.

В зависимости от величины недоотпуска тепла ($Q_{\text{нед}}$) определяется показатель надежности ($K_{\text{нед}}$)

- до 0,1 - $K_{\text{нед}} = 1,0$;
- 0,1 - 0,3 - $K_{\text{нед}} = 0,8$;
- 0,3 - 0,5 - $K_{\text{нед}} = 0,6$;
- свыше 0,5 - $K_{\text{нед}} = 0,5$.

В связи с отсутствием инцидентов на тепловых сетях величина недоотпуска тепловой энергии:

$$Q_{\text{нед}} = \frac{0}{53200} \cdot 100\% = 0\%,$$

Следовательно, показатель относительного недоотпуска тепловой энергии $K_{\text{нед}} = 1,0$.

1.9 Показатель качества теплоснабжения ($K_{\text{ж}}$), характеризуемый количеством жалоб потребителей тепла на нарушение качества теплоснабжения.

$$Ж = D_{\text{жал}} / D_{\text{сумм}} * 100 [\%]$$

где $D_{\text{сумм}}$ - количество зданий, снабжающихся теплом от системы теплоснабжения;

$D_{\text{жал}}$ - количество зданий, по которым поступили жалобы на работу системы теплоснабжения.

В зависимости от рассчитанного коэффициента ($Ж$) определяется показатель надежности ($K_{\text{ж}}$)

- до 0,2 - $K_{\text{ж}} = 1,0$;
- 0,2 - 0,5 - $K_{\text{ж}} = 0,8$;
- 0,5 - 0,8 - $K_{\text{ж}} = 0,6$;
- свыше 0,8 - $K_{\text{ж}} = 0,4$.

В связи с недостаточностью исходной информации рассматриваемый показатель не вычисляется.

1.10 Показатель надежности конкретной системы теплоснабжения ($K_{\text{над}}$) определяется как средний по частным показателям $K_{\text{э}}$, $K_{\text{в}}$, $K_{\text{т}}$, $K_{\text{б}}$, $K_{\text{р}}$ и $K_{\text{с}}$:

$$K_{\text{над}} = \frac{K_{\text{э}} + K_{\text{в}} + K_{\text{т}} + K_{\text{б}} + K_{\text{р}} + K_{\text{с}} + K_{\text{отк}} + K_{\text{нед}} + K_{\text{ж}}}{n},$$

где n - число показателей, учтенных в числителе. Таким образом, применительно к рассмотренным показателям общий показатель надежности рассматриваемой системы теплоснабжения

$$K_{\text{над}} = \frac{1 + 0,8 + 1 + 1 + 0,3 + 0,8 + 1 + 1}{8} = 0,86$$

1.11. Оценка надежности систем теплоснабжения

В зависимости от полученных показателей надежности системы теплоснабжения с точки зрения надежности могут быть оценены как:

- высоконадежные - более 0,9;
- надежные - 0,75 - 0,89;
- малонадежные - 0,5 - 0,74;
- ненадежные - менее 0,5.

На основании рассчитанного показателя надежности конкретной системы теплоснабжения $K_{\text{над}} \approx 0,86$ следует вывод о том, что рассматриваемая система теплоснабжения от котельной №2 относится к категории надежных систем теплоснабжения.

Котельная №4

1.1 Показатель надежности электроснабжения источников тепловой энергии ($K_{\text{э}}$) характеризуется наличием или отсутствием резервного электропитания:

- при наличии резервного электроснабжения $K_{\text{э}} = 1,0$;
- при отсутствии резервного электроснабжения при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):
 - до 5,0 - $K_{\text{э}} = 0,8$;
 - 5,0 – 20 - $K_{\text{э}} = 0,7$;
 - свыше 20 - $K_{\text{э}} = 0,6$.

На источнике существует резервное электропитание, следовательно, показатель надежности $K_{\text{э}}=1$.

1.2 Показатель надежности водоснабжения источников тепловой энергии

(K_в) характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения:

- при наличии резервного водоснабжения $K_{в} = 1,0$;
- при отсутствии резервного водоснабжения при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

- до 5,0 - $K_{в} = 0,8$;

- 5,0 – 20 - $K_{в} = 0,7$;

- свыше 20 - $K_{в} = 0,6$.

Для котельной принимается показатель надежности водоснабжения источника тепловой энергии $K_{в} = 0,8$.

1.3 Показатель надежности топливоснабжения источников тепловой энергии (K_т) характеризуется наличием или отсутствием резервного топливоснабжения:

- при наличии резервного топлива $K_{т} = 1,0$;
- при отсутствии резервного топлива при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

- до 5,0 - $K_{т} = 1,0$;

- 5,0 – 20 - $K_{т} = 0,7$;

- свыше 20 - $K_{т} = 0,5$.

Котельная не имеет своего РТХ, следовательно, показатель надежности топливоснабжения источника тепловой энергии $K_{т} = 1,0$.

1.4 Показатель соответствия тепловой мощности источников тепловой энергии и пропускной способности тепловых сетей фактическим тепловым нагрузкам потребителей (K_с)

Величина этого показателя определяется размером дефицита (%):

- до 10 - $K_{с} = 1,0$;

- 10 – 20 - $K_{с} = 0,8$;

- 20 – 30 - $K_{с} = 0,6$;

- свыше 30 - $K_{с} = 0,3$.

В рассматриваемой системе теплоснабжения имеется запас пропускной способности трубопроводов для обеспечения подключенных нагрузок потребителей тепловой энергии. Следовательно, показатель соответствия тепловой мощности ис-

точников тепловой энергии и пропускной способности тепловых сетей фактическим тепловым нагрузкам потребителей $K_{\delta} = 1,0$.

1.5 Показатель уровня резервирования источников тепловой энергии (K_p)

и элементов тепловой сети, характеризуемый отношением резервируемой фактической тепловой нагрузки к фактической тепловой нагрузке (%) системы теплоснабжения, подлежащей резервированию:

- 90 – 100 - $K_p = 1,0$;

- 70 – 90 - $K_p = 0,7$;

- 50 – 70 - $K_p = 0,5$;

- 30 – 50 - $K_p = 0,3$;

- менее 30 - $K_p = 0,2$.

В рассматриваемой системе теплоснабжения не все участки тепловых сетей являются резервируемыми. По экспертной оценке, отношение резервируемой фактической тепловой нагрузки к фактической тепловой нагрузке менее 30-50%, следовательно, показатель уровня резервирования источников тепловой энергии $K_p = 0,3$.

1.6 Показатель технического состояния тепловых сетей (K_c), характеризуемый долей ветхих, подлежащих замене (%) трубопроводов:

- до 10 - $K_c = 1,0$;

- 10 – 20 - $K_c = 0,8$;

- 20 – 30 - $K_c = 0,6$;

- свыше 30 - $K_c = 0,5$.

На техническом обслуживании ПКФ «МУПАРР» имеется малое количество тепловых сетей, срок эксплуатации которых превышает 25 лет. Доля ветхих сетей в рассматриваемой системе теплоснабжения оценивается в 10-20%, следовательно, показатель технического состояния тепловых сетей $K_c = 0,8$.

1.7 Показатель интенсивности отказов тепловых сетей ($K_{отк}$), характеризуемый количеством вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением за последние три года:

$$I_{отк} = n_{отк} / (3 \cdot S) [1 / (\text{км} \cdot \text{год})],$$

где $n_{\text{отк}}$ - количество отказов за последние три года;

S - протяженность тепловой сети данной системы теплоснабжения [км].

В зависимости от интенсивности отказов ($I_{\text{отк}}$) определяется показатель надежности ($K_{\text{отк}}$)

- до 0,5 - $K_{\text{отк}} = 1,0$;

- 0,5 - 0,8 - $K_{\text{отк}} = 0,8$;

- 0,8 - 1,2 - $K_{\text{отк}} = 0,6$;

- свыше 1,2 - $K_{\text{отк}} = 0,5$.

В связи с отсутствием полной информации об отказах в рассматриваемой системе теплоснабжения за 3 года, следует воспользоваться информацией за последний календарный год.

Количество вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничением/ отключением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением равно:

$$I_{\text{отк}} = \frac{0}{1 \cdot 8,674} = 0 \frac{1}{\text{км} \cdot \text{год}},$$

следовательно, показатель интенсивности отказов тепловых сетей равен $K_{\text{отк}} = 1,0$.

1.8 Показатель относительного недоотпуска тепловой энергии ($K_{\text{нед}}$) в результате аварий и инцидентов определяется по формуле:

$$Q_{\text{нед}} = Q_{\text{ав}}/Q_{\text{факт}} * 100 [\%]$$

где $Q_{\text{ав}}$ - аварийный недоотпуск тепловой энергии потребителям за последние 3 года;

$Q_{\text{факт}}$ - фактический отпуск тепловой энергии системой теплоснабжения за последние три года.

В зависимости от величины недоотпуска тепла ($Q_{\text{нед}}$) определяется показатель надежности ($K_{\text{нед}}$)

- до 0,1 - $K_{\text{нед}} = 1,0$;

- 0,1 - 0,3 - $K_{\text{нед}} = 0,8$;

- 0,3 - 0,5 - $K_{\text{нед}} = 0,6$;

- свыше 0,5 - $K_{\text{нед}} = 0,5$.

В связи с отсутствием инцидентов на тепловых сетях величина недоотпуска

тепловой энергии:

$$Q_{\text{нед}} = \frac{0}{53200} \cdot 100\% = 0\%,$$

Следовательно, показатель относительного недоотпуска тепловой энергии $K_{\text{нед}} = 1,0$.

1.9 Показатель качества теплоснабжения ($K_{\text{ж}}$), характеризуемый количеством жалоб потребителей тепла на нарушение качества теплоснабжения.

$$Ж = D_{\text{жал}} / D_{\text{сумм}} * 100 [\%]$$

где $D_{\text{сумм}}$ - количество зданий, снабжающихся теплом от системы теплоснабжения;

$D_{\text{жал}}$ - количество зданий, по которым поступили жалобы на работу системы теплоснабжения.

В зависимости от рассчитанного коэффициента ($Ж$) определяется показатель надежности ($K_{\text{ж}}$)

- до 0,2 - $K_{\text{ж}} = 1,0$;
- 0,2 – 0,5 - $K_{\text{ж}} = 0,8$;
- 0,5 – 0,8 - $K_{\text{ж}} = 0,6$;
- свыше 0,8 - $K_{\text{ж}} = 0,4$.

В связи с недостаточностью исходной информации рассматриваемый показатель не вычисляется.

1.10 Показатель надежности конкретной системы теплоснабжения ($K_{\text{над}}$) определяется как средний по частным показателям $K_{\text{э}}$, $K_{\text{в}}$, $K_{\text{т}}$, $K_{\text{б}}$, $K_{\text{р}}$ и $K_{\text{с}}$:

$$K_{\text{над}} = \frac{K_{\text{э}} + K_{\text{в}} + K_{\text{т}} + K_{\text{б}} + K_{\text{р}} + K_{\text{с}} + K_{\text{отк}} + K_{\text{нед}} + K_{\text{ж}}}{n},$$

где n - число показателей, учтенных в числителе. Таким образом, применительно к рассмотренным показателям общий показатель надежности рассматриваемой системы теплоснабжения

$$K_{\text{над}} = \frac{1 + 0,8 + 1 + 1 + 0,3 + 0,8 + 1 + 1}{8} = 0,86$$

1.11. Оценка надежности систем теплоснабжения

В зависимости от полученных показателей надежности системы теплоснабжения с точки зрения надежности могут быть оценены как:

- высоконадежные - более 0,9;
- надежные - 0,75 - 0,89;
- малонадежные - 0,5 - 0,74;
- ненадежные - менее 0,5.

На основании рассчитанного показателя надежности конкретной системы теплоснабжения $K_{над} \approx 0,86$ следует вывод о том, что рассматриваемая система теплоснабжения от котельной №4 относится к категории надежных систем теплоснабжения.

Для более точного определения и дальнейшего поддержания показателей надежности в пределах допустимого рекомендуется:

1. Правильное и своевременное заполнение журналов, предписанных ПТЭ, а именно:

- а) оперативного журнала;
- б) журнала обходов тепловых сетей;
- в) журнала учета работ по нарядам и распоряжениям;
- г) заявок потребителей.

2. Для повышения надежности системы теплоснабжения, необходимо своевременно проводить ремонты (плановые, по заявкам и пр.) основного и вспомогательного оборудования, а так же тепловых сетей и оборудования на тепловых сетях.

3. Своевременная замена изношенных участков тепловых сетей и оборудования.

4. Проведения мероприятий по устранению затопления каналов, тепловых камер и подвалов домов.

ГЛАВА 10. ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ

10.1 Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей

В Главе 6 описаны основные предложения по реконструкции источников тепловой энергии. В Главе 7 описаны основные предложения по замене существующих трубопроводов тепловых сетей. Проведение вышеописанных мероприятий требует значительных капитальных вложений.

Реконструкция котельной №1

В данной работе предлагается вывод из эксплуатации старой котельной и установка новой БМК мощностью 2,2 Гкал/ч. Стоимость данной работы оценивается в 14400 тыс. руб. Дальнейшее уточнение финансовых потребностей на реализацию мероприятия определяется при проектных расчетах.

Реконструкция котельной №2

В данной работе предлагается вывод из эксплуатации старой котельной и установка новой БМК мощностью 1,2 Гкал/ч. Стоимость данной работы оценивается в 10000 тыс. руб. Дальнейшее уточнение финансовых потребностей на реализацию мероприятия определяется при проектных расчетах.

Реконструкция тепловых сетей

В Главе 7 описаны основные предложения по замене существующих трубопроводов тепловых сетей. Проведение вышеописанных мероприятий требует значительных капитальных вложений.

Удельные затраты на реконструкцию тепловых сетей различных диаметров приведены на рисунке 10.1.1.

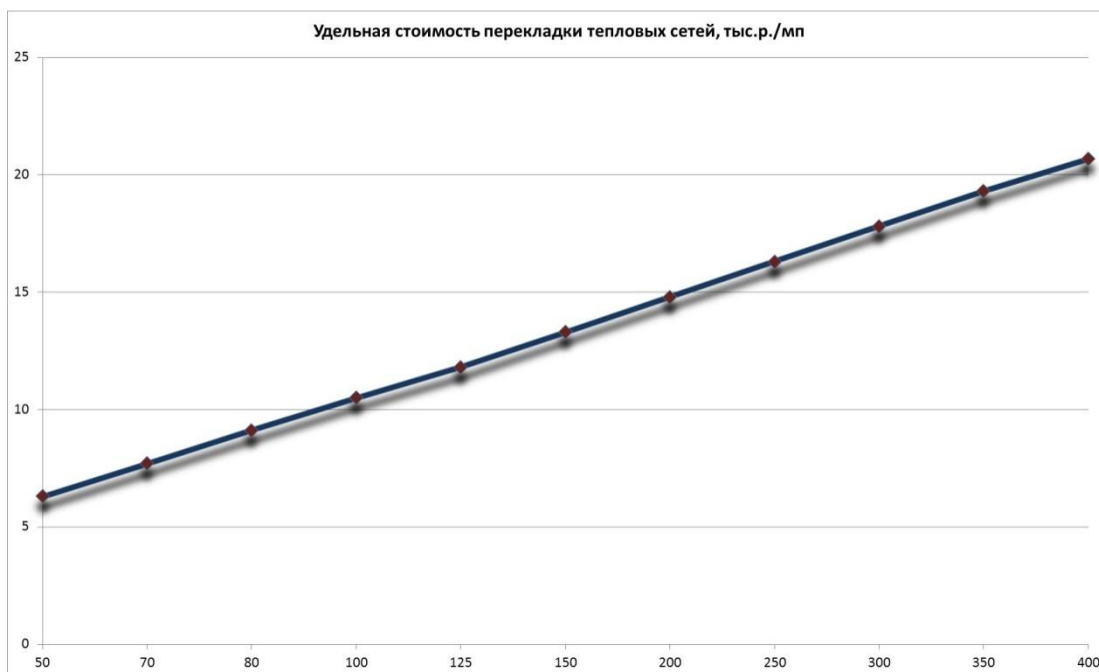


Рисунок 10.1.1 Средние удельные затраты на реконструкцию тепловых сетей

В таблице 10.1.2 показаны общие инвестиции в перекладываемые тепловые сети.

Таблица 10.1.1 Инвестиции в тепловые сети

Период строительства	Условный диаметр, мм	Длина, м	Капитальные вложения, тыс. руб.	Итого
		Перекладываемые	Перекладываемые	
До 2023	200	510	8415	13800,82
	150	70	1039,5	
	125	159,4	2104,08	
	100	125,2	1446,06	
	80	70,6	698,94	
	40	13,6	97,24	
До 2028	200	543,9	8974,35	16291,33
	125	77,1	1017,72	
	100	69,7	805,03	
	80	222,6	2203,74	
	70	346,5	2858,63	
	50	60,4	431,86	
Итого				30092,15

Таким образом, стоимость ремонта тепловых сетей составит **30,1 млн руб.**

Суммарные инвестиции в систему теплоснабжения п. Рамешки отражены в таблице 10.1.4 и на рисунке 10.1.2.

Таблица 10.1.4 Суммарные инвестиции в систему теплоснабжения

Объект инвестиций	Инвестиционные вложения, тыс. руб.		
	2013-2018 гг.	2019-2023 гг.	2024-2028 гг.
Источники	24400	-	-
Тепловые сети	-	13800,82	16291,33
ИТОГО	24400	13800,82	16291,33

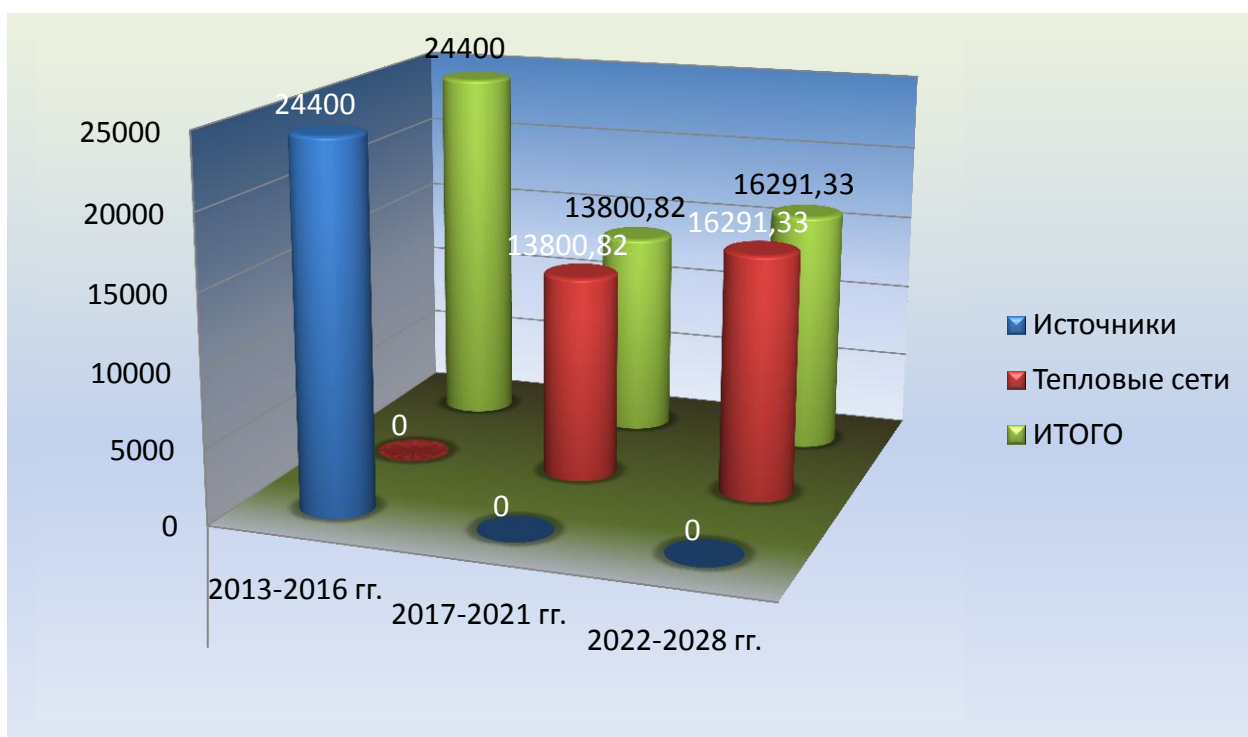


Рисунок 10.1.2 Суммарные инвестиции в систему теплоснабжения

10.2 Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности

Для замены тепловых сетей могут быть применены механизмы, предлагаемые компанией Полимертепло:

«Трубы в кредит» предоставляются теплоснабжающей организации производителем в начале строительного сезона. Кредит предоставляется без предоплаты и под минимальный процент, с отсрочкой платежа на несколько лет.

Теплоснабжающая организация проводит строительно-монтажные работы за свой счет из денег на текущие ремонты тепловых сетей.

В следующий отопительный период у теплоснабжающей организации появляется прибыль от операционной деятельности (в первую очередь за счет существенного сокращения потерь тепловой энергии и экономии на ремонтах), из которой начинаются выплаты по кредиту поставщика.

Такая схема имеет ряд преимуществ: появление на балансе организации активов в виде модернизированных тепловых сетей, которые могут служить объектом залога при получении кредита для дальнейшей модернизации теплосетевого хозяйства.

Замена тепловых сетей будет являться реализованным инвестиционным проектом, в результате чего у теплоснабжающей организации появится возможность привлечь деньги из других источников: местный и региональный бюджеты, Государственная программа «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года», региональных энергосберегающих проектов из федерального бюджета, банки с государственным участием.

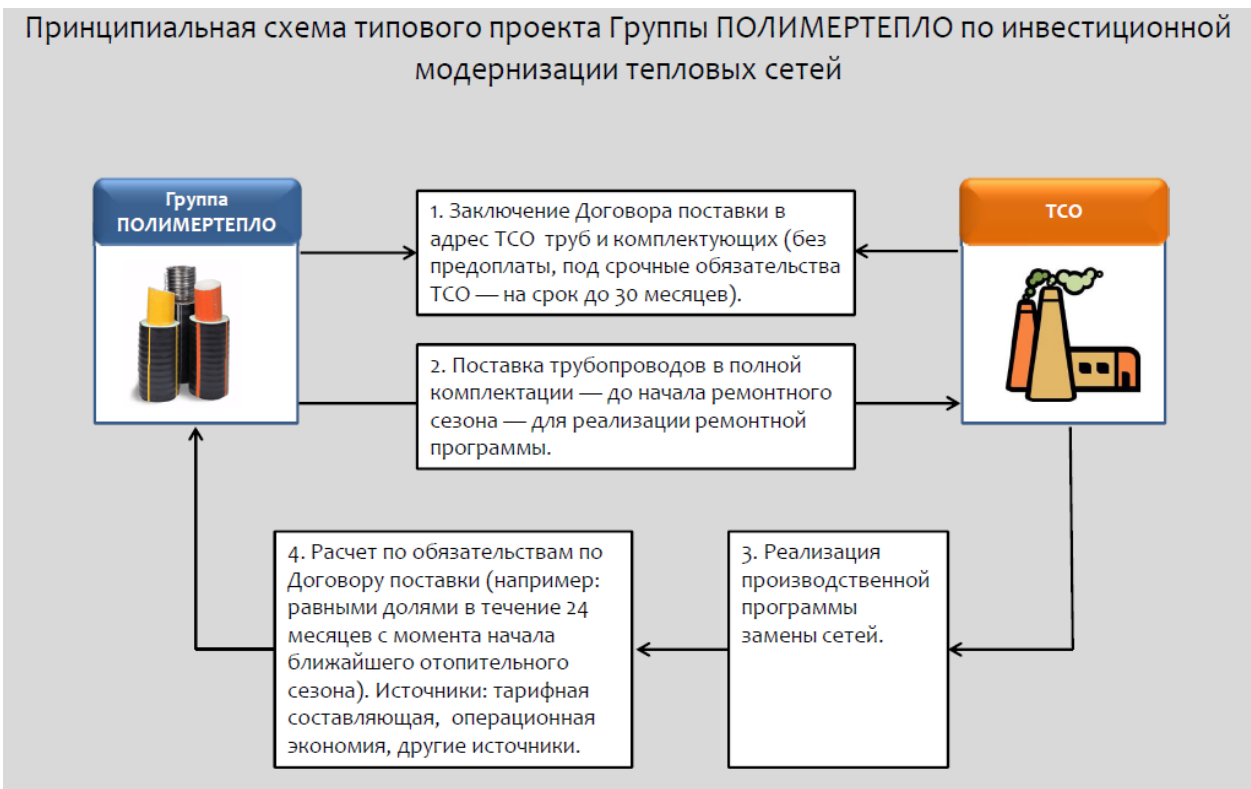


Рисунок 10.2.1 Схема типового проекта Группы Полимертепло

Другой схемой финансирования, которая может быть применена как к реконструкции тепловых сетей, так и к реконструкции источников тепловой энергии (котельных), может быть реализация инвестиционной программы модернизации тепловых сетей с участием кредитного института.

При такой схеме теплоснабжающая организация, администрация субъекта и региональная энергетическая комиссия подписывают соглашение о «замораживании» тарифа на тепловую энергию для потребителей. Тариф определяется с учетом инвестиционной надбавки для реализации проекта.

Теплоснабжающая организация (или администрация поселения) обращается в кредитную организацию для получения денежных средств на финансирование инвестиционного проекта.

В этом случае в залог банку могут быть переданы уже имеющиеся тепловые сети и источники или сети после сдачи в эксплуатацию.

Одновременно администрация субъекта выступает перед банком поручителем на случай недопущения неисполнения обязательств теплосетевой организации по погашению кредита.

На привлеченные денежные средства теплоснабжающая организация закупает оборудование и материалы и производит строительные-монтажные работы.

Выплаты по кредиту осуществляется из операционной прибыли теплосетевой организации и с привлечением других источников (бюджеты различных уровней, государственные программы, и пр.).

Кредиты должны предоставляться на достаточно продолжительные сроки (15 – 20 лет), как и соглашения о «замораживании» тарифов на тепловую энергию.

При реализации реконструкции по представленной схеме выигрывают прежде всего непосредственные потребители, т.к. тарифы на тепловую энергию находятся на одном уровне продолжительное время.

ГЛАВА 11. РЕШЕНИЕ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ

Решение по установлению единой теплоснабжающей организации осуществляется на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации, установленных в правилах организации теплоснабжения, утверждаемых Правительством Российской Федерации.

В соответствии со статьей 2 пунктом 28 Федерального закона 190 «О теплоснабжении»: «Единая теплоснабжающая организация в системе теплоснабжения (далее - единая теплоснабжающая организация) - теплоснабжающая организация, которая определяется в схеме теплоснабжения федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения (далее - федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения), или органом местного самоуправления на основании критериев и в порядке, которые установлены правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации».

В соответствии со статьей 6 пунктом 6 Федерального закона 190 «О теплоснабжении»: «К полномочиям органов местного самоуправления поселений, городских округов по организации теплоснабжения на соответствующих территориях относится утверждение схем теплоснабжения поселений, городских округов с численностью населения менее пятисот тысяч человек, в том числе определение единой теплоснабжающей организации».

Предложения по установлению единой теплоснабжающей организации осуществляются на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации, установленных в правилах организации теплоснабжения, утверждаемых Правительством Российской Федерации. Предлагается использовать для этого нижеследующий раздел проекта.

Постановления Правительства Российской Федерации «Об утверждении правил организации теплоснабжения», предложенный к утверждению Правительством Российской Федерации в соответствии со статьей 4 пунктом 1 ФЗ-190 «О тепло-

снабжении»: Критерии и порядок определения единой теплоснабжающей организации:

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

2. В проекте схемы теплоснабжения должны быть определены границы зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций). Границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций) определяются границами системы теплоснабжения, в отношении которой присваивается соответствующий статус.

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

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

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

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

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

5. Критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

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

2) размер уставного (складочного) капитала хозяйственного товарищества или общества, уставного фонда унитарного предприятия должен быть не менее остаточной балансовой стоимости источников тепловой энергии и тепловых сетей, которыми указанная организация владеет на праве собственности или ином законном основании в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации. Размер уставного капитала и остаточная балансовая стоимость имущества определяются по данным бухгалтерской отчетности на последнюю отчетную дату перед подачей заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации.

6. В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подано более одной заявки на присвоение соответствующего статуса от лиц, соответствующих критериям, установленным настоящими Правилами, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

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

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

8. Единая теплоснабжающая организация при осуществлении своей деятельности обязана:

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

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

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

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

В настоящее время предприятие ПКФ «МУПАРР» отвечает всем требованиям критериев по определению единой теплоснабжающей организации, а именно:

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

В эксплуатационной ответственности ПКФ «МУПАРР» находятся тепловые сети, к которым непосредственно подключены источники тепловой энергии с наибольшей совокупной установленной тепловой мощностью.

2) Статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Способность обеспечить надежность теплоснабжения определяется наличием у предприятия ПКФ «МУПАРР» технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими режимами.

3) Предприятие ПКФ «МУПАРР» согласно требованиям критериев по определению единой теплоснабжающей организации при осуществлении своей деятельности фактически уже исполняет обязанности единой теплоснабжающей организации, а именно:

а) заключает и исполняет договоры теплоснабжения со всеми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии в своей зоне деятельности;

б) исполняет обязательства перед иными теплоснабжающими и теплосетевыми организациями в зоне своей деятельности;

в) осуществляет контроль режимов потребления тепловой энергии в своей зоне деятельности;

г) будет осуществлять мониторинг реализации схемы теплоснабжения и подавать в орган, утвердивший схему теплоснабжения, отчеты о реализации, включая предложения по актуализации схемы теплоснабжения.

Таким образом, на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации, установленных в проекте правил организации теплоснабжения, утверждаемых Правительством Российской Федерации, предлагается определить единой теплоснабжающей организацией Городского Поселения – посёлок Рамешки организацию Производственно-коммерческая фирма «Муниципальное Унитарное Предприятие Администрации Рамешковского Района».