

РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА ПЕНЗЫ



Книга 2

**Существующее положение в сфере
производства, передачи и потребления
тепловой энергии для целей
теплоснабжения**

**Том 4. Система теплоснабжения
от котельной «Западная»**

Утверждаю

Генеральный директор
ООО «СКМ Энергосервис»

_____ В.В. Толчеев

« _____ » _____ 2013 г.

Книга 2

**Существующее положение в сфере производства, передачи
и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения**

Том 4. Система теплоснабжения от котельной «Западная»

ОАО «Ивэлектроналадка»

Заместитель генерального директора

_____ В.С. Крашенинников

« _____ » _____ 2013 г.

ЗАО «Ивэнергосервис»

Генеральный директор

_____ Е.В. Барочкин

« _____ » _____ 2013 г.

Содержание

Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения.....	6
1.1 Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций.....	6
Часть 2. Источник тепловой энергии	9
2.1. Структура основного оборудования котельной «Западная»	9
2.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки	9
2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности котельной «Западная»	10
2.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто котельной «Западная».....	10
2.5. Сроки ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса оборудования котельной «Западная».....	11
2.6. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источника тепловой энергии, в том числе обоснование выбора графика изменения температур теплоносителя от котельной «Западная»	11
2.7. Среднегодовая загрузка оборудования и особенности его загрузки в период зимнего максимума потребления тепловой энергии и летнего минимума потребления тепловой энергии	11
2.8. Способы учета тепла, отпущенного потребителям от котельной «Западная»	12
2.9. Статистика отказов и восстановлений основного оборудования котельной «Западная».....	12
2.10. Перечень предписаний надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной «Западная»	12
2.11. Средневзвешенное значение УРУТ на выработку тепловой энергии.....	12
Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты	13
3.1. Описание структуры тепловых сетей от котельной «Западная», от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов или до ввода в жилой квартал или промышленный объект ..	13
3.2. Электронные карты (схемы) тепловых сетей в зоне действия котельной «Западная».....	13
3.3. Параметры тепловых сетей, тип изоляции, тип прокладки, материальная характеристика трубопроводов системы теплоснабжения от котельной «Западная».....	13
3.4. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях.....	35
3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов	35
3.6. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности	35
3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.....	35
3.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики	36
3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет.....	36
3.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и	

среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет.....	36
3.11. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов	36
3.12. 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	36
3.13. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя	37
3.14. Оценка тепловых потерь в тепловых сетях.....	37
3.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения.....	37
3.16. Описание типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям.....	38
3.17. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя	38
3.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи	38
3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций	40
3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления	40
3.21. Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию	40
Часть 4. Зона действия источника тепловой энергии	41
4.1. Описание существующей зоны действия котельной «Западная» во всех системах теплоснабжения на территории городского округа.....	41
Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зоне действия источника тепловой энергии	42
5.1. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха по видам теплопотребления	42
5.2. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом по видам теплопотребления	44
5.3. Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение.....	46
Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	48
6.1. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по котельной «Западная»	48
6.2. Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по котельной «Западная»	48

6.3. Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника к потребителю.....	48
6.4. Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения	49
6.5. Резервы тепловой мощности нетто котельной «Западная» и возможности расширения технологической зоны действия котельной «Западная» в зоны действия с дефицитом тепловой мощности.....	49
Часть 7. Балансы теплоносителя	50
Часть 8. Топливные балансы источника тепловой энергии и система обеспечения топливом	51
Часть 9. Надежность теплоснабжения	52
9.1. Описание показателей надежности (вероятность безотказной работы, коэффициент готовности, живучесть).....	52
9.2. Методика определения надёжности работы теплосети.....	53
9.3. Расчёт надёжности работы теплосети котельной «Западная»	58
Раздел 10. Техничко-экономические показатели работы котельной	60
10.1. Описание результатов хозяйственной деятельности котельной «Западная» в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством Российской Федерации в «Стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями»	60
10.2. Техничко-экономические показатели работы котельной «Западная».....	65
10.3. Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии котельной «Западная» г. Пенза	66
10.4. Инвестиционные проекты, реализуемые котельной «Западная».....	72
Раздел 11. Тарифы на тепловую энергию	74
11.1. Общие положения	74
11.2. Анализ динамики утвержденных тарифов.....	77
11.3. Структура тарифа.....	80
11.4. Плата за подключение к тепловым сетям	84
11.5. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей	84
Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системе теплоснабжения от котельной «Западная»	85
12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)	85
12.2. Описание существующих проблем организации надёжного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надёжности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)	85
12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения.....	85
Список использованных источников.....	86

Система теплоснабжения г. Пензы от котельной «Западная»

Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения

1.1 Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций

1.1.1. Общая характеристика источника тепловой энергии

Котельная «Западная» расположена по адресу: г. Пенза, ул. Мира, д. 1Б. Место расположения котельной «Западная» на карте города представлено на рис. 1.1.



Рис. 1.1. Место расположения котельной «Западная» в г. Пенза

Котельная отпускает тепловую энергию в сетевой воде потребителям на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения жилого сектора, административных, культурно-бытовых зданий и промышленности г. Пенза.

Температурный график теплосети - $t_{np}/t_{обp}=130/70^{\circ}\text{C}$ при расчетной температуре наружного воздуха $t_{нв} = -29^{\circ}\text{C}$.

Для системы теплоснабжения г. Пенза отпуск тепловой энергии принят в режиме центрального качественного регулирования в диапазоне температур наружного воздуха от $+8^{\circ}\text{C}$ до -29°C . Продолжительность отопительного периода составляет 4968 ч.,

неотопительного – 3792 ч. Трубопроводы тепловой сети выполнены в двухтрубном четырёхтрубном исполнении подземной и надземной прокладки. Тепловая изоляция выполнена из минераловатных материалов и пенополиуретана. Утвержденный температурный график отпуски тепловой энергии от котельной «Западная» представлен на рис. 1.2 и в таблице 1.1.

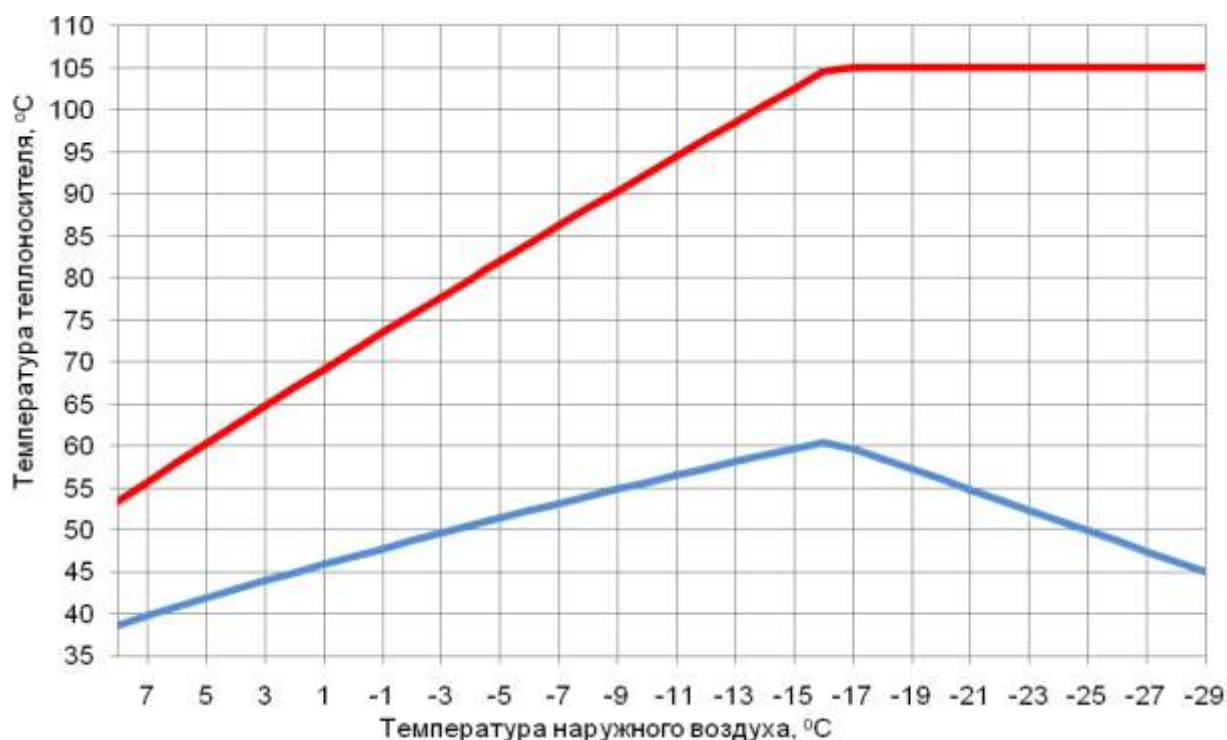


Рис. 1.2. Утвержденный температурный график отпуски тепловой энергии от котельной «Западная»

Таблица 1.1

Среднесуточная температура наружного воздуха, °C	Температура теплоносителя, °C	
	в подающем трубопроводе	в обратном трубопроводе
8	53	39
7	56	40
6	58	41
5	60	42
4	62	43
3	65	44
2	67	45
1	69	46
0	71	47
-1	73	48
-2	76	49
-3	78	50
-4	80	51
-4,5	80,9	50,9
-5	82	51
-6	84	52
-7	86	53
-8	88	54
-9	90	55
-10	92	56

Среднесуточная температура наружного воздуха, °С	Температура теплоносителя, °С	
	в подающем трубопроводе	в обратном трубопроводе
-11	94	56
-12	96	57
-13	99	58
-14	101	59
-15	103	60
-16	105	60
-17	105	60
-18	105	58
-19	105	57
-20	105	56
-21	105	55
-22	105	54
-23	105	52
-24	105	51
-25	105	50
-26	105	49
-27	105	47
-28	105	46
-29	105	45

1.1.2. Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями

Перечень теплосетевых организаций, получающих и распределяющих тепловую энергию от котельной «Западная» по договорам на теплоснабжение, с указанием принадлежности тепловых сетей представлен в таблице 1.2.

Таблица 1.2

Источник теплоснабжения	Принадлежность источника	Тепловые сети	Теплосетевая организация, эксплуатирующая тепловые сети	Принадлежность тепловых сетей
Котельная «Западная»	ОАО «Пензтепло-снабжение», здание котельной «Летняя» - ООО УК «СМ ЭНЕРГО»	Магистральные	ООО «СКМ Энергосервис»	ООО «СКМ Энергосервис»
		Внутриквартальные	ООО «СКМ Энергосервис»	ООО «СКМ Энергосервис»

Часть 2. Источник тепловой энергии

2.1. Структура основного оборудования котельной «Западная»

Установленная тепловая мощность котельной «Западная» – 106,5 Гкал/ч. Располагаемая тепловая мощность – 106,5 Гкал/ч.

Основные характеристики котельной «Западная» по тепловой мощности приведены в таблице 2.1. Состав установленного на котельной «Западная» основного энергетического оборудования приведен в таблице 2.2.

Таблица 2.1

Наименование предприятия	Установленная мощность источника тепловой энергии		Располагаемая мощность источника тепловой энергии		Присоединенная тепловая нагрузка		Вид топлива (Основное / резервное)
	По воде, Гкал/ч	По пару, т/ч	По воде, Гкал/ч	По пару, т/ч	По воде, Гкал/ч	По пару, т/ч	
Котельная «Западная»	106,5	0,0	106,5	0,0	56,7	0,0	природный газ/мазут

Таблица 2.2

Наименование предприятия	Основное энергетическое оборудование		
	Марка котла	Количество котлов	Год ввода
Котельная «Западная»	ПТВМ-50	1	1971
	ПТВМ-50	1	1971
	КВГМ-7,56	1	1995

2.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

Состав парка котельного оборудования с параметрами теплоносителя на выходе из котлов котельной «Западная» приведен в таблице 2.3.

Таблица 2.3

Ст. №	Тип (марка) котла	Параметры теплоносителя на выходе из котла		Теплопроизводительность, Гкал/ч	Паропроизводительность, т/ч	Завод изготовитель
		Давление, кгс/см ²	Температура, °С			
1	ПТВМ-50	15	130	50	0	ОАО «Дорогобужкотломаш»
2	ПТВМ-50	15	130	50	0	ОАО «Дорогобужкотломаш»
3	КВГМ-7,56	12	130	6,5	0	ОАО «Дорогобужкотломаш»

2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности котельной «Западная»

2.3.1 Ограничения тепловой мощности

Установленные ограничения тепловой мощности и параметров:

1. Водогрейный котел ПТВМ-50 ст. № 1 – ограничений не установлено.
2. Водогрейный котел ПТВМ-50 ст. № 2 - ограничений не установлено.
3. Водогрейный котел КВГМ-7,56 ст. № 3 - ограничений не установлено.

2.3.2. Располагаемая тепловая мощность оборудования котельной «Западная»

Ограничения тепловой мощности оборудования котельной «Западная» отсутствуют. Значение располагаемой тепловой мощности соответствует установленной тепловой мощности оборудования котельной и составляет 106,5 Гкал/ч.

2.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто котельной «Западная»

Данные по расходу тепла и теплоносителя на собственные нужды, а также отпуск тепла с коллекторов котельной в годовом выражении представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4

№ п/п	Показатель	Размерность	Отчётный год				
			2008	2009	2010	2011	2012
1	Произведено тепловой энергии	Гкал	123930,0	132624,5	137415,7	137179,3	132094,6
2	Собственные нужды котельной, в т.ч.:	Гкал	3263,0	766,0	1899,7	1899,7	2337,7
2.1	в паре	Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2.2	в горячей воде	Гкал	3263,0	766,0	1899,7	1899,7	2337,7
3	Расход тепла на собственные нужды, % от выработки	%	2,63	0,58	1,38	1,38	1,77
4	Всего отпущено тепловой энергии потребителям	Гкал	105269,0	118072,5	121546,7	120285,4	114768,4
5	Затрачено условного топлива	тыс. тут	19644,2	19082,7	19424,3	22646,1	22459,7

По статистике последних пяти лет величина потребления тепловой энергии на собственные нужды котельной составила 1,53 % от объема вырабатываемой тепловой энергии. Величина тепловой мощности нетто котельной «Западная» за 2012 г. составляет 104,62 Гкал/ч.

2.5. Сроки ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса оборудования котельной «Западная»

Сроки ввода в эксплуатацию основного теплофикационного оборудования котельной «Западная» представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5

Ст. №	Наименования котлов	Год ввода в эксплуатацию	Дата освидетельствования
1	ПТВМ-50	1971	27.01.2012
2	ПТВМ-50	1971	25.10.2012
3	КВГМ-7,56	1995	-

2.6. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источника тепловой энергии, в том числе обоснование выбора графика изменения температур теплоносителя от котельной «Западная»

Котельная «Западная» отпускает тепловую энергию в сетевой воде потребителям на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения жилых, административных, культурно-бытовых и других зданий и сооружений г. Пенза.

Для системы теплоснабжения г. Пенза отпуск тепловой энергии принят по режиму центрального качественного регулирования в диапазоне температур наружного воздуха от + 8°C до - 29 °С. Температурный график теплосети 130/70°C со срезкой на 105 °С при температуре наружного воздуха -16 °С.

Срезка температурного графика на 105 °С выполнена по причине неудовлетворительного состояния тепловых сетей из-за превышенного срока эксплуатации. Соответственно увеличение температуры в подающем трубопроводе может негативно сказаться на надёжности работы теплосети.

2.7. Среднегодовая загрузка оборудования и особенности его загрузки в период зимнего максимума потребления тепловой энергии и летнего минимума потребления тепловой энергии

2.7.1. Среднегодовая загрузка оборудования котельной «Западная»

Количество выработанной тепловой энергии за год, среднесуточный отпуск тепловой энергии и среднегодовая загрузка оборудования представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6

Расчётный год	Выработка тепловой энергии, Гкал/год	Располагаемая мощность котельной, Гкал/ч	Среднечасовой отпуск, Гкал/ч	Среднегодовая загрузка оборудования, %
2008	123930,0	106,5	14,67	13,77
2009	132624,5	106,5	15,74	14,78
2010	137415,7	106,5	16,31	15,32
2011	137179,3	106,5	16,28	15,29
2012	132094,6	106,5	15,64	14,68

Анализ данных, приведённых в таблице 2.6, показывает, что среднегодовая загрузка оборудования котельной «Западная» за период 2008–2012 гг. составляла 14,8 %.

2.7.2. Особенности загрузки оборудования котельной «Западная» в период зимнего максимума потребления тепловой энергии и летнего минимума потребления тепловой энергии

Данные не предоставлены.

2.8. Способы учета тепла, отпущенного потребителям от котельной «Западная»

Приборы коммерческого учета тепла отпускаемого потребителям, на котельной отсутствуют.

2.9. Статистика отказов и восстановлений основного оборудования котельной «Западная»

Даты капитального ремонта котлоагрегатов приведены в таблице 2.7.

Таблица 2.7

Ст. №	Наименования котлов	Дата капитального ремонта
1	ПТВМ-50	-
2	ПТВМ-50	-
3	КВГМ-7,56	-

2.10. Перечень предписаний надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной «Западная»

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации основного оборудования котельной отсутствуют.

2.11. Средневзвешенное значение УРУТ на выработку тепловой энергии

Перечень целевых показателей эффективности котельной приведён в таблице 2.8.

Таблица 2.8

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2008	2009	2010	2011	2012
1	Средневзвешенный удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг.у.т / Гкал	159,60	159,82	158,06	157,98	158,33
2	Собственные нужды	Гкал/ч	0,39	0,09	0,23	0,23	0,28
3	Средневзвешенный удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг.у.т / Гкал	186,61	161,62	159,81	188,27	195,70
4	Удельный расход электроэнергии	кВт·ч/ Гкал	28,37	30,6	28,56	24,81	22,76
5	Удельный расход теплоносителя	м ³ /Гкал					

2.12. Срок службы водогрейных котлоагрегатов котельной «Западная»

Срок службы паровых и водогрейных котлоагрегатов согласно РД 34.17.435-95 приведён в таблице 2.9.

Таблица 2.9

Ст. №	Наименования котлов	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы
1	ПТВМ-50	1971	16
2	ПТВМ-50	1971	16
3	КВГМ-7,56	1995	16

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

3.1. Описание структуры тепловых сетей от котельной «Западная», от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов или до ввода в жилой квартал или промышленный объект

Общая структура тепловых сетей системы теплоснабжения г. Пензы от котельной «Западная» с учетом характеристик участков сетей, находящихся на балансе организаций и промышленных предприятий, представлена в таблице 3.1.

Таблица 3.1

Система теплоснабжения	Длина трубопроводов теплосети (в двухтрубном исполнении), м	Внутренний объем систем теплоснабжения, м³
Магистральные сети от котельной «Западная»	5177,0	985,2
Квартальные сети от котельной «Западная»	28874,0	587,6
Всего от котельной «Западная»	34051,0	1572,8

3.2. Электронные карты (схемы) тепловых сетей в зоне действия котельной «Западная»

Для разработки электронной модели существующей схемы теплоснабжения города Пензы использовался программно-расчетный комплекс ZuluThermo, входящий в состав геоинформационной системы Zulu (ГИС Zulu) ООО «Политерм», предназначенный для выполнения тепловых и гидравлических расчетов систем теплоснабжения.

Технический отчет «Разработка Электронной модели системы теплоснабжения» и Электронная модель системы теплоснабжения г. Пенза будут переданы Заказчику после выполнении 2-го этапа Договора.

3.3. Параметры тепловых сетей, тип изоляции, тип прокладки, материальная характеристика трубопроводов системы теплоснабжения от котельной «Западная»

Подробная характеристика тепловых сетей котельной «Западная» представлена в таблице 3.2

Таблица 3.2

Наименование участка трассы	Подающий трубопровод		Обратный трубопровод		Объем трубы, м ³		Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки	Материальная характеристика, м ²
	Диаметр, мм	Длина, м	Диаметр, мм	Длина, м	подача	обратка			
Новозападная									
Котельная - ТК-201	530	20	530	20	4,120	4,120		подземка	21,20
ГВС	325	20	133	20	1,500	0,246		подземка	9,16
ТК-101 - ТК-201	426	25	426	25	3,325	3,325		подземка	21,30
ГВС	325	25	159	25	1,875	0,443		подземка	12,10
ТК-201 - ТК-202	426	45	426	45	5,985	5,985		подземка	38,34
ГВС	325	45	159	45	3,375	0,797		подземка	21,78
ТК-202 - ТК-203	426	85	325	85	11,305	6,375		подземка	63,84
ГВС	325	85	159	85	6,375	1,505		подземка	41,14
ТК-203 - ТК-203а	325	110	325	110	8,250	8,250		подземка	71,50
ГВС	273	110	108	110	5,830	0,869		подземка	41,91
ТК-203а - ТК-204	325	80	325	80	6,000	6,000		подземка	52,00
ГВС	273	80	108	80	4,240	0,632		подземка	30,48
ТК-204 - ТК-205	325	60	325	60	4,500	4,500		подземка	39,00
ГВС	219	60	108	60	1,980	0,474		подземка	19,62
ТК-205 - ТК-206	325	112	325	112	8,400	8,400		подземка	72,80
ГВС	273	112	108	112	5,936	0,885		подземка	42,67
ТК-206 - ТК-207	273	33	273	33	1,749	1,749		подземка	18,02
ГВС	219	33	108	33	1,089	0,261		подземка	10,79
ТК-207 - ТК-208	273	10	273	10	0,530	0,530		подземка	5,46
ГВС	219	10	108	10	0,330	0,079		подземка	3,27
	273	146	273	146	7,738	7,738		подземка	79,72
ГВС	219	146	108	146	4,818	1,153		подземка	47,74
ТК-208 - ТК-209	273	70	273	70	3,710	3,710		подземка	38,22
ГВС	219	70	108	70	2,310	0,553		подземка	22,89
ТК-209 - ТК-210	219	83	219	83	2,739	2,739		подземка	36,35
ГВС	219	83	89	83	2,739	0,440		подземка	25,56
ТК-210 - ул.Мира, 68	219	35	219	35	1,155	1,155	1990-1997гг.	подземка	15,33
ГВС	219	35	108	35	1,155	0,277	1990-1997гг.	подземка	11,45
ул.Мира, 68 - ТК-211	159	75,2	159	75,2	1,331	1,331		воздушка	23,91
ГВС	133	75,2	108	75,2	0,925	0,594		воздушка	18,12
	159	52	159	52	0,920	0,920		воздушка	16,54

Наименование участка трассы	Подающий трубопровод		Обратный трубопровод		Объем трубы, м ³		Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки	Материальная характеристика, м ²
	Диаметр, мм	Длина, м	Диаметр, мм	Длина, м	подача	обратка			
ГВС	133	52	108	52	0,640	0,411		воздушка	12,53
TK-211 - TK-212	159	40	159	40	0,708	0,708		подземка	12,72
ГВС	133	40	89	40	0,492	0,212		подземка	8,88
TK-212 - TK-213	159	38	159	38	0,673	0,673		подземка	12,08
ГВС	133	38	57	38	0,467	0,076		подземка	7,22
TK-213 - TK-214	159	90	159	90	1,593	1,593		подземка	28,62
ГВС	133	90	57	90	1,107	0,180		подземка	17,10
TK-214 - TK-215	108	117	108	117	0,924	0,924		подземка	25,27
ГВС	108	117	57	117	0,924	0,234		подземка	19,31
TK-215 - TK-216	108	15	108	15	0,119	0,119		подземка	3,24
ГВС	108	15	57	15	0,119	0,030		подземка	2,48
TK-216 - TK-217	108	15	108	15	0,119	0,119		подземка	3,24
ГВС	89	15	57	15	0,080	0,030		подземка	2,19
TK-217 - TK-218	108	44	108	44	0,348	0,348		подземка	9,50
ГВС	89	44	57	44	0,233	0,088		подземка	6,42
TK-218 - TK-219	89	14	89	14	0,074	0,074	1990-1997гг.	подземка	2,49
ГВС	76	14	57	14	0,055	0,028	1990-1997гг.	подземка	1,86
TK-219 - ул.Попова, 72	89	74	89	74	0,392	0,392		подземка	13,17
ГВС	76	74	57	74	0,289	0,148		подземка	9,84
TK-219 - ул.Попова, 70	89	10	89	10	0,053	0,053		подземка	1,78
ГВС	57	10	32	10	0,020	0,006		подземка	0,89
TK-218 - ул.Попова, 72а	89	5	89	5	0,027	0,027	1983г.	подземка	0,89
	89	40	89	40	0,212	0,212	1983г.	подземка	7,12
	76	43	76	43	0,168	0,168	1983г.	подземка	6,54
TK-217 - ул.Попова, 68	89	6	89	6	0,032	0,032		подземка	1,07
ГВС	57	6	38	6	0,012	0,005		подземка	0,57
TK-215 - TK-220	57	70	57	70	0,140	0,140		подземка	7,98
ГВС	76	70	57	70	0,273	0,140		подземка	9,31
TK-220 - ул.Попова, 66а	57	40	57	40	0,080	0,080		подземка	4,56
ГВС	57	40	38	40	0,080	0,034		подземка	3,80
TK-220 - ул.Попова, 66	45	5	45	5	0,006	0,006		подземка	0,45
ГВС	57	5	38	5	0,010	0,004		подземка	0,48
TK-215 - ул.Мира, 70а	108	20	108	20	0,158	0,158	2012г.	подземка	4,32

Наименование участка трассы	Подающий трубопровод		Обратный трубопровод		Объем трубы, м ³		Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки	Материальная характеристика, м ²
	Диаметр, мм	Длина, м	Диаметр, мм	Длина, м	подача	обратка			
ГВС	89	20	57	20	0,106	0,040	2012г.	подземка	2,92
ул.Мира, 70а	108	2,2	108	2,2	0,017	0,017	2012г.	в подвале	0,48
ГВС	89	2,2	57	2,2	0,012	0,004	2012г.	в подвале	0,32
ТК-214 - ул.Попова, 66	108	60	108	60	0,474	0,474		подземка	12,96
ГВС	76	60	57	60	0,234	0,120		подземка	7,98
ТК-213 - ул.Попова, 62	76	50	76	50	0,195	0,195		подземка	7,60
ГВС	76	50	57	50	0,195	0,100		подземка	6,65
ТК-212 - ул.Попова, 64	76	30	76	30	0,117	0,117		подземка	4,56
ТК-211 - ул.Мира, 74	108	130	108	130	1,027	1,027		подземка	28,08
ГВС	133	130	108	130	1,599	1,027		подземка	31,33
ТК-210 - ул.Мира, 66	219	40	219	40	1,320	1,320		подземка	17,52
ГВС	159	40	89	40	0,708	0,212		подземка	9,92
ул.Мира, 66	159	15	159	15	0,266	0,266		в подвале	4,77
ГВС	159	15	89	15	0,266	0,080		в подвале	3,72
ул.Мира, 66 - ул.Мира, 64	219	43	219	43	1,419	1,419		подземка	18,83
ГВС	159	43	89	43	0,761	0,228		подземка	10,66
ул.Мира, 64	219	105	219	105	3,465	3,465		в подвале	45,99
ГВС	133	105	89	105	1,292	0,557		в подвале	23,31
Мира, 64 - ТК-222(надзем)	133	92	133	92	1,132	1,132		воздушка	24,47
ГВС	108	92	108	92	0,727	0,727		воздушка	19,87
ТК-222 - ТК-223	133	60	133	60	0,738	0,738		подземка	15,96
ГВС	133	60	89	60	0,738	0,318		подземка	13,32
ТК-223 - ТК-224	133	5	133	5	0,062	0,062		подземка	1,33
ГВС	108	5	76	5	0,040	0,020		подземка	0,92
ТК-224 - ТК-225	108	74	108	74	0,585	0,585		подземка	15,98
ГВС	108	74	76	74	0,585	0,289		подземка	13,62
ТК-225 - ул.Попова, 50	76	105	76	105	0,410	0,410		подземка	15,96
ГВС	76	105	57	105	0,410	0,210		подземка	13,97
ТК-225 - ул.Попова, 48	89	10	89	10	0,053	0,053		подземка	1,78
ГВС	76	10	57	10	0,039	0,020		подземка	1,33
ТК-224 - ТК-226	108	87	108	87	0,687	0,687		подземка	18,79
ГВС	108	87	57	87	0,687	0,174		подземка	14,36
ТК-226 - ТК-227	108	48	108	48	0,379	0,379		подземка	10,37

Наименование участка трассы	Подающий трубопровод		Обратный трубопровод		Объем трубы, м ³		Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки	Материальная характеристика, м ²
	Диаметр, мм	Длина, м	Диаметр, мм	Длина, м	подача	обратка			
ГВС	89	48	57	48	0,254	0,096		подземка	7,01
TK-227 - ул.Попова, 44	76	55	76	55	0,215	0,215		подземка	8,36
ГВС	76	55	57	55	0,215	0,110		подземка	7,32
TK-226 - ул.Попова, 46	89	10	89	10	0,053	0,053		подземка	1,78
ГВС	76	10	57	10	0,039	0,020		подземка	1,33
TK-223 - ул.Попова, 42	89	22	89	22	0,117	0,117		подземка	3,92
ГВС	76	22	57	22	0,086	0,044		подземка	2,93
TK-223 - ул.Попова, 58	89	43	89	43	0,228	0,228		подземка	7,65
ГВС	76	43	57	43	0,168	0,086		подземка	5,72
на ул.Попова, 58	76	90	76	90	0,351	0,351		подземка	13,68
ГВС	57	90	38	90	0,180	0,077		подземка	8,55
на ул.Попова, 54	57	10	57	10	0,020	0,020		подземка	1,14
ГВС	57	10	57	10	0,020	0,020		подземка	1,14
TK-222 - ул.Попова, 56	57	42	57	42	0,084	0,084		подземка	4,79
ГВС	76	42	57	42	0,164	0,084		подземка	5,59
TK-221 - ул.Мира, 62	89	42	89	42	0,223	0,223		подземка	7,48
ГВС	76	42	57	42	0,164	0,084		подземка	5,59
ГВС	76	10	57	10	0,039	0,020		подземка	1,33
TK-209 - TK-254	108	95	108	95	0,751	0,751		подземка	20,52
ГВС	108	95	57	95	0,751	0,190		подземка	15,68
TK-254 - ул.Мира, 70	89	36	89	36	0,191	0,191		подземка	6,41
ГВС	76	36	57	36	0,140	0,072		подземка	4,79
TK-254 - ул.Мира, 72	89	14	89	14	0,074	0,074		подземка	2,49
ГВС	89	14	57	14	0,074	0,028		подземка	2,04
TK-254 - Управление инкасации	57	30	57	30	0,060	0,060	до 1989г.	подземка	3,42
ГВС	108	30	108	30	0,237	0,237	до 1989г.	подземка	6,48
TK-209 - TK-248	159	85	159	85	1,505	1,505		подземка	27,03
ГВС	133	85	76	85	1,046	0,332		подземка	17,77
TK-248 - TK-249	133	30	133	30	0,369	0,369		подземка	7,98
ГВС	133	30	76	30	0,369	0,117		подземка	6,27
TK-249 - TK-250	133	50	133	50	0,615	0,615		подземка	13,30
ГВС	108	50	57	50	0,395	0,100		подземка	8,25

Наименование участка трассы	Подающий трубопровод		Обратный трубопровод		Объем трубы, м ³		Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки	Материальная характеристика, м ²
	Диаметр, мм	Длина, м	Диаметр, мм	Длина, м	подача	обратка			
TK-250 - TK-251	133	48	133	48	0,590	0,590		подземка	12,77
ГВС	108	48	57	48	0,379	0,096		подземка	7,92
TK-251 - TK-252	108	63	108	63	0,498	0,498		подземка	13,61
ГВС	108	63	57	63	0,498	0,126		подземка	10,40
TK-252 - TK-253	57	120	57	120	0,240	0,240		подземка	13,68
TK-253 - ул.Мира, 59а	57	45	57	45	0,090	0,090		подземка	5,13
TK-253 - ул.Мира, 57	57	20	57	20	0,040	0,040		подземка	2,28
TK-252 - ул.Мира, 55	57	30	57	30	0,060	0,060		подземка	3,42
ГВС	76	30	57	30	0,117	0,060		подземка	3,99
TK-252 - ул.Мира, 59	76	32	76	32	0,125	0,125		подземка	4,86
ГВС	76	32	57	32	0,125	0,064		подземка	4,26
TK-250 - ул.Мира, 53	89	20	89	20	0,106	0,106		подземка	3,56
ГВС	57	20	57	20	0,040	0,040		подземка	2,28
TK-249 - ул.Мира, 51	76	55	76	55	0,215	0,215		подземка	8,36
ГВС	57	55	38	55	0,110	0,047		подземка	5,23
TK-248 - ул.Мира, 43	76	50	76	50	0,195	0,195		подземка	7,60
ГВС	76	50	57	50	0,195	0,100		подземка	6,65
TK-208 - ул.Мира, 60	219	32	219	32	1,056	1,056	до 1989г.	подземка	14,02
ГВС	89	32	57	32	0,170	0,064	до 1989г.	подземка	4,67
НИИ "Контрольприбор"	57	70	57	70	0,140	0,140	до 1989г.	подземка	7,98
TK-207 - TK-246	159	83	159	83	1,469	1,469		подземка	26,39
ГВС	133	83	89	83	1,021	0,440		подземка	18,43
TK-246 -TK-247	159	47	159	47	0,832	0,832		подземка	14,95
ГВС	108	47	57	47	0,371	0,094		подземка	7,76
TK-247 - ул.Мира, 47	76	60	76	60	0,234	0,234		подземка	9,12
ГВС	89	60	57	60	0,318	0,120		подземка	8,76
TK-247 - ул.Мира, 49	76	35	76	35	0,137	0,137		подземка	5,32
ГВС	76	35	57	35	0,137	0,070		подземка	4,66
TK-247 - ул.Мира, 33	76	25	76	25	0,098	0,098		подземка	3,80
ГВС	76	25	57	25	0,098	0,050		подземка	3,33
TK-246 - ул.Мира, 39	76	15	76	15	0,059	0,059		подземка	2,28
ГВС	89	15	57	15	0,080	0,030		подземка	2,19
TK-207 - TK-228	133	157	133	157	1,931	1,931		подземка	41,76

Наименование участка трассы	Подающий трубопровод		Обратный трубопровод		Объем трубы, м ³		Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки	Материальная характеристика, м ²
	Диаметр, мм	Длина, м	Диаметр, мм	Длина, м	подача	обратка			
ГВС	159	157	76	157	2,779	0,612		подземка	36,90
TK-228 - TK-229	108	64	108	64	0,506	0,506		воздушка	13,82
ГВС	133	64	76	64	0,787	0,250		воздушка	13,38
	159	113	159	113	2,000	2,000	1990-1997гг.	подземка	35,93
ГВС	133	113	89	113	1,390	0,599	1990-1997гг.	подземка	25,09
TK-229 - TK-230	108	10	108	10	0,079	0,079	1990-1997гг.	подземка	2,16
ГВС	108	10	89	10	0,079	0,053	1990-1997гг.	подземка	1,97
TK-230 - TK-231	108	50	108	50	0,395	0,395		подземка	10,80
ГВС	108	50	57	50	0,395	0,100		подземка	8,25
TK-231 - TK-232	108	84	108	84	0,664	0,664		подземка	18,14
ГВС	89	84	57	84	0,445	0,168		подземка	12,26
TK-233 - TK-234	89	65	89	65	0,345	0,345		воздушка	11,57
ГВС	89	65	45	65	0,345	0,082		воздушка	8,71
	89	38	89	38	0,201	0,201		воздушка	6,76
ГВС	89	38	57	38	0,201	0,076		воздушка	5,55
TK-234 - TK-235	57	100	57	100	0,200	0,200		подземка	11,40
ГВС	57	100	38	100	0,200	0,085		подземка	9,50
TK-235 - ул.Попова, 36	57	42	57	42	0,084	0,084		подземка	4,79
ГВС	57	42	38	42	0,084	0,036		подземка	3,99
TK-235 - ФОК	76	68	76	68	0,265	0,265	до 1989г.	подземка	10,34
ГВС	57	68	38	68	0,136	0,058	до 1989г.	подземка	6,46
ФОК - ул.Попова, 36б	57	50	57	50	0,100	0,100		подземка	5,70
TK-234 - ул.Попова, 36а	57	40	57	40	0,080	0,080	до 1989г.	подземка	4,56
TK-233 - ул.Попова, 38а	57	15	57	15	0,030	0,030		подземка	1,71
ГВС	57	15	38	15	0,030	0,013		подземка	1,43
ул.Попова, 38а - СДЮШОР по боксу	57	69	57	69	0,138	0,138		подземка	7,87
ГВС	57	69	38	69	0,138	0,059		подземка	6,56
TK-232 - Детский сад № 6	57	64	57	64	0,128	0,128		воздушка	7,30
ГВС	57	64	57	64	0,128	0,128		воздушка	7,30
TK-231 - ул.Попова, 38	89	40	89	40	0,212	0,212		подземка	7,12
ГВС	89	40	57	40	0,212	0,080		подземка	5,84
TK-229 - ул.Попова, 40	76	9	76	9	0,035	0,035	до 1989г.	подземка	1,37

Наименование участка трассы	Подающий трубопровод		Обратный трубопровод		Объем трубы, м ³		Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки	Материальная характеристика, м ²
	Диаметр, мм	Длина, м	Диаметр, мм	Длина, м	подача	обратка			
ГВС	57	9	32	9	0,018	0,005	до 1989г.	подземка	0,80
ТК-228 - ул.Мира, 58	57	7	57	7	0,014	0,014		подземка	0,80
ТК-228 - ул.Мира, 48	89	5	89	5	0,027	0,027		подземка	0,89
ГВС	57	5	57	5	0,010	0,010		подземка	0,57
ТК-205 - ТК-	219	262	219	262	8,646	8,646		подземка	114,76
ГВС	159	262	108	262	4,637	2,070		подземка	69,95
ТК- - ТК-237	159	120	159	120	2,124	2,124		подземка	38,16
ГВС	133	120	89	120	1,476	0,636		подземка	26,64
ТК-237 - ТК-238	159	72	159	72	1,274	1,274		подземка	22,90
ГВС	133	72	89	72	0,886	0,382		подземка	15,98
ТК-238 - ТК-239	159	60	159	60	1,062	1,062		подземка	19,08
ГВС	133	60	89	60	0,738	0,318		подземка	13,32
ТК-239 - ТК-240	108	49,5	108	49,5	0,391	0,391	2012г.	воздушка	10,69
ГВС	89	49,5	57	49,5	0,262	0,099	2012г.	воздушка	7,23
ТК-240 - ТК-241	108	30	108	30	0,237	0,237	1990-1997гг.	подземка	6,48
ГВС	89	30	57	30	0,159	0,060	1990-1997гг.	подземка	4,38
ТК-241 - ул.Мира, 33а	57	60	57	60	0,120	0,120		подземка	6,84
ГВС	45	60	38	60	0,076	0,051		подземка	4,98
ТК-241 - Гараж	57	25	57	25	0,050	0,050	до 1989г.	подземка	2,85
	57	10	57	10	0,020	0,020	до 1989г.	подземка	1,14
	57	50	57	50	0,100	0,100	до 1989г.	в подвале	5,70
Гараж -"Монако"	57	60	57	60	0,120	0,120	до 1989г.	в подвале	6,84
	57	75	57	75	0,150	0,150	до 1989г.	в подвале	8,55
	45	62,3	45	62,3	0,078	0,078	2009г.	в подвале	5,61
	45	33,2	45	33,2	0,042	0,042	2009г.	воздушка	2,99
ТК-240 - ул.Мира, 35	57	30	57	30	0,060	0,060	до 1989г.	подземка	3,42
ГВС	45	30	38	30	0,038	0,026	до 1989г.	подземка	2,49
ТК-239 - ул.Мира, 23	57	10	57	10	0,020	0,020		подземка	1,14
ГВС	76	10	57	10	0,039	0,020		подземка	1,33
ТК-237 - ул.Мира, 25	108	17	108	17	0,134	0,134		подземка	3,67
ГВС	108	17	76	17	0,134	0,066		подземка	3,13
ул.Мира, 25 - ул.Мира, 29	108	76	108	76	0,600	0,600		подземка	16,42
ГВС	108	76	57	76	0,600	0,152		подземка	12,54

Наименование участка трассы	Подающий трубопровод		Обратный трубопровод		Объем трубы, м ³		Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки	Материальная характеристика, м ²
	Диаметр, мм	Длина, м	Диаметр, мм	Длина, м	подача	обратка			
ул.Мира, 29 - ТК-243	133	16	133	16	0,197	0,197		подземка	4,26
ГВС	108	16	76	16	0,126	0,062		подземка	2,94
ТК-243 - ул.Мира, 31	133	25	133	25	0,308	0,308		подземка	6,65
ГВС	108	25	57	25	0,198	0,050		подземка	4,13
ул.Мира, 31 - ул.Мира, 37	133	51	133	51	0,627	0,627		подземка	13,57
ГВС	108	51	57	51	0,403	0,102		подземка	8,42
ул.Мира, 37 - ул.Мира, 41	133	80	133	80	0,984	0,984		подземка	21,28
ГВС	89	80	57	80	0,424	0,160		подземка	11,68
ТК-42 - ул.Мира, 27	108	53	108	53	0,419	0,419		подземка	11,45
ГВС	76	53	57	53	0,207	0,106		подземка	7,05
ТК-237 - ул.Мира, 19	89	31,5	89	31,5	0,167	0,167	2007г.	подземка, б/к	5,61
ГВС	76	31,5	57	31,5	0,123	0,063	2007г.	подземка, б/к	4,19
	89	1,0	89	1,0	0,005	0,005	2007г.	в подвале	0,18
	57	7,67	57	7,67	0,015	0,015	2012г.	в подвале	0,87
	57	26,61	57	26,61	0,053	0,053	2012г.	в подвале	3,03
	57	8,2	57	8,2	0,016	0,016	2012г.	в подвале	0,93
ТК-204а - УТ-1	219	105,6	219	105,6	3,485	3,485	2012г.	подземка, канал	46,25
ГВС	219	105,6	108	105,6	3,485	0,834	2012г.	подземка, канал	34,53
УТ-1 - УТ-2	219	64,4	219	64,4	2,125	2,125	2012г.	подземка, канал	28,21
ГВС	219	64,4	108	64,4	2,125	0,509	2012г.	подземка, канал	21,06
УТ-2 - УТ-3	219	142,7	219	142,7	4,709	4,709	2012г.	подземка, канал	62,50
ГВС	219	142,7	108	142,7	4,709	1,127	2012г.	подземка, канал	46,66
УТ-3 - ул.Мира, 44	89	102,3	89	102,3	0,542	0,542	2012г.	подземка, канал	18,21
ГВС	89	102,3	57	102,3	0,542	0,205	2012г.	подземка, канал	14,94
Котельная - гараж	57	95	57	95	0,190	0,190		подземка	10,83
гараж - ул.Мира, 16	57	12	57	12	0,024	0,024		подземка	1,37
ТК-1 - ул.Мира, 16	57	25	57	25	0,050	0,050		подземка	2,85

Наименование участка трассы	Подающий трубопровод		Обратный трубопровод		Объем трубы, м ³		Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки	Материальная характеристика, м ²
	Диаметр, мм	Длина, м	Диаметр, мм	Длина, м	подача	обратка			
TK-1 - ул.Мира, 1а (ТРК "Наш Дом"))	57	15	57	15	0,030	0,030	1995г.	подземка	1,71
Старозападная									
TK-101 - TK-3	426	20	426	20	2,660	2,660		подземка	17,04
ГВС	219	20	108	20	0,660	0,158		подземка	6,54
	426	322	426	322	42,826	42,826		подземка	274,34
ГВС	219	264,6	108	264,6	8,732	2,090		воздушка	86,52
TK-102' - TK-103									0,00
ГВС	159	29,9	108	29,9	0,529	0,236		подземка	7,98
TK-103 - TK-104	426	105	426	105	13,965	13,965		подземка	89,46
ГВС	159	99,5	108	99,5	1,761	0,786		воздушка	26,57
ГВС	219	45	108	45	1,485	0,356		подземка	14,72
TK-104 - TK-104'	426	41	426	41	5,453	5,453		подземка	34,93
ГВС	219	41	108	41	1,353	0,324		подземка	13,41
TK-104' - TK-105	426	72	426	72	9,576	9,576		подземка	61,34
ГВС	219	72	108	72	2,376	0,569		подземка	23,54
TK-105 - TK-106	426	200	426	200	26,600	26,60		подземка	170,40
ГВС	219	200	108	200	6,600	1,580		подземка	65,40
TK-106 - TK-107	426	105	426	105	13,965	13,96		подземка	89,46
ГВС	219	105	108	105	3,465	0,830		подземка	34,34
TK-107 - TK-108	426	270	426	270	35,910	35,910		подземка	230,04
ГВС	219	270	108	270	8,910	2,133		подземка	88,29
TK-108 - TK-108'	219	164	219	164	5,412	5,412		подземка	71,83
ГВС	219	164	108	164	5,412	1,296		подземка	53,63
TK-108' - TK-110	219	30	219	30	0,990	0,990		подземка	13,14
ГВС	219	30	108	30	0,990	0,237		подземка	9,81
TK-110 - Автотранспортное упр-ние	108	30	108	30	0,237	0,237	1976г.	подземка	6,48
TK-107 - TK-166	108	21,5	108	21,5	0,170	0,170		подземка	4,64
ГВС	108	21,5	76	21,5	0,170	0,084		подземка	3,96
	108	38,5	108	38,5	0,304	0,304		воздушка	8,32
ГВС	108	38,5	89	38,5	0,304	0,204		воздушка	7,58
TK-166 - ул.Мира, 13	108	152	108	152	1,201	1,201		подземка	32,83

Наименование участка трассы	Подающий трубопровод		Обратный трубопровод		Объем трубы, м ³		Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки	Материальная характеристика, м ²
	Диаметр, мм	Длина, м	Диаметр, мм	Длина, м	подача	обратка			
ГВС	108	152	76	152	1,201	0,593		подземка	27,97
TK-107 - TK-161									0,00
ГВС	108	105	57	105	0,830	0,210		подземка	17,33
TK-161 - ул.Мира, 16									0,00
ГВС	89	20	89	20	0,106	0,106		подземка	3,56
ул.Мира, 18 - ул.Мира, 19									0,00
ГВС	57	43	57	43	0,086	0,086		подземка	4,90
TK-105 - TK-114	219	35	319	35	1,155	0,000		подземка	18,83
ГВС	57	35	57	35	0,070	0,070		подземка	3,99
TK-114 - TK-117	219	32	219	32	1,056	1,056		подземка	14,02
	89	32	57	32	0,170	0,064		подземка	4,67
TK-117 - TK-118	219	80	219	80	2,640	2,640		подземка	35,04
ГВС	89	80	57	80	0,424	0,160		подземка	11,68
TK-118 - TK-119	219	46	219	46	1,518	1,518		подземка	20,15
ГВС	108	58	57	58	0,458	0,116		подземка	9,57
TK-119 - TK-120	219	63	219	63	2,079	2,079		подземка	27,59
ГВС	108	63	57	63	0,498	0,126		подземка	10,40
TK-120 - TK-121	219	20	219	20	0,660	0,660		подземка	8,76
TK-121 - TK-122	159	70	159	70	1,239	1,239		подземка	22,26
TK-122 - TK-123	159	44	159	44	0,779	0,779		подземка	13,99
TK-123 - TK-124	159	68	159	68	1,204	1,204		подземка	21,62
TK-124 - TK-125	159	54	159	54	0,956	0,956		подземка	17,17
TK-125 - TK-126	159	66	159	66	1,168	1,168		подземка	20,99
TK-126 - TK-127	89	80	89	80	0,424	0,424		подземка	14,24
TK-127 - TK-128	159	50	159	50	0,885	0,885		подземка	15,90
TK-128 - TK-129	159	22	159	22	0,389	0,389		подземка	7,00
TK-129 - TK-130	108	60	108	60	0,474	0,474		подземка	12,96
TK-130 - TK-165	108	42	108	42	0,332	0,332		подземка	9,07
TK-165 - ул.Пацаева, 5	76	88	76	88	0,343	0,343		подземка	13,38
ул.Пацаева, 5 - ул.Пацаева, 7	89	80	89	80	0,424	0,424		подземка	14,24
TK-165 - ул.Пацаева, 1	76	20	76	20	0,078	0,078		подземка	3,04
TK-130 - ул.Пацаева, 3	57	15	57	15	0,030	0,030		подземка	1,71
TK-129 - TK-131	133	30	133	30	0,369	0,369		подземка	7,98

Наименование участка трассы	Подающий трубопровод		Обратный трубопровод		Объем трубы, м ³		Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки	Материальная характеристика, м ²
	Диаметр, мм	Длина, м	Диаметр, мм	Длина, м	подача	обратка			
ТК-131 - ТК-132	133	40	133	40	0,492	0,492		подземка	10,64
ТК-132 - ТК133	108	60	108	60	0,474	0,474		подземка	12,96
ТК-133 - ТК-134	108	30	108	30	0,237	0,237		подземка	6,48
ТК-134 - ТК-135	108	70	108	70	0,553	0,553		подземка	15,12
ТК-135 - ТК-136	108	30	108	30	0,237	0,237		подземка	6,48
ТК-136 - ТК-137	89	32	89	32	0,170	0,170		подземка	5,70
ТК-137 - Дом радио	89	50	89	50	0,265	0,265	2008г.	подземка	8,90
ТК-136 - ТК-138	108	12	100	12	0,095	0,000	1990г.	подземка	2,50
ТК-138 - ТК-167	108	28	100	28	0,221	0,000	1990г.	подземка	5,82
ТК-167 - Радиотелецентр	108	30	100	30	0,237	0,000	1990г.	подземка	6,24
Радиотелецентр - ТК-168	76	12	76	12	0,047	0,047	2009г.	подземка	1,82
ТК-168 - ТК-169	76	21	76	21	0,082	0,082	2009г.	воздушка	3,19
ТК-169 - Гаражи	76	28	76	28	0,109	0,109	2009г.	воздушка	4,26
ТК-169 - Бомбоубежище	32	5	32	5	0,003	0,003	2009г.	подземка	0,32
ТК-168 - Административное здание	76	1	76	1	0,004	0,004	2009г.	подземка	0,15
Радиотелецентр - ОРТПЦ	76	15	76	15	0,059	0,059	1990г.	подземка	2,28
ОРТПЦ - Гаражи	57	58	57	58	0,116	0,116	1990г.	воздушка	6,61
	89	20	89	20	0,106	0,106	1990г.	воздушка	3,56
	89	20	89	20	0,106	0,106	1990г.	подземка	3,56
ТК-135 - ул.Попова, 2а	57	20	57	20	0,040	0,040	1991г.	подземка	2,28
ГУЭС - НСС	57	10	57	10	0,020	0,020	1991г.	подземка	1,14
ТК-133 - ул.Попова, 2	76	82	76	82	0,320	0,320		воздушка	12,46
ТК-132 - ул.Попова, 6	76	36	76	36	0,140	0,140		подземка	5,47
ТК-131 - ул.Попова, 4	89	10	89	10	0,053	0,053		подземка	1,78
ТК-129 - ТК-141	89	64	89	64	0,339	0,339		подземка	11,39
ТК-141 - ул.Пацаева, 7а	76	70	76	70	0,273	0,273		подземка	10,64
ТК-141 - ул.Попова, 4а	57	20	57	20	0,040	0,040		подземка	2,28
ТК-128 - ул.Попова, 6а	89	10	89	10	0,053	0,053		подземка	1,78
ТК-127 - ТК-140	89	50	89	50	0,265	0,265		подземка	8,90
ТК-140 - ул.Пацаева, 7б	76	70	76	70	0,273	0,273		подземка	10,64
ТК-140 - ул.Попова, 8а	57	10	57	10	0,020	0,020		подземка	1,14
на ТК-139	89	30	89	30	0,159	0,159		подземка	5,34

Наименование участка трассы	Подающий трубопровод		Обратный трубопровод		Объем трубы, м ³		Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки	Материальная характеристика, м ²
	Диаметр, мм	Длина, м	Диаметр, мм	Длина, м	подача	обратка			
TK-139 - ул.Попова, 8	76	42	76	42	0,164	0,164		подземка	6,38
TK-139 - ул.Попова, 10	76	30	76	30	0,117	0,117		подземка	4,56
TK-126 - ул.Попова, 10а	76	10	76	10	0,039	0,039		подземка	1,52
TK-125 - TK-142	108	52	108	52	0,411	0,411		подземка	11,23
TK-142 - ул.Попова, 12	76	14	76	14	0,055	0,055		подземка	2,13
TK-142 - ул.Попова, 14	89	30	89	30	0,159	0,159		подземка	5,34
TK-124 -ул. Попова, 12а	57	15	57	15	0,030	0,030		подземка	1,71
TK-123 - ул.Попова, 14а	76	10	76	10	0,039	0,039		подземка	1,52
TK-122 - TK-143	219	46	219	46	1,518	1,518		подземка	20,15
TK-143 - TK-144	219	47	219	47	1,551	1,551		подземка	20,59
TK-144 - TK-145	219	85	219	85	2,805	2,805		подземка	37,23
TK-145 - TK-146	273	28	273	28	1,484	1,484		подземка	15,29
TK-146 - TK-147	273	26	273	26	1,378	1,378		подземка	14,20
TK-147 - TK-301	273	62	273	62	3,286	3,286		подземка	33,85
TK-147 - TK-148	89	60	89	60	0,318	0,318		подземка	10,68
TK-148 - TK-149	89	126	89	126	0,668	0,668		подземка	22,43
TK-149 - TK-150	76	20	76	20	0,078	0,078		подземка	3,04
TK-149 - ул.Попова, 22	76	46	76	46	0,179	0,179		подземка	6,99
TK-149 - ул.Ленинградская, 1	89	15	89	15	0,080	0,080		подземка	2,67
TK-148 - ул.Ленинградская, 3	57	15	57	15	0,030	0,030		подземка	1,71
TK-146 - TK-153	159	20	159	20	0,354	0,354		подземка	6,36
TK-153 - TK-154	159	53	159	53	0,938	0,938		подземка	16,85
TK-154 - TK-155	133	102	133	102	1,255	1,255		подземка	27,13
TK-155 - ул.Ленинградская, 10	108	116	108	116	0,916	0,916		подземка	25,06
TK-155 - TK-156	89	28	89	28	0,148	0,148		подземка	4,98
TK-156 - ул.Ленинградская, 8	89	30	89	30	0,159	0,159		подземка	5,34
TK-156 - ул.Ленинградская, 9	76	50	76	50	0,195	0,195		подземка	7,60
TK-155 - ул.Ленинградская, 7		15		15	0,000	0,000		подземка	0,00
TK-154 - ул.Ленинградская, 5	76	7	76	7	0,027	0,027		подземка	1,06
TK-153 - ул.Ленинградская, 4	76	7	76	7	0,027	0,027		подземка	1,06
TK-145 - ул.Ленинградская, 5а	57	30	57	30	0,060	0,060		подземка	3,42
TK-145 - TK-151	89	40	89	40	0,212	0,212		подземка	7,12
TK-151 - TK-152	89	40	89	40	0,212	0,212		подземка	7,12

Наименование участка трассы	Подающий трубопровод		Обратный трубопровод		Объем трубы, м ³		Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки	Материальная характеристика, м ²
	Диаметр, мм	Длина, м	Диаметр, мм	Длина, м	подача	обратка			
ТК-152 - ул.Попова, 20	76	74	76	74	0,289	0,289		подземка	11,25
ТК-150 - ул.Ленинградская, 2	57	40	57	40	0,080	0,080		подземка	4,56
ТК-151 - ул.Попова, 20а	89	25	89	25	0,133	0,133		подземка	4,45
ТК-151 - ГРП	38	20	38	20	0,017	0,017		подземка	1,52
ТК-144 - ул.Попова, 16б	89	20	89	20	0,106	0,106		подземка	3,56
ТК-143 - ТК-170	89	68	89	68	0,360	0,360		подземка	12,10
ТК-170 - ТК-171	89	35	89	35	0,186	0,186		подземка	6,23
ТК-171 - ТК-172	76	70	76	70	0,273	0,273		подземка	10,64
ТК-172 - ул.Попова, 18	76	56	76	56	0,218	0,218		подземка	8,51
ТК-172 - ул.Попова, 16	76	20	76	20	0,078	0,078		подземка	3,04
ТК-171 - ул.Попова, 18а	76	40	76	40	0,156	0,156		подземка	6,08
ТК-171 - ул.Попова, 16а	76	66	76	66	0,257	0,257		подземка	10,03
ТК-120 - ул.Попова, 14б	57	10	57	10	0,020	0,020		подземка	1,14
ГВС	57	10	57	10	0,020	0,020		подземка	1,14
ТК-120 - ул.Ленинградская, 6	76	36	76	36	0,140	0,140		подземка	5,47
ТК-119 - ул.Мира, 10а	89	10	89	10	0,053	0,053		подземка	1,78
ГВС	108	10	57	10	0,079	0,020		подземка	1,65
ТК-119 - ул.Ленинградская, 8а	57	30	57	30	0,060	0,060		подземка	3,42
ул.Ленинградская, 8а - гараж	25	24,5	25	24,5	0,009	0,009	до 1989г.	подземка	1,23
ТК-118 - ул.Ленинградская, 9а	76	78	76	78	0,304	0,304		подземка	11,86
ТК-118 - ТК-157	159	40	159	40	0,708	0,708		подземка	12,72
ТК-157 - ТК-158	159	58	159	58	1,027	1,027		подземка	18,44
ТК-158 - ТК-159	159	52	159	52	0,920	0,920		подземка	16,54
ТК-159 - ТК-160	159	50	159	50	0,885	0,885		подземка	15,90
ТК-160 - ТК-162	159	64	159	64	1,133	1,133		подземка	20,35
ТК-162 - ТК-163	159	20	159	20	0,354	0,354		подземка	6,36
ТК-163 - ТК-164	159	20	159	20	0,354	0,354		подземка	6,36
ТК-164 - ул.Пацаева, 9	76	30	76	30	0,117	0,117		подземка	4,56
ТК-164 - ул.Мира, 18	57	20	57	20	0,040	0,040		подземка	2,28
ТК-162 - ул.Пацаева, 11	89	20	89	20	0,106	0,106		подземка	3,56
ТК-160 - ул.Пацаева, 13	76	20	76	20	0,078	0,078		подземка	3,04
ТК-160 - ул.Мира, 20	108	46	108	46	0,363	0,363		подземка	9,94
ТК-161 - ул.Мира, 20	108	20	108	20	0,158	0,158		подземка	4,32

Наименование участка трассы	Подающий трубопровод		Обратный трубопровод		Объем трубы, м ³		Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки	Материальная характеристика, м ²
	Диаметр, мм	Длина, м	Диаметр, мм	Длина, м	подача	обратка			
ТК-161 - ул.Мира, 16	108	20	108	20	0,158	0,158		подземка	4,32
ТК-159 - ул.Мира, 14	108	10	108	10	0,079	0,079		подземка	2,16
ТК-158 - ул.Пацаева, 15	89	68	89	68	0,360	0,360		подземка	12,10
ТК-158 - ул.Мира, 12	89	10	89	10	0,053	0,053		подземка	1,78
ТК-157 - ул.Мира, 10	76	10	76	10	0,039	0,039		подземка	1,52
ТК-117 - ул.Мира, 8	76	10	76	10	0,039	0,039		подземка	1,52
ТК-114 - ТК-115	89	60	89	60	0,318	0,318	1990-1997гг.	подземка	10,68
ТК-115 - ТК-116	89	61	89	61	0,323	0,323	1990-1997гг.	подземка	10,86
ТК-116 - ул.Мира, 2	89	43	89	43	0,228	0,228		подземка	7,65
ТК-116 - ул.Мира, 4	45	34	45	34	0,043	0,043		подземка	3,06
ТК-115 - ул.Мира, 6	45	10	45	10	0,013	0,013		подземка	0,90
ТК-104' - ул.Мира, 11	159	27	159	27	0,478	0,478		подземка	8,59
ГВС	108	27	57	27	0,213	0,054		подземка	4,46
	133	20	133	20	0,246	0,246		в подвале	5,32
	133	19	133	19	0,234	0,234		в подвале	5,05
	108	40	108	40	0,316	0,316		в подвале	8,64
	108	40	108	40	0,316	0,316		в подвале	8,64
	76	19	76	19	0,074	0,074		в подвале	2,89
ТК-104 - ул.Мира, 9а	89	7	89	7	0,037	0,037	1981г.	подземка	1,25
ТК-103 - ул.Мира, 15	76	100	76	100	0,390	0,390		подземка	15,20
ГВС	57	100	57	100	0,200	0,200		подземка	11,40
ТК-103 - ул.Мира, 5	159	158	159	158	2,797	2,797		подземка	50,24
ул.Мира, 5 - ул.Ленинградская, 12	159	100	159	100	1,770	1,770		подземка	31,80
ул.Ленинградская, 12 - ТК-119	133	86	133	86	1,058	1,058		подземка	22,88
ТК-119 - ТК-120	133	48	133	48	0,590	0,590		подземка	12,77
ТК-120 - ТК-121	133	30	133	30	0,369	0,369		подземка	7,98
ТК-121 - ул.Мира, 7	108	50	108	50	0,395	0,395		подземка	10,80
ул.Мира, 7 - ул.Мира, 9	76	90	76	90	0,351	0,351		подземка	13,68
ТК-121 - ул.Мира, 3	57	10	57	10	0,020	0,020		подземка	1,14
ТК-120 - ул.Мира, 1	45	10	45	10	0,013	0,013		подземка	0,90
ТК-119 - ул.Ленинградская, 11	57	10	57	10	0,020	0,020		подземка	1,14
ТК-301а - ТК-301	530	330	530	330	67,980	67,98		подземка	349,80

Наименование участка трассы	Подающий трубопровод		Обратный трубопровод		Объем трубы, м ³		Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки	Материальная характеристика, м ²
	Диаметр, мм	Длина, м	Диаметр, мм	Длина, м	подача	обратка			
ТК-301 - ТК-302	377	69	377	69	6,969	6,969		подземка	52,03
ТК-302 - ТК-150/1	377	544	377	544	54,944	54,94		подземка	410,18
ТК-150/1 - ТК-1	377	400	377	400	40,400	40,40		подземка	301,60
ТК-150/1 - ул.Ленинградская, 1в	38	15	38	15	0,013	0,013	2005г.	подземка	1,14
ТК-150/1 - ул.Ленинградская, 1б	76	2,7	76	2,7	0,011	0,011	2008г.	подземка	0,41
	38	28,55	38	28,55	0,024	0,024	2008г.	в подвале	2,17
	38	1,5	38	1,5	0,001	0,001	2008г.	подземка	0,11
ТК -302 - ТК-303	108	60,5	108	60,5	0,478	0,478		подземка	13,07
ТК-303 - ул.Ленинградская, 1а	108	15	108	15	0,119	0,119	1983г.	подземка	3,24
ТК-303 - ТК-304	159	89	159	89	1,575	1,575	2001г.	подземка	28,30
ТК-304 - ул.Попова, 4б	76	18	76	18	0,070	0,070	2001г.	подземка	2,74
Военный городок									
ТК-1 - Котельная	377	332	377	332	33,532	33,53	до 1989г.	подземка	250,33
Котельная - Т6	273	12	273	12	0,636	0,636	до 1989г.	подземка	6,55
Т6 - ТК-2	219	7	219	7	0,231	0,231	до 1989г.	подземка	3,07
ТК-2 - ТК-3	219	70	219	70	2,310	2,310	до 1989г.	подземка	30,66
ТК-3 - ТК-4	219	32	219	32	1,056	1,056	до 1989г.	подземка	14,02
ТК-4 - ТК-5	219	52	219	52	1,716	1,716	до 1989г.	подземка	22,78
ТК-5 - ТК-6	219	25	219	25	0,825	0,825	до 1989г.	подземка	10,95
ТК-6 - ТК-7	219	10	219	10	0,330	0,330	до 1989г.	подземка	4,38
ТК-7 - ТК-7'	219	50	219	50	1,650	1,650	до 1989г.	подземка	21,90
ТК-7' - ТК-8	159	35	159	35	0,620	0,620	до 1989г.	подземка	11,13
ТК-8 - ТК-9	159	5	159	5	0,089	0,089	до 1989г.	подземка	1,59
ТК-9 - ТК-10	159	7	159	7	0,124	0,124	до 1989г.	подземка	2,23
ТК-10 - ТК-11	159	10	159	10	0,177	0,177	до 1989г.	подземка	3,18
ТК-11 - ТК-12	133	14	133	14	0,172	0,172	до 1989г.	подземка	3,72
ТК-12 - ТК-13	89	70	89	70	0,371	0,371	до 1989г.	подземка	12,46
ТК-13 - корпус № 60	45	20	45	20	0,025	0,025	до 1989г.	подземка	1,80
ТК-13 - корпус № 13	76	15	76	15	0,059	0,059	до 1989г.	подземка	2,28
ТК-12 - корпус № 12	76	20	76	20	0,078	0,078	до 1989г.	подземка	3,04
ТК-11 - корпус № 11	76	15	76	15	0,059	0,059	до 1989г.	подземка	2,28

Наименование участка трассы	Подающий трубопровод		Обратный трубопровод		Объем трубы, м ³		Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки	Материальная характеристика, м ²
	Диаметр, мм	Длина, м	Диаметр, мм	Длина, м	подача	обратка			
ТК-10 - корпус № 10	57	50	57	50	0,100	0,100	до 1989г.	подземка	5,70
ТК-9 - корпус № 9	76	5	76	5	0,020	0,020	до 1989г.	подземка	0,76
ТК-8 - корпус № 58	76	5	76	5	0,020	0,020	до 1989г.	подземка	0,76
ТК-7 - ТК-14	108	25	108	25	0,198	0,198	до 1989г.	подземка	5,40
ТК-14 - корпус № 7	57	5	57	5	0,010	0,010	до 1989г.	подземка	0,57
ТК-14 - корпус № 109	89	196	89	196	1,039	1,039	до 1989г.	подземка	34,89
ТК- - корпус № 118	25	16	25	16	0,006	0,006	до 1989г.	подземка	0,80
ТК-6 - корпус № 8	89	64	89	64	0,339	0,339	до 1989г.	подземка	11,39
ТК-5 - корпус № 75 (детский сад)	57	15	57	15	0,030	0,030	до 1989г.	подземка	1,71
ТК-4 - корпус № 1	57	15	57	15	0,030	0,030	до 1989г.	подземка	1,71
ТК-3 - ТК-15	133	20	133	20	0,246	0,246	до 1989г.	подземка	5,32
ТК-15 - ТК-16	133	44	133	44	0,541	0,541	до 1989г.	подземка	11,70
ТК-16 - ТК-17	108	37	108	37	0,292	0,292	до 1989г.	подземка	7,99
ТК-17 - ТК-18	89	64	89	64	0,339	0,339	до 1989г.	подземка	11,39
ТК-18 - ТК-19	76	70	76	70	0,273	0,273	до 1989г.	подземка	10,64
ТК-19 - корпус № 107	57	15	57	15	0,030	0,030	до 1989г.	подземка	1,71
ТК-19 - корпус № 108	57	5	57	5	0,010	0,010	до 1989г.	подземка	0,57
ТК-18 - корпус № 105	57	15	57	15	0,030	0,030	до 1989г.	подземка	1,71
ТК-18 - корпус № 106	57	5	57	5	0,010	0,010	до 1989г.	подземка	0,57
ТК-17 - корпус № 110	57	40	57	40	0,080	0,080	до 1989г.	подземка	4,56
ТК-16 - корпус № 103	57	15	57	15	0,030	0,030	до 1989г.	подземка	1,71
ТК-16 - корпус № 104	57	5	57	5	0,010	0,010	до 1989г.	подземка	0,57
ТК-15 - корпус № 102	57	15	57	15	0,030	0,030	до 1989г.	подземка	1,71
ТК-2 - Т22	76	44	76	44	0,172	0,172	до 1989г.	подземка	6,69
Т22 - корпус № 2	76	32	76	32	0,125	0,125	до 1989г.	подземка	4,86
Т22 - корпус № 14	57	20	57	20	0,040	0,040	до 1989г.	подземка	2,28
Котельная - корпус № 181	159	22	159	22	0,389	0,389	до 1989г.	подземка	7,00
Котельная - корпус № 161	159	82	159	82	1,451	1,451	до 1989г.	подземка	26,08
корпус № 161 - корпус № 160	159	106	159	106	1,876	1,876	до 1989г.	подземка	33,71
	159	80	159	80	1,416	1,416	до 1989г.	подземка	25,44
корпус № 160 - корпус № 148	159	63	159	63	1,115	1,115	до 1989г.	подземка	20,03
корпус № 148 - корпус № 165	133	53	133	53	0,652	0,652	до 1989г.	подземка	14,10

Наименование участка трассы	Подающий трубопровод		Обратный трубопровод		Объем трубы, м ³		Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки	Материальная характеристика, м ²
	Диаметр, мм	Длина, м	Диаметр, мм	Длина, м	подача	обратка			
корпус № 165 - корпус № 90	108	60	108	60	0,474	0,474	до 1989г.	подземка	12,96
корпус № 160	89	32	89	32	0,170	0,170	до 1989г.	подземка	5,70
	89	30	89	30	0,159	0,159	до 1989г.	подземка	5,34
корпус № 202	57	6	57	6	0,012	0,012	до 1989г.	подземка	0,68
корпус № 161 - корпус № 16	57	30	57	30	0,060	0,060	до 1989г.	подземка	3,42
ТК-3 - корпус № 12	25	12	25	12	0,004	0,004	до 1989г.	подземка	0,60
Котельная - ТК-20	273	261	273	261	13,833	13,83	до 1989г.	подземка	142,51
ТК-20 - Т3	273	40	273	40	2,120	2,120	до 1989г.	подземка	21,84
Т3 - ТК-21	273	48	273	48	2,544	2,544	до 1989г.	подземка	26,21
ТК-21 - Насосная № 1	273	291	273	291	15,423	15,42	до 1989г.	подземка	158,89
ТК-21 - корпус № 115	108	30	108	30	0,237	0,237	до 1989г.	подземка	6,48
Т3 - корпус № 125 (1элв.)	159	60	159	60	1,062	1,062	до 1989г.	подземка	19,08
корпус № 125(1эл.) - 2эл.	159	50	159	50	0,885	0,885	до 1989г.	подземка	15,90
2эл. - 3эл.	159	60	159	60	1,062	1,062	до 1989г.	подземка	19,08
ТК-20 - корпус № 187	108	120	108	120	0,948	0,948	до 1989г.	подземка	25,92
Насосная № 1 - корпус № 55	89	56	89	56	0,297	0,297	до 1989г.	подземка	9,97
корпус № 55 - корпус № 194	89	127	89	127	0,673	0,673	до 1989г.	подземка	22,61
Насосная № 1 - ТК-42	377	5	377	5	0,505	0,505	до 1989г.	подземка	3,77
ТК-42 - ТК-24	273	15	273	15	0,795	0,795	до 1989г.	подземка	8,19
ТК-24 - Т18	219	15	219	15	0,495	0,495	до 1989г.	подземка	6,57
Т18 - ТК-23	219	20	219	20	0,660	0,660	до 1989г.	подземка	8,76
ТК-23 - Т17	219	23	219	23	0,759	0,759	до 1989г.	подземка	10,07
Т17 - Т16	219	50	219	50	1,650	1,650	до 1989г.	подземка	21,90
Т16 - ТК-22	219	25	219	25	0,825	0,825	до 1989г.	подземка	10,95
ТК-22 - Т15	219	42	219	42	1,386	1,386	до 1989г.	подземка	18,40
Т15 - ТК-43	159	124	159	124	2,195	2,195	до 1989г.	подземка	39,43
ТК-43 - корпус № 46	45	50	45	50	0,063	0,063	до 1989г.	подземка	4,50
ТК-43 - ТК-44	159	8	159	8	0,142	0,142	до 1989г.	подземка	2,54
ТК-44 - ТК-45	133	30	133	30	0,369	0,369	до 1989г.	подземка	7,98
ТК-45 - корпус № 40	57	10	57	10	0,020	0,020	до 1989г.	подземка	1,14
ТК-44 - корпус № 41	57	10	57	10	0,020	0,020	до 1989г.	подземка	1,14
ТК-43 - корпус № 39	108	30	108	30	0,237	0,237	до 1989г.	подземка	6,48
ТК-45 - корпус № 150	133	36	133	36	0,443	0,443	до 1989г.	подземка	9,58

Наименование участка трассы	Подающий трубопровод		Обратный трубопровод		Объем трубы, м ³		Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки	Материальная характеристика, м ²
	Диаметр, мм	Длина, м	Диаметр, мм	Длина, м	подача	обратка			
корпус № - ТК-46	108	46	108	46	0,363	0,363	до 1989г.	подземка	9,94
ТК-46 - ТК-47	76	77	76	77	0,300	0,300	до 1989г.	подземка	11,70
ТК-47 - корпус № 178	57	90	57	90	0,180	0,180	до 1989г.	подземка	10,26
ТК-47 - корпус № 36	57	10	57	10	0,020	0,020	до 1989г.	подземка	1,14
ТК-46 - корпус № 35	57	20	57	20	0,040	0,040	до 1989г.	подземка	2,28
Т15 - корпус № 82	133	70	133	70	0,861	0,861	до 1989г.	подземка	18,62
корпус № 82 - корпус № 49	45	20	45	20	0,025	0,025	до 1989г.	подземка	1,80
ТК-22 - корпус № 130(1эл.)	108	68	108	68	0,537	0,537	до 1989г.	подземка	14,69
эл1 - эл2	89	52	89	52	0,276	0,276	до 1989г.	подземка	9,26
Т16 - корпус № 6	76	10	76	10	0,039	0,039	до 1989г.	подземка	1,52
Т17 - корпус № 17	76	10	76	10	0,039	0,039	до 1989г.	подземка	1,52
ТК-23 - корпус № 3	76	50	76	50	0,195	0,195	до 1989г.	подземка	7,60
Т18 - корпус № 51	57	10	57	10	0,020	0,020	до 1989г.	подземка	1,14
ТК-24 - Т19	108	60	108	60	0,474	0,474	до 1989г.	подземка	12,96
Т19 - Т20	108	30	108	30	0,237	0,237	до 1989г.	подземка	6,48
Т20 - ТК-41	76	20	76	20	0,078	0,078	до 1989г.	подземка	3,04
ТК-41 - корпус № 54	76	22	76	22	0,086	0,086	до 1989г.	подземка	3,34
Т19 - корпус № 154	89	40	89	40	0,212	0,212	до 1989г.	подземка	7,12
ТК-24 - ТК-25	273	20	273	20	1,060	1,060	до 1989г.	подземка	10,92
ТК-25 - Т21	273	25	273	25	1,325	1,325	до 1989г.	подземка	13,65
Т21 - ТК-26	273	20	273	20	1,060	1,060	до 1989г.	подземка	10,92
ТК-26 - ТК-27	273	36	273	36	1,908	1,908	до 1989г.	подземка	19,66
ТК-27 - ТК-28	273	46	273	46	2,438	2,438	до 1989г.	подземка	25,12
ТК-28 - ТК-29	219	60	219	60	1,980	1,980	до 1989г.	подземка	26,28
ТК-29 - ТК-31	219	60	219	60	1,980	1,980	до 1989г.	подземка	26,28
ТК-31 - Т38	219	30	219	30	0,990	0,990	до 1989г.	подземка	13,14
Т38 - корпус № 203	219	25	219	25	0,825	0,825	до 1989г.	подземка	10,95
	219	50	219	50	1,650	1,650	до 1989г.	подземка	21,90
ТК-34 - ТК-37	219	50	219	50	1,650	1,650	до 1989г.	подземка	21,90
ТК-37 - корпус № 192	219	50	219	50	1,650	1,650	до 1989г.	подземка	21,90
корпус № 192 - ТК-38	219	10	219	10	0,330	0,330	до 1989г.	подземка	4,38
ТК-38 - ТК-39	108	10	108	10	0,079	0,079	до 1989г.	подземка	2,16
ТК-39 - корпус № 149	57	20	57	20	0,040	0,040	до 1989г.	подземка	2,28

Наименование участка трассы	Подающий трубопровод		Обратный трубопровод		Объем трубы, м ³		Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки	Материальная характеристика, м ²
	Диаметр, мм	Длина, м	Диаметр, мм	Длина, м	подача	обратка			
TK-39 - корпус № 138	76	40	76	40	0,156	0,156	до 1989г.	подземка	6,08
TK-38 - корпус № 126	57	180	57	180	0,360	0,360	до 1989г.	подземка	20,52
TK-34 - TK-35	133	40	133	40	0,492	0,492	до 1989г.	подземка	10,64
TK-35 - TK-36	133	100	133	100	1,230	1,230	до 1989г.	подземка	26,60
TK-36 - корпус № 137	108	70	108	70	0,553	0,553	до 1989г.	подземка	15,12
TK-36 - корпус № 156	108	5	108	5	0,040	0,040	до 1989г.	подземка	1,08
TK-35 - корпус № 188	108	100	108	100	0,790	0,790	до 1989г.	подземка	21,60
T38 - TK-32	219	100	219	100	3,300	3,300	до 1989г.	подземка	43,80
TK-32 - TK-33	108	15	108	15	0,119	0,119	до 1989г.	подземка	3,24
TK-33 - корпус № 146	108	100	108	100	0,790	0,790	до 1989г.	подземка	21,60
TK-33 - корпус № 43	57	15	57	15	0,030	0,030	до 1989г.	подземка	1,71
TK-31 - корпус № 43	89	5	89	5	0,027	0,027	до 1989г.	подземка	0,89
TK-29 - T4	108	25	108	25	0,198	0,198	до 1989г.	подземка	5,40
T4 - TK-40	108	25	108	25	0,198	0,198	до 1989г.	подземка	5,40
TK-40 - корпус № 164	89	20	89	20	0,106	0,106	до 1989г.	подземка	3,56
T4 - корпус № 162	45	5	45	5	0,006	0,006	до 1989г.	подземка	0,45
TK-29 - TK-30	108	76	108	76	0,600	0,600	до 1989г.	подземка	16,42
TK-30 - корпус № 114	89	58	89	58	0,307	0,307	до 1989г.	подземка	10,32
TK-30 - корпус № 111	108	15	108	15	0,119	0,119	до 1989г.	подземка	3,24
TK-28 - корпус № 53	57	10	57	10	0,020	0,020	до 1989г.	подземка	1,14
TK-28 - корпус № 52	57	5	57	5	0,010	0,010	до 1989г.	подземка	0,57
TK-27 - корпус № 4	108	70	108	70	0,553	0,553	до 1989г.	подземка	15,12
TK-26 - корпус № 15	57	10	57	10	0,020	0,020	до 1989г.	подземка	1,14
T21 - корпус № 5	57	5	57	5	0,010	0,010	до 1989г.	подземка	0,57
T6 - T5	273	22	273	22	1,166	1,166	до 1989г.	подземка	12,01
T5 - T5'	273	68	273	68	3,604	3,604	до 1989г.	подземка	37,13
T5' - TK-49	273	54	273	54	2,862	2,862	до 1989г.	подземка	29,48
TK-49 - TK-50	219	45	219	45	1,485	1,485	до 1989г.	подземка	19,71
TK-50 - TK-51	219	42	219	42	1,386	1,386	до 1989г.	подземка	18,40
TK-51 - TK-52	133	62	133	62	0,763	0,763	до 1989г.	подземка	16,49
TK-52 - T7	133	150	133	150	1,845	1,845	до 1989г.	подземка	39,90
T7 - T8	133	120	133	120	1,476	1,476	до 1989г.	подземка	31,92
T8 - корпус № 181	108	110	108	110	0,869	0,869	до 1989г.	подземка	23,76

Наименование участка трассы	Подающий трубопровод		Обратный трубопровод		Объем трубы, м ³		Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки	Материальная характеристика, м ²
	Диаметр, мм	Длина, м	Диаметр, мм	Длина, м	подача	обратка			
Т8 - корпус № 182	45	20	45	20	0,025	0,025	до 1989г.	подземка	1,80
Т7 - ИП Пичугин Г.В.	89	1,5	89	1,5	0,008	0,008	до 1989г.	подземка	0,27
ТК-51 - ТК-51'	108	19	108	19	0,150	0,150	до 1989г.	подземка	4,10
ТК-51' - Т10	108	10	108	10	0,079	0,079	до 1989г.	подземка	2,16
Т10 - Т11	108	75	108	75	0,593	0,593	до 1989г.	подземка	16,20
Т11- ТК-59	108	13	108	13	0,103	0,103	до 1989г.	подземка	2,81
ТК-59 - Т14	76	20	76	20	0,078	0,078	до 1989г.	подземка	3,04
Т14 - ТК-60	76	27	76	27	0,105	0,105	до 1989г.	подземка	4,10
ТК-60 - ТК-61	76	32	76	32	0,125	0,125	до 1989г.	подземка	4,86
ТК-61 - корпус № 28	57	58	57	58	0,116	0,116	до 1989г.	подземка	6,61
ТК-61 - корпус № 27	76	32	76	32	0,125	0,125	до 1989г.	подземка	4,86
ТК-60 - корпус № 22	57	57	57	57	0,114	0,114	до 1989г.	подземка	6,50
Т14 - корпус № 35	57	10	57	10	0,020	0,020	до 1989г.	подземка	1,14
ТК-59 - корпус № 26	76	30	76	30	0,117	0,117	до 1989г.	подземка	4,56
Т11 - Т12	108	75	108	75	0,593	0,593	до 1989г.	подземка	16,20
Т12 - Т12'	108	32	108	32	0,253	0,253	до 1989г.	подземка	6,91
Т12' - Т13	108	10	108	10	0,079	0,079	до 1989г.	подземка	2,16
Т13 - ТК-56	108	18	108	18	0,142	0,142	до 1989г.	подземка	3,89
ТК-56 - ТК-57	108	10	108	10	0,079	0,079	до 1989г.	подземка	2,16
ТК-57 - ТК-58	89	50	89	50	0,265	0,265	до 1989г.	подземка	8,90
ТК-58 - корпус № 180	57	100	57	100	0,200	0,200	до 1989г.	подземка	11,40
ТК-58 - корпус № 168	89	50	89	50	0,265	0,265	до 1989г.	подземка	8,90
ТК-57 - корпус № 19	57	10	57	10	0,020	0,020	до 1989г.	подземка	1,14
ТК-56 - корпус № 18	57	50	57	50	0,100	0,100	до 1989г.	подземка	5,70
Т13 - корпус № 21	57	10	57	10	0,020	0,020	до 1989г.	подземка	1,14
Т12' - корпус № 20	57	57	57	57	0,114	0,114	до 1989г.	подземка	6,50
Т12 - корпус № 140	108	63	108	63	0,498	0,498	до 1989г.	подземка	13,61
Т12 - корпус № 25	57	10	57	10	0,020	0,020	до 1989г.	подземка	1,14
Т10 - корпус № 25	57	20	57	20	0,040	0,040	до 1989г.	подземка	2,28
ТК-50 - корпус № 31	76	10	76	10	0,039	0,039	до 1989г.	подземка	1,52
ТК-50 - корпус № 29	76	40	76	40	0,156	0,156	до 1989г.	подземка	6,08
ТК-49 - ТК-54	108	35	108	35	0,277	0,277	до 1989г.	подземка	7,56
ТК-54 - корпус № 201	89	20	89	20	0,106	0,106	до 1989г.	подземка	3,56

Наименование участка трассы	Подающий трубопровод		Обратный трубопровод		Объем трубы, м ³		Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки	Материальная характеристика, м ²
	Диаметр, мм	Длина, м	Диаметр, мм	Длина, м	подача	обратка			
ТК-54 - ТК-55	108	83	108	83	0,656	0,656	до 1989г.	подземка	17,93
ТК-55 - корпус № 205	108	50	108	50	0,395	0,395	до 1989г.	подземка	10,80
Т5' - ТК-48	57	35	57	35	0,070	0,070	до 1989г.	подземка	3,99
Т5 - ТК-48	133	60	133	60	0,738	0,738	до 1989г.	подземка	15,96
ТК-48 - корпус № 112	108	70	108	70	0,553	0,553	до 1989г.	подземка	15,12
корпус № 112 - корпус № 112а	57	80	57	80	0,160	0,160	до 1989г.	подземка	9,12
ТК-48 - корпус № 113	89	10	89	10	0,053	0,053	до 1989г.	подземка	1,78
ГВС	133	200			2,460	0,000	до 1989г.	подземка	26,60
ГВС	108	350			2,765	0,000	до 1989г.	подземка	37,80
ГВС	89	75			0,398	0,000	до 1989г.	подземка	6,68
ГВС	76	100			0,390	0,000	до 1989г.	подземка	7,60
Спиртпром									
ТК-37(в/г) - ТК-2	89	80	89	80	0,424	0,424	до 1989г.	подземка	14,24
ТК-2 - т.А	89	45	89	45	0,239	0,239	до 1989г.	подземка	8,01
т.А - ж/д М.Крылова, 1	108	102	108	102	0,806	0,806	до 1989г.	подземка	22,03
	108	23	108	23	0,182	0,182	до 1989г.	подземка	4,97
т.А - ТК-3	89	20	89	20	0,106	0,106	до 1989г.	подземка	3,56
ТК-3 - контора	45	7	45	7	0,009	0,009	до 1989г.	подземка	0,63
ТК-3 - склад	45	5	45	5	0,006	0,006	до 1989г.	подземка	0,45
ТК-3 - гараж	57	30	57	30	0,060	0,060	до 1989г.	подземка	3,42
ТК2 - Гр. Щигирёв	38	65	38	65	0,055	0,055	до 1989г.	воздушка	4,94
ТК-2 - ОП № 2 Роцинский ОАО "УТ"	45	6	45	6	0,008	0,008	до 1989г.	подземка	0,54
ТК 2 - Склад	45	36	45	36	0,045	0,045	до 1989г.	подземка	3,24
ИТОГО		34051		33326	843,33	729,4			10024,77
в том числе:									
отопление		24946		24946	695,95	689,2			8089,67
ГВС		9104,4		8379,4	147,37	40,22			1935,10

3.4. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях

На тепловых сетях котельной «Западная» установлено около 250 задвижек.

3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов

Тепловые камеры выполнены по типовым проектам с кирпичными стенами и железобетонными перекрытиями.

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

Для системы теплоснабжения от котельной «Западная» принято качественное регулирование отпуска тепловой энергии в сетевой воде потребителям. Расчетный температурный график – 130/70 °С при расчетной температуре наружного воздуха -29 °С. Точка срезки температурного графика 105°С утверждена при температуре наружного воздуха минус 16 °С.

Температурный график теплосети представлен на рис. 3.1.

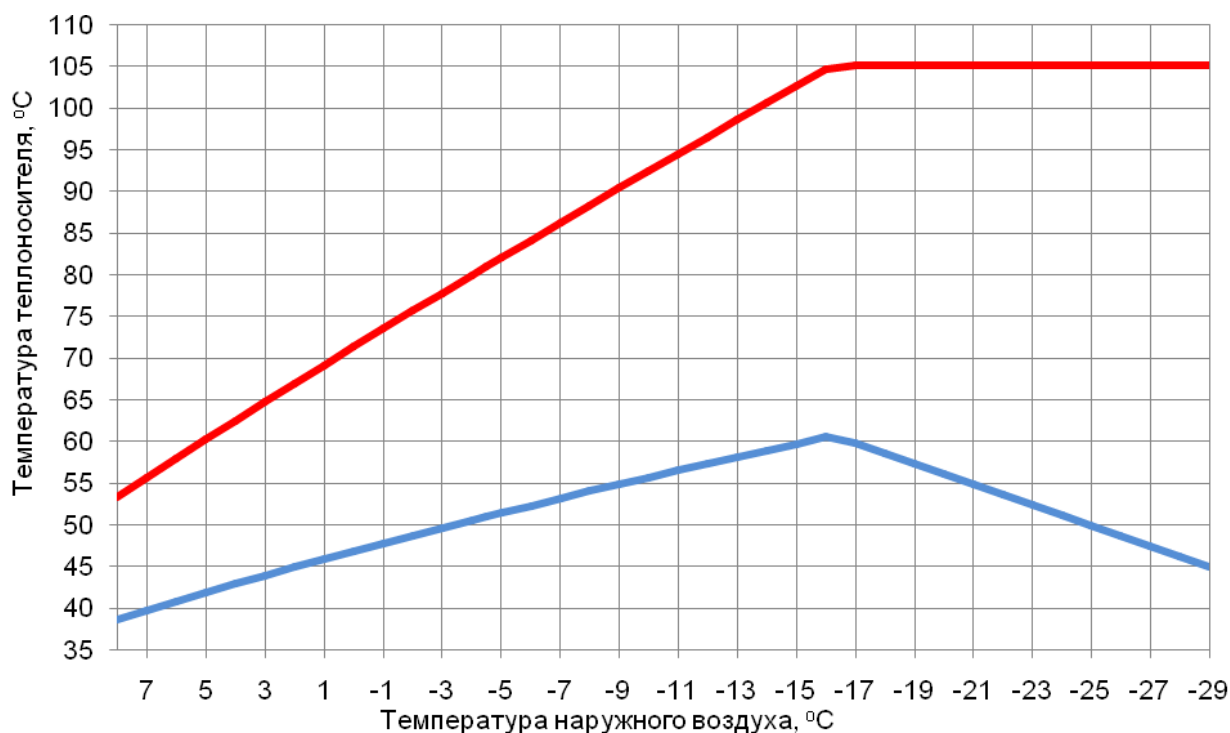


Рис. 3.1. Температурный график теплосети котельной «Западная»

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

Фактические данные по отпуску горячей воды в тепловую сеть отсутствуют, поскольку коммерческие приборы учёта не установлены.

3.8 Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

Гидравлические режимы работы малых котельных г. Пензы представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3

Источник теплоснабжения	Расход сетевой воды на отопление, м ³ /ч	Давление теплоносителя, кгс/см ²		
		Подающий трубопровод	Обратный трубопровод	Статическое
Котельная «Западная»	1350,4	8,0	3,4	4,5

3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет

Данные не предоставлены.

3.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет

Данные не предоставлены.

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

Процедуры диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов трубопроводов тепловых сетей в системе теплоснабжения от котельной «Западная» производятся в соответствии с утвержденным графиком.

Диагностика сетей проводится по утверждаемым планам методом шурфовки. По результатам инженерной диагностики составляются и корректируются планы перспективных ремонтов и переключений тепловых сетей.

3.12. 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

В соответствии с требованиями ПТЭ, каждое предприятие, эксплуатирующее тепловые сети, обязано проводить необходимые регламентные испытания тепловых сетей, объем и периодичность которых определены в ПТЭ. Информация о соблюдении требований ПТЭ по выполнению необходимых испытаний теплосетей представлена в таблице 3.4.

Таблица 3.4

Наименование	Периодичность проведения работ	Дата проведения	Статус
Летние ремонты теплосетей	Ежегодно	В соответствии с графиком работ	-
Испытания тепловых сетей на прочность и плотность	Ежегодно	В соответствии с графиком работ	-
Испытания тепловых сетей на гидравлические потери	1 раз в 5 лет	В соответствии с графиком работ	-
Испытания тепловых сетей на тепловые потери	1 раз в 5 лет	В соответствии с графиком работ	-
Испытания тепловых сетей на максимальную температуру	1 раз в 5 лет	В соответствии с графиком работ	-

3.13. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, включаемые в расчет отпущенных тепловой энергии и теплоносителя, разрабатываются в соответствии с требованиями Инструкции по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, утвержденной приказом Минэнерго России от «30» декабря 2008 г. № 325.

Утвержденные нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии от котельной «Западная» отсутствуют.

3.14. Оценка тепловых потерь в тепловых сетях

Оценка тепловых потерь в магистральных тепловых сетях в системе теплоснабжения от котельной «Западная» проводилась на основании данных расчётов, проводимых ООО «СКМ Энергосервис». Результаты расчетов тепловых потерь через изоляцию трубопроводов тепловых сетей и с утечками теплоносителя за 2009 – 2012 гг. представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5

№ п/п	Показатель	Размерность	2009	2010	2011	2012
1	Потери тепловой энергии, в т.ч.:	Гкал	13785,5	13995,35	14994,14	14988,55
2	- через изоляционные конструкции теплопроводов	Гкал	13239,98	13247,85	13994,07	13956,9
3	- то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	10,04	9,77	10,34	10,76
4	- с утечкой теплоносителя	Гкал	545,52	747,5	1000,07	1031,65
5	- то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	0,41	0,55	0,74	0,80
6	Потери теплоносителя	м ³	14824,39	14830,98	15999,63	15947,28

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети отсутствуют.

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

Система теплоснабжения закрытая, присоединение систем отопления по зависимой схеме с элеваторным (преобладающая) и насосным смешением. Приготовление горячей воды осуществляется в ИТП. Подогреватели ГВС подключены по последовательной схеме.

Значения суммарной тепловой нагрузки, покрываемой котельной «Западная», представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6

Источник тепло-снабжения	Тепловая нагрузка, Гкал/ч			
	Отопление	Вентиляция	ГВС, (среднед.)	Суммарная
Котельная «Западная»	52,4	-	4,3	56,7

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

Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7

Источник тепло-снабжения	Балансовая принадлежность тепловых сетей	Эксплуатирующая организация	Обеспеченность потребителей приборами учета по годам, %						
			2013	2014	2015	2016	2017	2018 - 2022	2023 - 2027
Котельная «Западная»	ООО «СКМ Энергосервис»	ООО «СКМ Энергосервис»	45	48	51	55	60	95	100

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

Аварийно-диспетчерская служба является структурным подразделением ООО «СКМ Энергосервис» и в своей деятельности подчиняется непосредственно начальнику производства.

Цель деятельности службы является осуществление круглосуточного оперативного диспетчерского управления оборудованием, задачами которого являются:

- ведение требуемого режима работы;
- производство переключений, пусков и остановов;
- локализация аварийных нарушений и восстановление режима работы;
- подготовка к производству ремонтных работ.

В своей деятельности служба руководствуется следующими основными документами:

- правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ (РД 34.20.501-95);
- правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок;
- правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды ПБ 10-573-03
- типовой инструкцией по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения МДК 4-02.2001
- ПТБ при эксплуатации электроустановок;
- межотраслевыми правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок (Изд. НИ, ЭНАС2001г.);
- ПТБ при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей (РД 34.03.201-97) Изд. НИ, ЭНАС 1997 г.;
- межотраслевыми правилами по охране труда при работе на высоте;
- правилами пожарной безопасности для энергетических предприятий (РД 153-34.0-03.301-00);
- правилами по организации работы с персоналом на предприятиях и учреждениях энергетического производства (РД 34.12.102-94).

В соответствии с возложенными задачами служба выполняет следующие функции:

- осуществляет оперативный контроль и координацию действий при эксплуатации и ремонте квартальных тепловых сетей, сетей горячего водоснабжения, ЦТП ГВС, котельных.

- осуществляет прием и оформление заявок на вывод в ремонт оборудования эксплуатационных районов и представляет их техническому директору. Разрешение на вывод в ремонт оборудования и производство работ дает технический директор. Заявка подается в диспетчерскую службу за двое суток до планируемого начала работ.

Аварийно-диспетчерскую службу ООО «СКМ Энергосервис» возглавляет начальник ДС. На должность начальника ДС приказом генерального директора ООО «СКМ Энергосервис» назначается лицо, имеющее высшее техническое образование или средне-техническое образование и стаж работы по оперативному управлению производством не менее 3 лет.

В подчинении начальника ДС находятся диспетчер и водитель дежурной машины (в оперативном подчинении).

Диспетчер осуществляет контроль за работой оборудования, ликвидацией аварий, гидравлическими испытаниями, включением нового оборудования, ведет необходимую документацию. В обязанности диспетчера входит: обработка оперативной информации, ведение оперативных переговоров, работой с заявками по потребителям неплательщикам,

Для ликвидации аварийных ситуаций на оборудовании и тепловых сетях диспетчер координирует работу бригады УАВР, а также контролирует выполнение заявок выездных

бригад УРВР. После устранения нарушений в работе оборудования диспетчер докладывает в дневное время начальнику ДС, техническому директору и по его указанию начальнику производства или другим руководителям о проделанной работе и принятых мерах по восстановлению нормального режима.

Численный состав службы устанавливается штатным расписанием, утвержденным генеральным директором ООО «СКМ Энергосервис».

3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций

Данные не предоставлены.

3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

Данные не предоставлены.

3.21. Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию

Бесхозяйные тепловые сети в системе теплоснабжения г. Пенза от котельной «Западная» не выявлены.

Часть 4. Зона действия источника тепловой энергии

4.1. Описание существующей зоны действия котельной «Западная» во всех системах теплоснабжения на территории городского округа

Существующая зона действия котельной «Западная» на территории городского округа представлена на рис. 4.1.

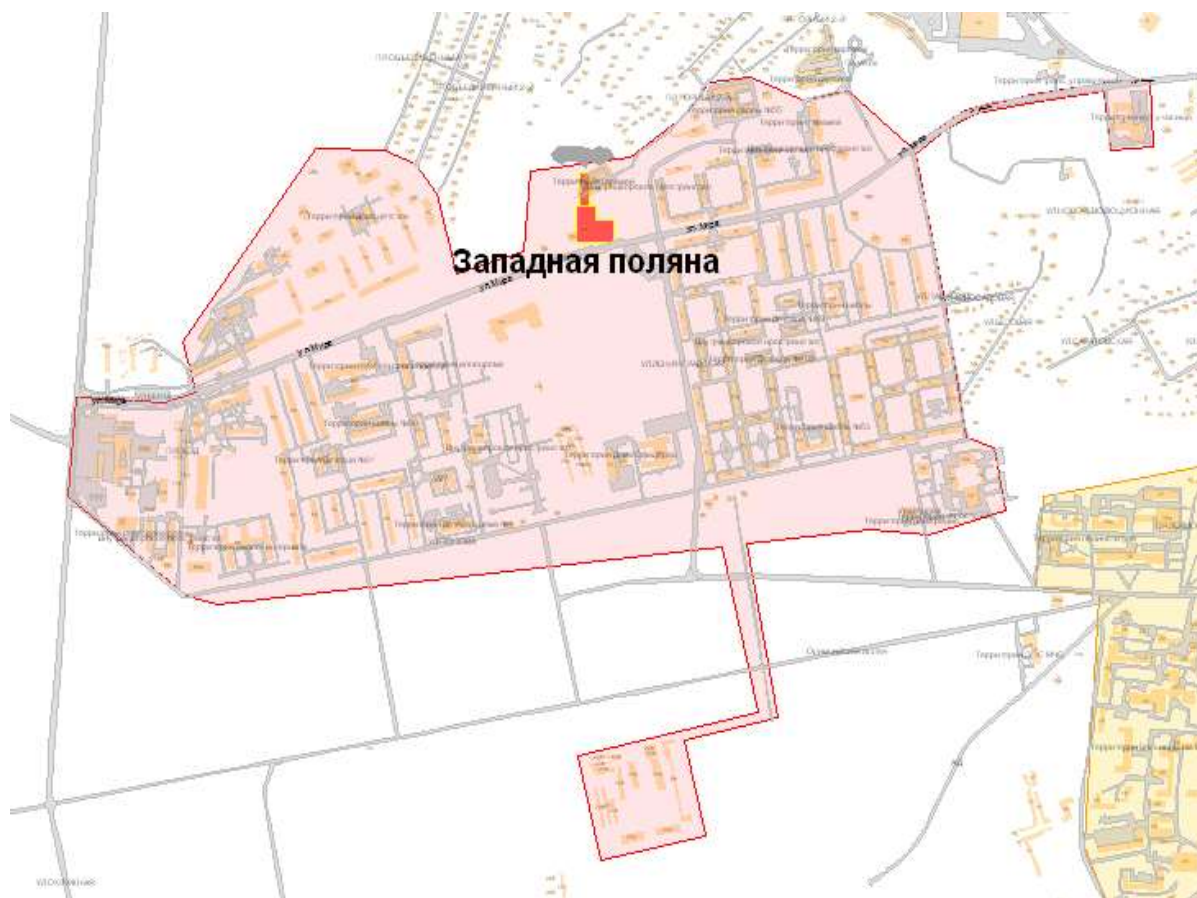


Рис. 4.1. Существующая зона действия котельной «Западная»

Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зоне действия источника тепловой энергии

5.1. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха по видам теплоснабжения

Зона действия котельной «Западная» на схеме города с расчетными элементами территориального деления, входящими в зону действия, представлена на рис. 5.1.

Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления, входящих в зону действия котельной, при расчетных температурах наружного воздуха по видам теплоснабжения представлены в таблице 5.1.

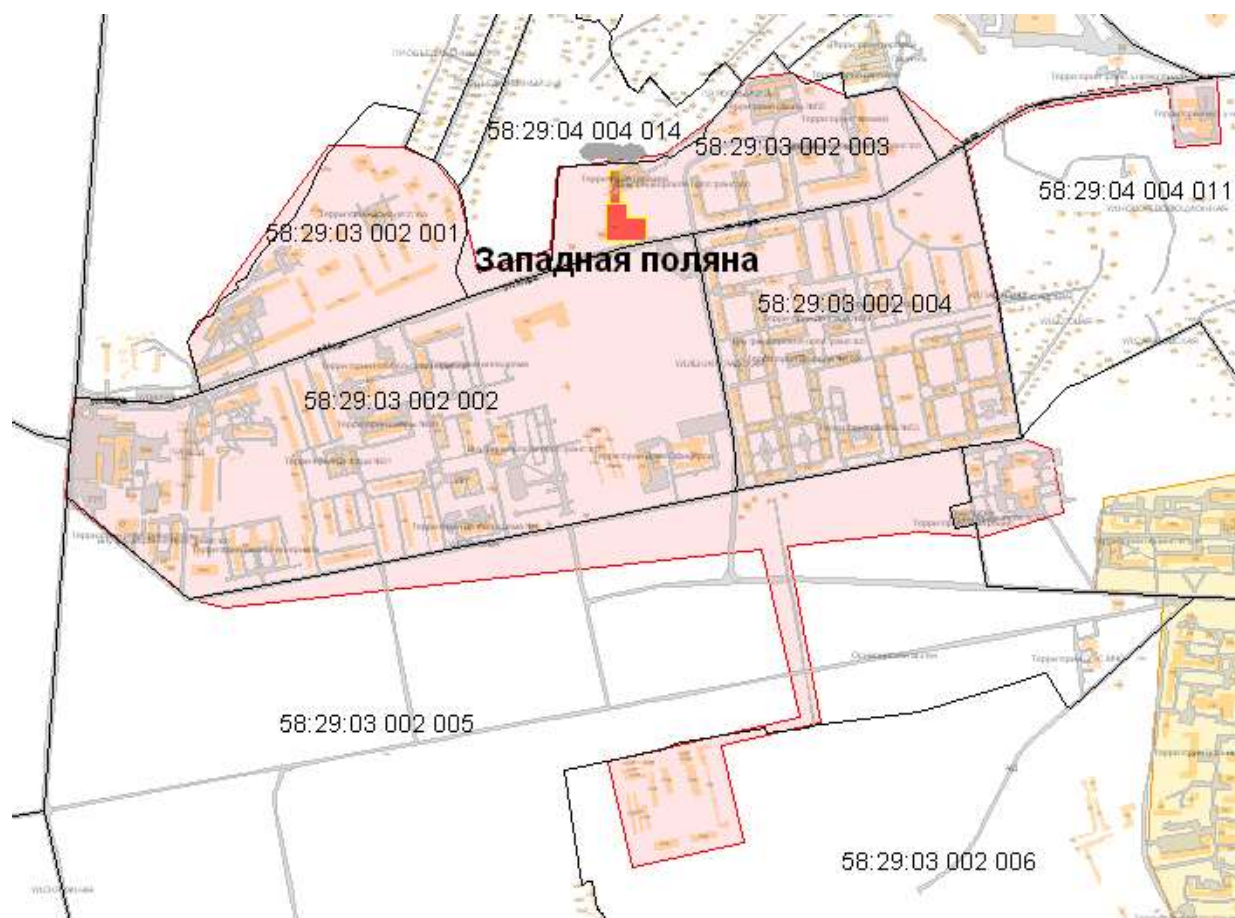


Рис. 5.1. Зона действия котельной «Западная» на схеме города с расчетными элементами территориального деления

Таблица 5.1

№ п/п	Номер квартала	Площадь микрорайона, м ²	Площадь застройки, м ²	Жилая площадь, м ²	Площадь зданий, м ²	Количество жителей, чел.	Расчетная тепловая нагрузка отопления, Гкал/ч	Расчетная тепловая нагрузка вентиляции, Гкал/ч	Расчетная тепловая нагрузка ГВС (средне-недельный), Гкал/ч	Итого, Гкал/ч
1	3002002	516597,16	266781,2	195224	32010,5	8927	20,31	0,00	2,54	22,85
2	3002004	269426,41	176975,1	146417,4	11548,4	6695	13,26	0,00	0,15	13,41
3	3002006	-	-	0	42696,6	0	4,14	0,00	0,33	4,47
4	4004010	-	-	906	4239,1	42	0,74	0,00	0,01	0,76
5	3002001	146642,11	90317	72614,1	1698,1	3321	8,51	0,00	0,82	9,33
6	3002003	141239,95	91595,2	58854,6	1071,3	2692	5,39	0,00	0,43	5,82
7	4002011	-	-	851,2	0	39	0,09	0,00	0,00	0,09

5.2. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом по видам теплопотребления

Средние значения температуры наружного воздуха в отопительном периоде и его продолжительность определены на основании соответствующих фактических данных, полученных за последние 5 лет для г. Пензы. Средняя температура наружного воздуха за отопительный период равна минус 2,1 °С. Число часов работы за отопительный и неотапливаемый периоды – 4968 ч и 3792 ч, соответственно. Результаты расчетов, представленные в данном разделе, получены с учетом указанных значений.

Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом по видам теплопотребления представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2

№ п/п	Наименование квартала	Потребление тепловой энергии на отопление и вентиляцию за отопительный период, Гкал	Потребление тепловой энергии на ГВС за отопительный период, Гкал	Суммарное потребление тепловой энергии за отопительный период, Гкал	Потребление тепловой энергии на ГВС за неотапливаемый период, Гкал	Суммарное потребление тепловой энергии за год, Гкал
1	3002002	43150,0	12609,9	55759,9	8772,1	64532,0
2	3002004	28170,9	737,3	28908,1	512,9	29421,0
3	3002006	8803,5	1620,6	10424,1	1127,3	11551,4
4	4004010	1581,7	63,6	1645,3	44,2	1689,5
5	3002001	18083,2	4094,5	22177,8	2848,4	25026,1
6	3002003	11454,2	2114,0	13568,3	1470,6	15038,9
7	4002011	195,9	0,0	195,9	0,0	195,9

Данные по подключённой тепловой нагрузке котельной и потерям в тепловой сети в период с 2009 по 2012 гг. представлены в таблице 5.3 и на рис. 5.2.

Таблица 5.3

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2009	2010	2011	2012
1	Присоединённая тепловая нагрузка котельной в горячей воде, в т.ч:	Гкал/ч	51,9	55,1	57,1	56,7
1.1	жилые здания	Гкал/ч	33,2	35,3	36,6	36,3
1.2	общественные здания	Гкал/ч	18,6	19,8	20,5	20,4
1.3	прочее	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Тепловая нагрузка котельной:	-	-	-	-	-
2.1	отопление	Гкал/ч	49,5	51,3	52,8	52,4
2.2	вентиляция	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2009	2010	2011	2012
2.3	ГВС (средненедельное)	Гкал/ч	2,4	3,8	4,4	4,3
2.4	ГВС (максимальное)	Гкал/ч	5,8	9,0	10,4	10,3
3	Потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/ч	1,64	1,66	1,78	1,78

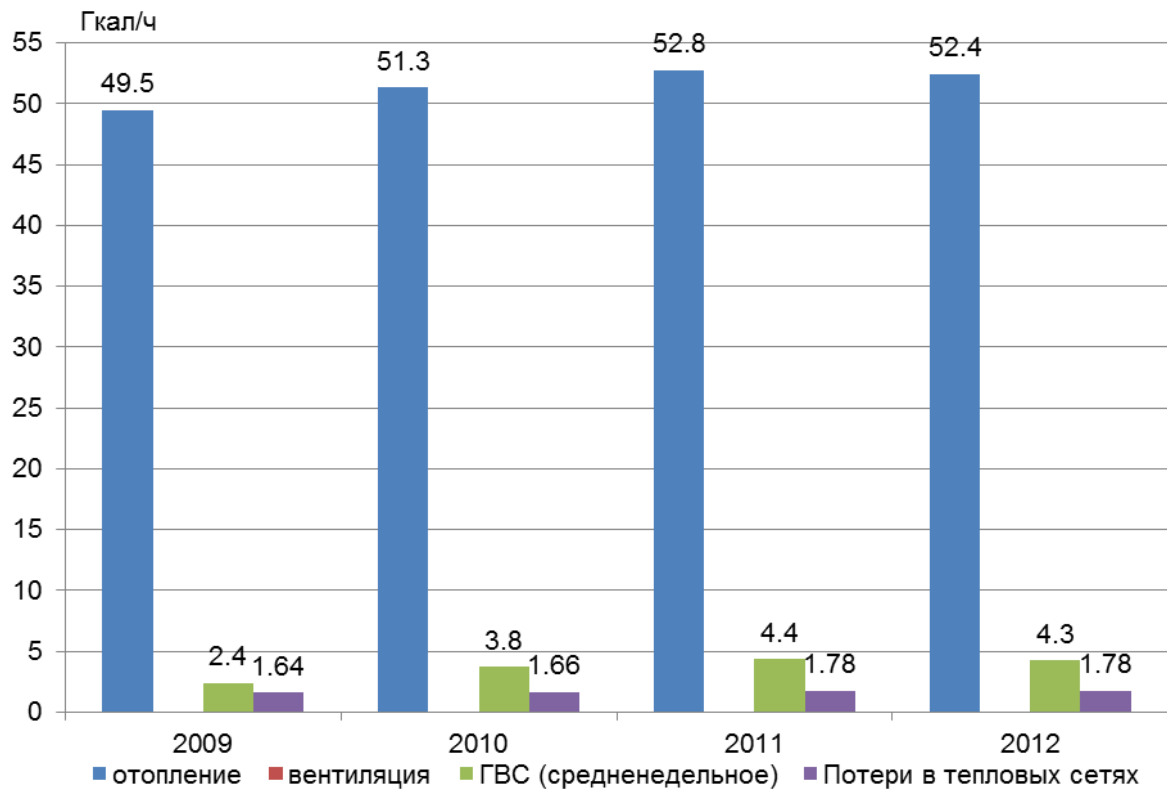


Рис. 5.2. Присоединённая тепловая нагрузка котельной «Западная» в период с 2009 по 2012 гг.

5.3. Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение

Приказом № 89 от 20 августа 2012 г. Управления по регулированию тарифов и энергосбережению Пензенской области установлены нормативы потребления тепловой энергии и горячего водоснабжения, представленные в таблицах 5.4, 5.5 и 5.6

Таблица 5.4

Муниципальное образование	Норматив потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых помещениях многоквартирных и жилых домов до 1999 года постройки (включительно) в зависимости от площади ограждающих конструкций и окон (исходя из этажности), Гкал на 1 кв.м общей площади всех помещений в многоквартирном доме или жилого дома, в месяц	Норматив потребления коммунальной услуги по отоплению на общедомовые нужды многоквартирных домов до 1999 года постройки (включительно) в зависимости от площади ограждающих конструкций и окон (исходя из этажности), Гкал на 1 кв.м общей площади всех помещений в многоквартирном доме, в месяц	Норматив потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых помещениях многоквартирных и жилых домов после 1999 года постройки, Гкал на 1 кв.м общей площади всех помещений в многоквартирном доме или жилого дома, в месяц	Норматив потребления коммунальной услуги по отоплению на общедомовые нужды многоквартирных домов после 1999 года постройки, Гкал на 1 кв.м общей площади всех помещений в многоквартирном доме, в месяц
1-4 этажные	0,034	0,034	0,0113	0,0113
5,7-9 этажные	0,027	0,027		
6 этажные	0,021	0,021		
10-15 этажные	0,026	0,026		
16 этажные	0,029	0,029		

Таблица 5.5

Вид степени благоустройства	Этажность	Норматив потребления горячей воды, куб. м на 1 кв. м общей площади помещений, входящих в состав общего имущества в многоквартирном доме, в месяц
Для многоквартирных домов с централизованным горячим водоснабжением, оборудованных душем	1	0,09
	2	0,09
	3	0,10
	4	0,07
	5	0,08
	6	0,09
	7	0,07
	8	0,07
	9	0,07
	10 и выше	0,07
Для многоквартирных домов с централизованным горячим водоснабжением, оборудованных ванной различной длины с душем	1	0,10
	2	0,10
	3	0,11
	4	0,08
	5	0,09
	6	0,10
	7	0,07
	8	0,08

	9	0,07
	10 и выше	0,08
Для многоквартирных домов, построенных по типу общежитий, с централизованным горячим водоснабжением, в том числе:		
с общими душевыми	1	0,05
	2	0,05
	3	0,05
	4	0,03
	5	0,04
	9	0,03
с душем при всех жилых комнатах	1	0,06
	2	0,06
	3	0,06
	4	0,04
	5	0,05
	9	0,04
с общими кухнями и общими блоками на этажах	1	0,07
	2	0,07
	3	0,07
	4	0,05
	5	0,06
	9	0,04
с общими кухнями и блоками душевых на этажах при жилых комнатах в каждой секции здания	1	0,07
	2	0,07
	3	0,07
	4	0,05
	5	0,06
	6	0,07
	9	0,05

Таблица 5.6

Вид степени благоустройства	Норматив потребления горячей воды в жилых помещениях, куб. м на 1 человека, в месяц
Для жилых и многоквартирных домов с централизованным горячим водоснабжением, оборудованных душем	2,35
Для жилых и многоквартирных домов с централизованным горячим водоснабжением, оборудованных:	-
ванной длиной 1200 мм с душем	2,82
ванной длиной 1500 -1700 мм с душем	3,2
Для многоквартирных домов, построенных по типу общежитий с централизованным горячим водоснабжением, в том числе:	-
с общими душевыми	0,65
с душем при всех жилых комнатах	1,03
с общими кухнями и общими блоками на этажах	1,49
с общими кухнями и блоками душевых на этажах при жилых комнатах в каждой секции здания	1,69

Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии

6.1. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по котельной «Западная»

Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенная тепловая нагрузка котельной в период с 2008 по 2012 гг. представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2008	2009	2010	2011	2012
1	Установленная мощность котельной	Гкал/ч	106,5	106,5	106,5	106,5	106,5
2	Располагаемая мощность котельной	Гкал/ч	106,5	106,5	106,5	106,5	106,5
3	Собственные нужды котельной	Гкал/ч	2,80	0,62	1,47	1,47	1,88
4	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	103,70	105,88	105,03	105,03	104,62
5	Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	-	1,64	1,66	1,78	1,78
6	Присоединённая тепловая нагрузка	Гкал/ч	-	51,87	55,08	57,12	56,72

6.2. Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по котельной «Западная»

Резервы и дефициты тепловой мощности по котельной «Западная» представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2008	2009	2010	2011	2012
1	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	103,70	105,88	105,03	105,03	104,62
2	Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	-	1,64	1,66	1,78	1,78
3	Присоединённая тепловая нагрузка	Гкал/ч	-	51,87	55,08	57,12	56,72
4	Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	-	+52,38	+48,29	+46,12	+46,11

6.3. Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника к потребителю

По результатам расчета гидравлического режима работы системы теплоснабжения г. Пензы от котельной «Западная» трубопроводы тепловых сетей не имеют дефицита по пропускной способности.

6.4. Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения

В системе теплоснабжения от котельной «Западная» дефицита тепловой мощности не выявлено.

6.5. Резервы тепловой мощности нетто котельной «Западная» и возможности расширения технологической зоны действия котельной «Западная» в зоны действия с дефицитом тепловой мощности

На котельной «Западная» существуют резервы тепловой мощности. Имеется возможность расширения технологической зоны действия котельной в зоны с дефицитом тепловой мощности и зоны перспективной застройки в г. Пенза за счет резервов тепловой мощности нетто котельной «Западная».

Часть 7. Балансы теплоносителя

Данные о номинальной и располагаемой производительности водоподготовительной установки подпитки теплосети, а также емкости и количестве баков-аккумуляторов приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1

Наименование показателя	Ед. изм.	2008	2009	2010	2011	2012
Производительность ВПУ	т/ч	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5
Располагаемая производительность ВПУ	т/ч	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0
Собственные нужды	т/ч	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	Ед.	1	1	1	1	1
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м ³	600	600	600	600	600
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	5,15	5,15	5,15	5,15	5,15
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	5,15	5,15	5,15	5,15	5,15
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч	Данные фактического учёта отсутствуют				
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	т/ч	40	40	40	40	40
Резерв(+)/дефицит (-) ВПУ	Гкал/ч	10,35	10,35	10,35	10,35	10,35
Доля резерва	%	66,7	66,7	66,7	66,7	66,7

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

Основным топливом для котлоагрегатов котельной «Западная» является природный газ, резервным – топочный мазут.

Газ поступает по газопроводу от транзитного газопровода высокого давления через ГРС, далее через ГРП котельной.

Калорийность газа составляет 8054 ккал/м³, калорийность мазута - 9496 ккал/кг .

Количество сожжённого основного и резервного топлив за 2008-2012 гг. представлены в таблице 8.1 и на рис. 8.1.

Таблица 8.1

Наименование показателя	Единица измерения	2008	2009	2010	2011	2012
Затрачено условного топлива, в т.ч.:	тыс. тут	19644,22	19082,67	19424,33	22646,1	22459,69
природный газ	тыс. тут	19644,22	19082,67	19424,33	22646,1	22459,69
мазут	тыс. тут	0	0	0	0	0
Затрачено топлива, в т.ч.:	-	-	-	-	-	-
природный газ	тыс. м ³	17126,61	16566,87	16853,04	19624,0	19385,68
мазут	тыс. т	0	0	0	0	0

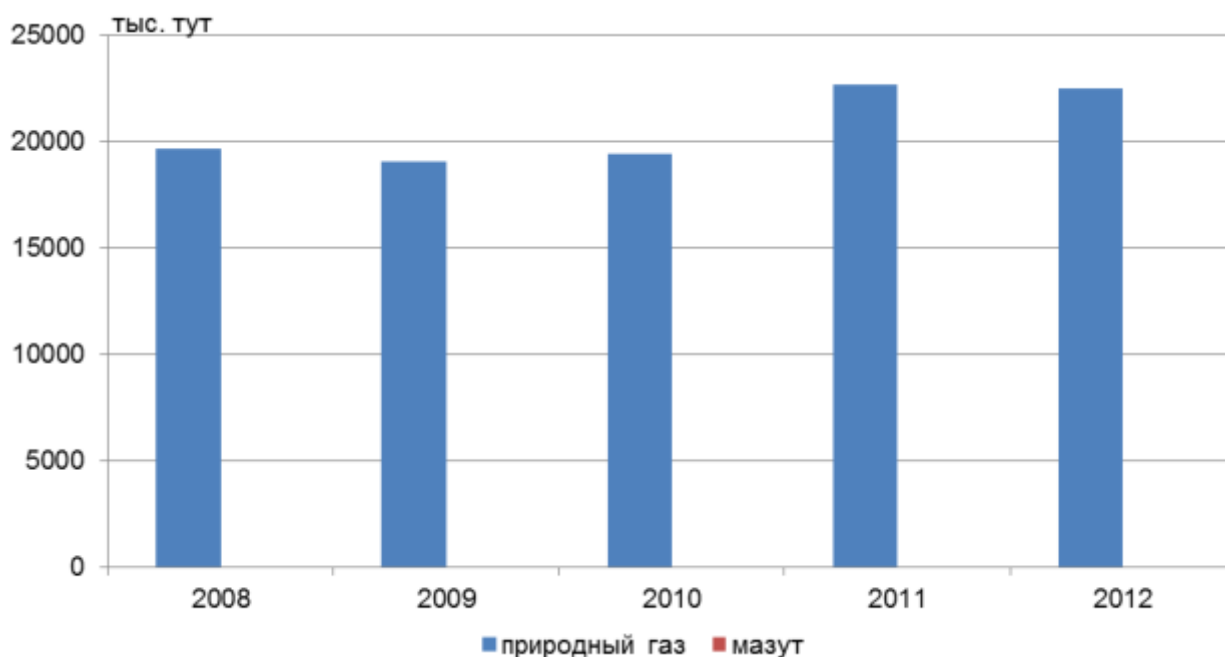


Рис. 8.1. Количество сожжённого основного и резервного топлив за 2008-2011 гг.

Часть 9. Надежность теплоснабжения

9.1. Описание показателей надежности (вероятность безотказной работы, коэффициент готовности, живучесть)

Оценка надежности теплоснабжения разрабатывается в соответствии с подпунктом «и» пункта 19 и пункта 46 Постановления Правительства от 22 февраля 2012 г. №154 «Требования к схемам теплоснабжения». Нормативные требования к надёжности теплоснабжения установлены в СНиП 41.02.2003 «Тепловые сети» в части пунктов 6.27-6.31 раздела «Надежность». В СНиП 41.02.2003 надежность теплоснабжения определяется по способности проектируемых и действующих источников теплоты, тепловых сетей и в целом систем централизованного теплоснабжения обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения (отопления, вентиляции, горячего водоснабжения), а также технологических потребностей предприятий в паре и горячей воде, обеспечивать нормативные показатели вероятности безотказной работы, коэффициент готовности и живучести.

Расчет показателей системы с учетом надежности должен производиться для конечного потребителя. При этом минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать для источника теплоты 0,97, для тепловых сетей 0,9, для потребителя теплоты 0,99.

Минимально допустимый показатель вероятности безотказной работы системы централизованного теплоснабжения в целом следует принимать равным 0,86.

Нормативные показатели безотказности тепловых сетей обеспечиваются следующими мероприятиями:

- установлением предельно допустимой длины нерезервированных участков теплопроводов (тупиковых, радиальных, транзитных) до каждого потребителя или теплового пункта;
- местом размещения резервных трубопроводных связей между радиальными теплопроводами;
- достаточностью диаметров выбираемых при проектировании новых или реконструируемых существующих теплопроводов для обеспечения резервной подачи теплоты потребителям при отказах;
- необходимостью замены на конкретных участках тепловых сетей, теплопроводов и конструкций на более надежные, а также обоснованность перехода на надземную или тоннельную прокладку;
- очередностью ремонтов и замен теплопроводов, частично или полностью утративших свой ресурс.

Готовность системы теплоснабжения к исправной работе в течение отопительного периода определяется по числу часов ожидания готовности источника теплоты, тепловых сетей, потребителей теплоты, а также числу часов нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности.

Минимально допустимый показатель готовности системы централизованного теплоснабжения к исправной работе принимается равным 0,97 (СНиП 41.02.2003 «Тепловые сети»).

Нормативные показатели готовности систем теплоснабжения обеспечиваются следующими мероприятиями:

- готовностью систем централизованного теплоснабжения к отопительному сезону;
- достаточностью установленной (располагаемой) тепловой мощности источника тепловой энергии для обеспечения исправного функционирования системы централизованного теплоснабжения при нерасчетных похолоданиях;
- способностью тепловых сетей обеспечить исправное функционирование системы централизованного теплоснабжения при нерасчетных похолоданиях;
- организационными и техническими мерами, необходимыми для обеспечения исправного функционирования системы централизованного теплоснабжения на уровне заданной готовности;
- максимально допустимым числом часов готовности для источника теплоты.

Потребители теплоты по надежности теплоснабжения делятся на три категории. Первая категория – потребители, не допускающие перерывов в подаче расчетного количества теплоты и снижения температуры воздуха в помещениях ниже предусмотренных ГОСТ 30494. Например, больницы, родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, картинные галереи, химические и специальные производства, шахты и т.п. Вторая категория – потребители, допускающие снижение температуры в жилых и общественных зданий до 12 °С, промышленных зданий до - 8 °С.

9.2. Методика определения надёжности работы теплосети

Расчёт надёжности работы теплосети от котельной «Западная» выполняется в соответствии с «Методическими рекомендациями....» Минэнерго [34].

Расчет вероятности безотказной работы тепловой сети по отношению к каждому потребителю рекомендуется выполнять с применением приведённого ниже алгоритма.

1. Определить путь передачи теплоносителя от источника до потребителя, по отношению к которому выполняется расчет вероятности безотказной работы тепловой сети.

2. На первом этапе расчета устанавливается перечень участков теплопроводов, составляющих этот путь.

3. Для каждого участка тепловой сети устанавливаются: год его ввода в эксплуатацию, диаметр и протяженность.

4. На основе обработки данных по отказам и восстановлениям (времени, затраченном на ремонт участка) всех участков тепловых сетей за несколько лет их работы устанавливаются следующие зависимости:

λ_0 - средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов участков в конкретной системе теплоснабжения при продолжительности эксплуатации участков от 3 до 17 лет, 1/(км·год);

λ_0 - средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 1 до 3 лет, 1/(км·год);

λ_0 - средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 17 и более лет, 1/(км·год).

Частота (интенсивность) отказов каждого участка тепловой сети измеряется с помощью показателя λ_i , который имеет размерность 1/(км·год). Интенсивность отказов всей тепловой сети (без резервирования) по отношению к потребителю представляется как последовательное (в смысле надежности) соединение элементов при котором отказ одного из всей совокупности элементов приводит к отказу все системы в целом. Средняя вероятность безотказной работы системы, состоящей из последовательно соединенных элементов, будет равна произведению вероятностей безотказной работы:

$$P_c = \prod_{i=1}^{i=N} P_i = e^{-\lambda_1 L_1 t} \times e^{-\lambda_2 L_2 t} \times \dots \times e^{-\lambda_n L_n t} = e^{-t \sum_{i=1}^{i=N} \lambda_i L_i} = e^{-\lambda_c t}.$$

Интенсивность отказов всего последовательного соединения равна сумме интенсивностей отказов на каждом участке:

$$\lambda_c = \lambda_1 L_1 + \lambda_2 L_2 + \dots + \lambda_n L_n, 1/\text{час},$$

где L - протяженность каждого участка, км.

Для описания параметрической зависимости интенсивности отказов рекомендуется использовать зависимость от срока эксплуатации, следующего вида, близкую по характеру к распределению Вейбулла:

$$\lambda(t) = \lambda_0 (0,1\tau)^{\alpha-1},$$

где τ - срок эксплуатации участка, лет.

Для распределения Вейбулла рекомендуется использовать следующие эмпирические коэффициенты:

$$\alpha = \begin{cases} 0,8 & \text{при } 1 < \tau \leq 3 \\ 1 & \text{при } 3 < \tau \leq 17 \\ 0,5 \times e^{(\tau/20)} & \text{при } \tau > 17 \end{cases}$$

Поскольку статистические данные о технологических нарушениях не были предоставлены котельной «Западная», то среднее значение интенсивности отказов принимается равным $\lambda_0 = 0,05$ 1/(год·км).

Значения интенсивности отказов $\lambda(t)$ в зависимости от продолжительности эксплуатации t при значении $\lambda_0 = 0,05$ 1/(год·км) представлены в таблице 9.1 и на рис. 9.1.

Таблица 9.1

Наименование показателя	Продолжительность работы участка теплосети, лет									
	1	3	4	5	10	15	20	25	30	35
Значение коэффициента α , ед	0,80	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,36	1,75	2,24	2,88
Интенсивность отказов $\lambda(t)$, 1/(год·км)	0,079	0,0636	0,050	0,050	0,050	0,050	0,0641	0,0990	0,1954	0,525

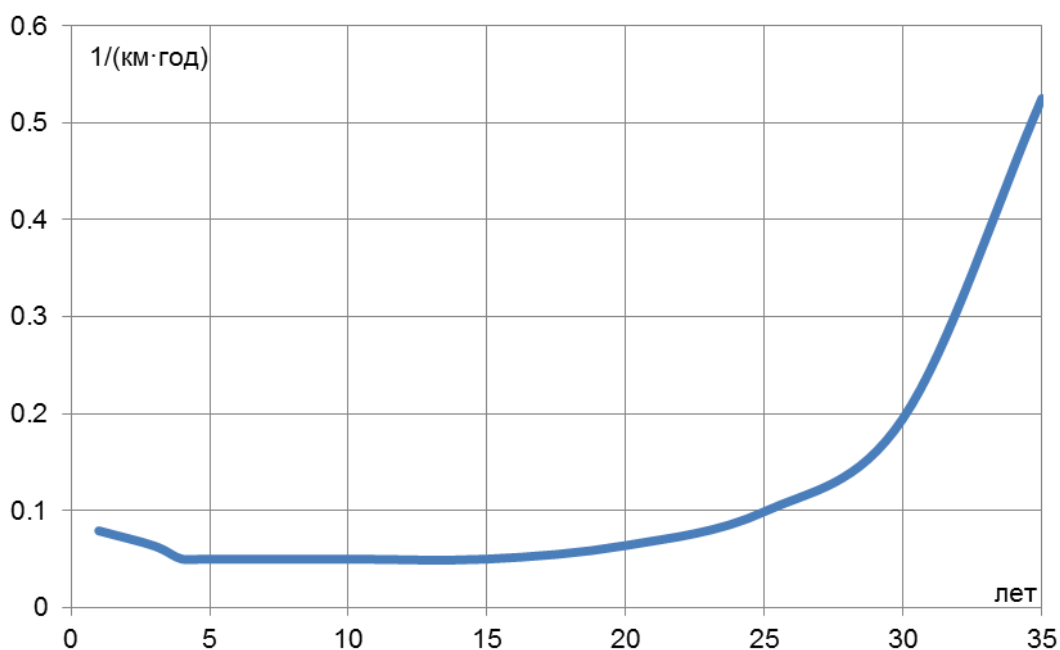


Рис. 9.1. Интенсивность отказов в зависимости от срока эксплуатации участка тепловой сети

При использовании данной зависимости следует помнить о некоторых допущениях, которые были сделаны при отборе данных:

- она применима только тогда, когда в тепловых сетях существует четкое разделение на эксплуатационный и ремонтный периоды;
- в ремонтный период выполняются гидравлические испытания тепловой сети после каждого отказа.

5. По данным региональных справочников по климату о среднесуточных температурах наружного воздуха за последние десять лет строят зависимость повторяемости температур наружного воздуха (график продолжительности тепловой нагрузки отопления). При отсутствии этих данных зависимость повторяемости температур наружного воздуха для местоположения тепловых сетей принимают по данным СНиП 2.01.01.82 или Справочника «Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей».

6. С использованием данных о теплоаккумулирующей способности объектов теплопотребления (зданий) определяют время, за которое температура внутри отапливаемого помещения снизится до температуры, установленной в критериях отказа теплоснабжения. Отказ теплоснабжения потребителя – событие, приводящее к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже $+12\text{ }^{\circ}\text{C}$, в промышленных зданиях

ниже +8 °С (СНиП 41-02-2003. Тепловые сети).

Для расчета времени снижения температуры в жилом здании используют формулу:

$$t_b = t_n + \frac{Q_o}{q_o V} + \frac{t'_b - t_n - \frac{Q_o}{q_o V}}{\exp(z/\beta)}$$

где t_b - внутренняя температура, которая устанавливается в помещении через время z в часах, после наступления исходного события, °С; z - время отсчитываемое после начала исходного события, ч; t'_b - температура в отапливаемом помещении, которая была в момент начала исходного события, °С; t_n - температура наружного воздуха, усредненная на периоде времени z , °С; Q_o - подача теплоты в помещение, Дж/ч; $q_o V$ - удельные расчетные тепловые потери здания, Дж/(ч×°С); β - коэффициент аккумуляции помещения (здания), ч.

Для расчет времени снижения температуры в жилом здании до +12°С при внезапном прекращении теплоснабжения эта формула при $\frac{Q_o}{q_o V} = 0$ имеет следующий вид:

$$z = \beta \times \ln \left(\frac{t_b - t_n}{t_{b,a} - t_n} \right)$$

где $t_{b,a}$ – внутренняя температура, которая устанавливается критерием отказа теплоснабжения (+12 °С для жилых зданий).

Расчет проводится для каждой градации повторяемости температуры наружного воздуха.

Расчет времени снижения температуры внутри отапливаемого помещения для города Пенза при коэффициенте аккумуляции жилого здания $\beta = 40$ часов приведён в таблице 9.2. Продолжительность отопительного периода составляет 4968 ч.

Таблица 9.2

Температура наружного воздуха, °С	Повторяемость температур наружного воздуха, ч	Время снижения температуры воздуха внутри отапливаемого помещения до +12 °С
8	1032	36,65
3	1032	20,43
-2	1128	14,27
-7	744	10,98
-12	576	8,93
-17	312	7,52
-22	120	6,50
-27	24	5,72
-29	0	5,46

7. На основе данных о частоте (потоке) отказов участков тепловой сети, повторяемости температур наружного воздуха и данных о времени восстановления (ремонта) элемента (участка, НС, компенсатора и т.д.) тепловых сетей определяют вероятность отказа теплоснабжения потребителя.

В случае отсутствия достоверных данных о времени восстановления теплоснабжения потребителей рекомендуется использовать эмпирическую зависимость для времени, необходимым для ликвидации повреждения, предложенную Е.Я. Соколовым [33]:

$$z_p = a \left[1 + (b + c \times L_{c.3}) D^{1.2} \right],$$

где a , b , c - постоянные коэффициенты, зависящие от способа укладки теплопровода (подземный, надземный) и его конструкции, а также от способа диагностики места повреждения и уровня организации ремонтных работ; $L_{c.3}$ - расстояние между секционирующими задвижками, м; D - условный диаметр трубопровода, м.

Согласно рекомендациям [33] для подземной прокладки теплопроводов в непроходных каналах значения постоянных коэффициентов равны:

$$a=6; b=0,5; c=0,0015.$$

Значения расстояний между секционирующими задвижками $L_{c.3}$ берутся из соответствующей базы электронной модели. Если эти значения в базах модели не определены, тогда расчёт выполняется по значениям, определённым СНиП41-02-2003 «Тепловые сети»:

$$L_{c.3} = \begin{cases} \leq 1000 \text{ м при } D_i \geq 100 \text{ мм} \\ \leq 1500 \text{ м при } 400 < D_i \leq 500 \text{ мм} \\ \leq 3000 \text{ м при } D_i \geq 600 \text{ мм} \\ \leq 5000 \text{ м при } D_i \geq 900 \text{ мм} \end{cases}$$

Расчет выполняется для каждого участка, входящего в путь от источника до абонента:

- вычисляется время ликвидации повреждения на i -м участке;
- по каждой градации повторяемости температур вычисляется допустимое время проведения ремонта;
- вычисляется относительная и накопленная частота событий, при которых время снижения температуры до критических значений меньше чем время ремонта повреждения;
- вычисляются относительные доли и поток отказов участка тепловой сети, способный привести к снижению температуры в отапливаемом помещении до температуры $+12$ °С:

$$\bar{z} = \left(1 - \frac{z_{i,j}}{z_p} \right) \times \frac{\tau_j}{\tau_{он}};$$

$$\bar{\omega} = \lambda_i \times L_i \times \sum_{j=1}^{j=N} \bar{z}_{i,j}.$$

- вычисляется вероятность безотказной работы участка тепловой сети относительно абонента

$$p_i = \exp(-\bar{\omega}_i).$$

9.3. Расчёт надёжности работы теплосети котельной «Западная»

Для расчёта надёжности работы теплосети котельной «Западная» выбирается участок теплосети Котельная – ТК-210 (рис. 9.2).



Рис. 9.2. Расчётный участок теплосети от котельной «Западная» до ТК-210

Результаты расчёта участка Котельная – ТК-210 приведены в таблице 9.3.

Таблица 9.3

Наименование участка		L, м	Год ввода	D _y , мм	z _p , ч	λ, 1/(км·год)	Σz̄, ед	ω̄, ед.	P, ед	ПР, ед
Начало	Конец									
Котельная	ТК-101	20	1971	500	7,6584	2,9256	0,0060	0,0004	0,99965	0,99965
ТК-101	ТК-201	25	1971	400	7,2688	2,9256	0,0036	0,0003	0,99974	0,99939
ТК-201	ТК-202	45	1971	400	7,2688	2,9256	0,0036	0,0005	0,99953	0,99892
ТК-202	ТК-203	85	1971	400	8,4677	2,9256	0,0142	0,0035	0,99648	0,99540
ТК-203	ТК-203А	110	1971	300	7,7473	2,9256	0,0070	0,0022	0,99776	0,99317
ТК-203А	ТК-204	80	1971	300	7,7473	2,9256	0,0070	0,0016	0,99837	0,99155
ТК-204	ТК-205	60	1971	300	7,7473	2,9256	0,0070	0,0012	0,99878	0,99033
ТК-205	ТК-206	112	1971	300	7,7473	2,9256	0,0070	0,0023	0,99772	0,98807
ТК-206	ТК-207	33	1971	250	7,4039	2,9256	0,0040	0,0004	0,99961	0,98769
ТК-207	ТК-207А	10	1971	250	7,4039	2,9256	0,0040	0,0001	0,99988	0,98757
ТК-207А	ТК-208	146	1971	250	7,0782	2,9256	0,0029	0,0012	0,99876	0,98635
ТК-208	ТК-209	70	1971	250	7,0782	2,9256	0,0029	0,0006	0,99941	0,98577
ТК-209	ТК-210	83	1971	200	6,8249	2,9256	0,0019	0,0005	0,99953	0,98531

По результатам расчёта надёжности участка теплосети от котельной «Западная» представленного в таблице 9.3, вероятность безаварийной работы участка Котельная – ТК-210 составляет 0,9853, что соответствует нормативному значению.

Вероятность безаварийной работы каждого элемента исследуемого участка теплосети от котельной «Западная» представлены на рис. 9.3.

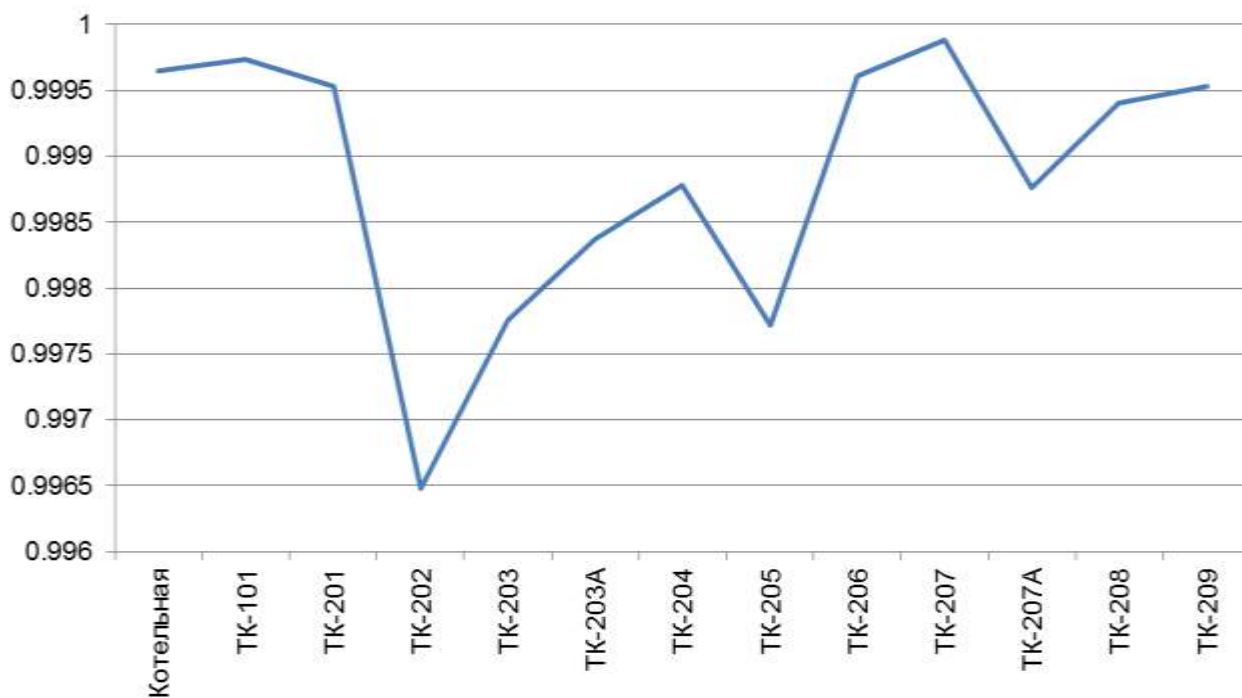


Рис. 9.3. Вероятность безаварийной работы каждого элемента участка Котельная – ТК-210

Раздел 10. Техничко-экономические показатели работы котельной

10.1. Описание результатов хозяйственной деятельности котельной «Западная» в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством Российской Федерации в «Стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями»

10.1.1. Общие положения

В настоящее время документ, определяющий стандарты раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями, органами регулирования не утвержден.

Теплосетевые организации и субъекты естественных монополий в области раскрытия информации руководствуются «Стандартами раскрытия информации организациями коммунального комплекса и субъектами естественных монополий, осуществляющими деятельность в сфере оказания услуг по передаче тепловой энергии» (Постановление № 1140 Правительства РФ от 30.12.09).

Регулируемыми организациями информация раскрывается путем:

а) опубликования в печатных средствах массовой информации, в которых в соответствии с законами субъектов Российской Федерации публикуются официальные материалы органов государственной власти, и (или) в печатных изданиях, в которых публикуются акты органов местного самоуправления, распространяемых в субъектах Российской Федерации и (или) муниципальных образованиях, на территории которых регулируемые организации осуществляют свою деятельность (далее - официальные печатные издания);

б) опубликования на официальном сайте в информационно-телекоммуникационной сети Интернет (далее - сеть Интернет) регулируемой организации, и (или) на официальном сайте в сети Интернет органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации (органа местного самоуправления), уполномоченного осуществлять контроль за соблюдением стандартов раскрытия информации, и (или) на ином официальном сайте в сети Интернет, определяемом Правительством Российской Федерации;

в) предоставления информации на основании письменных запросов потребителей товаров и услуг регулируемых организаций (далее соответственно - потребители, регулируемые товары и услуги).

Информация, подлежащая раскрытию в соответствии с Постановлением № 1140 Правительства РФ от 30.12.09, размещается регулируемой организацией на выбранных ею сайтах в сети Интернет из числа указанных в подпункте "б" пункта 3 настоящего документа и должна быть доступна в течение 5 лет.

Регулируемые организации обязаны сообщать по запросу потребителей адрес сайта в сети Интернет, на котором размещена информация, подлежащая раскрытию в соответствии с настоящим документом.

В официальных печатных изданиях (со ссылкой на адрес сайта в сети Интернет, на котором информация размещается в полном объеме) подлежит опубликованию информация,

указанная в пунктах 12, 16, 18, 23, 27, 29, 34, 38, 40, 45, 49, 51, 56 и 59 Постановления № 1140 Правительства РФ от 30.12.09.

На территориях, на которых отсутствует доступ к сети Интернет, информация раскрывается путем ее опубликования в официальных печатных изданиях в полном объеме, а также путем предоставления информации на основании письменных запросов потребителей.

Регулируемые организации в течение 5 рабочих дней со дня опубликования информации в официальных печатных изданиях (размещения на сайте в сети Интернет) в соответствии с настоящим документом сообщают в орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации (орган местного самоуправления), уполномоченный осуществлять контроль за соблюдением стандартов раскрытия информации, о раскрытии соответствующей информации с указанием официального печатного издания и (или) адреса сайта в сети Интернет, которые используются для размещения этой информации.

В случае раскрытия информации на официальном сайте в сети Интернет органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации (органа местного самоуправления), уполномоченного осуществлять контроль за соблюдением стандартов раскрытия информации, сообщение о раскрытии соответствующей информации в этот орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации и (или) орган местного самоуправления не направляется.

Перечень информации, подлежащей раскрытию в соответствии с настоящим документом, является исчерпывающим.

Одновременно с указанной в пункте Постановления № 1140 информацией о расходах на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств и расходах на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса, на сайте в сети Интернет публикуется информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по каждой из указанных статьей расходов.

Информация, подлежащая раскрытию в соответствии с Постановлением № 1140, предоставляется регулируемой организацией потребителю на основании письменного запроса о предоставлении информации.

Предоставление информации осуществляется в письменной форме посредством направления в адрес потребителя почтового отправления либо выдачи лично потребителю по месту нахождения регулируемой организации.

Регулируемые организации ведут учет письменных запросов потребителей, а также хранят копии ответов на такие запросы в течение 5 лет.

Потребитель в письменном запросе о предоставлении информации указывает регулируемую организацию, в которую направляет указанный запрос, а также свою фамилию, имя, отчество (наименование юридического лица), почтовый адрес, по которому должен быть направлен ответ, излагает суть заявления, подписывает запрос и проставляет дату, а также

указывает способ получения запрашиваемой информации (посредством почтового отправления или выдачи лично потребителю).

Поступивший в адрес регулируемой организации письменный запрос о предоставлении информации подлежит регистрации в день его поступления в регулирующую организацию с присвоением ему регистрационного номера и проставлением штампа соответствующей организации. Регулируемая организация не позднее 20 календарных дней со дня поступления запроса направляет раскрываемую в соответствии с настоящим документом информацию в адрес потребителя согласно избранному потребителем способу получения информации

10.1.2. Оценка полноты раскрытия информации котельной «Западная»

Котельная «Западная» находится на балансе ООО «СКМ Энергосервис» г. Пенза. Информация, формируемая в соответствии с Постановлением № 1140, публикуется на сайте ООО «SKMGroup» (<http://www.skmg.ru>), а так же в газете «Пензенская правда».

Полнота раскрытия информации в соответствии с Постановлением № 1140 Правительства РФ от 30.12.09 оценивается в таблице 10.1. по данным отчетности «СКМ Энергосервис» за 2012 г.

Таблица 10.1

№ п/п	Наименование информации в соответствии с Постановлением № 1140 от 30.12.2009	Наличие/отсутствие
Стандарты раскрытия информации в сфере теплоснабжения и в сфере горячего водоснабжения		
1.	В сфере теплоснабжения и сфере оказания услуг по передаче тепловой энергии раскрытию подлежит информация:	
	а) о ценах (тарифах) на регулируемые товары и услуги и надбавках к этим ценам (тарифам);	+
	б) об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности регулируемых организаций, включая структуру основных производственных затрат (в части регулируемой деятельности);	+
	в) об основных потребительских характеристиках регулируемых товаров и услуг регулируемых организаций и их соответствии государственным и иным утвержденным стандартам качества;	+
	г) об инвестиционных программах и отчетах об их реализации;	+
	д) о наличии (отсутствии) технической возможности доступа к регулируемым товарам и услугам регулируемых организаций, а также о регистрации и ходе реализации заявок на подключение к системе теплоснабжения;	+
	е) об условиях, на которых осуществляется поставка регулируемых товаров и (или) оказание регулируемых услуг;	+
	ж) о порядке выполнения технологических, технических и других мероприятий, связанных с подключением к системе теплоснабжения.	+
2.	Информация о ценах (тарифах) на регулируемые товары и услуги и надбавках к этим ценам (тарифам) содержит сведения:	
	а) об утвержденных тарифах на тепловую энергию (мощность);	+
	б) об утвержденных тарифах на передачу тепловой энергии (мощности);	+
	в) об утвержденных надбавках к ценам (тарифам) на тепловую энергию для потребителей;	+
	г) об утвержденных надбавках к тарифам регулируемых организаций на тепловую энергию и надбавках к тарифам регулируемых организаций на передачу тепловой энергии;	+
	д) об утвержденных тарифах на подключение создаваемых (реконструируемых) объектов недвижимости к системе теплоснабжения;	+

№ п/п	Наименование информации в соответствии с Постановлением № 1140 от 30.12.2009	Наличие/отсутствие
	е) об утвержденных тарифах регулируемых организаций на подключение к системе теплоснабжения.	+
3.	Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности регулируемых организаций, включая структуру основных производственных затрат (в части регулируемой деятельности), содержит сведения:	
	а) о виде регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии);	+
	б) о выручке от регулируемой деятельности (тыс. рублей);	+ ¹⁾
	в) о себестоимости производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности (тыс. рублей), включающей:	+ ¹⁾
	- расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность);	+ ¹⁾
	- расходы на топливо с указанием по каждому виду топлива стоимости (за единицу объема), объема и способа его приобретения;	+ ¹⁾
	- расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе, с указанием средневзвешенной стоимости 1 кВт·ч и об объеме приобретения электрической энергии;	+ ¹⁾
	- расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе;	+ ¹⁾
	- расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе;	+ ¹⁾
	- расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала;	+ ¹⁾
	- расходы на амортизацию основных производственных средств и аренду имущества, используемого в технологическом процессе;	+ ¹⁾
	- общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды;	+ ¹⁾
	- общехозяйственные (управленческие) расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды;	+ ¹⁾
	- расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств;	+ ¹⁾
	- расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса;	+ ¹⁾
	г) о валовой прибыли от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности (тыс. рублей);	+ ¹⁾
	д) о чистой прибыли от регулируемого вида деятельности с указанием размера ее расходования на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации по развитию системы теплоснабжения (тыс. рублей);	+ ¹⁾
	е) об изменении стоимости основных фондов, в том числе за счет ввода (вывода) их из эксплуатации (тыс. рублей);	+ ¹⁾
	ж) о годовой бухгалтерской отчетности, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему (раскрывается регулируемыми организациями, выручка от регулируемой деятельности которых превышает 80 процентов совокупной выручки за отчетный год);	+ ¹⁾
	з) об установленной тепловой мощности (Гкал/ч);	+
	и) о присоединенной нагрузке (Гкал/ч);	+
	к) об объеме вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии (тыс. Гкал);	+
	л) об объеме покупаемой регулируемой организацией тепловой энергии (тыс. Гкал);	+ ¹⁾
	м) об объеме тепловой энергии, отпускаемой потребителям, в том числе об объемах, отпущенных по приборам учета и по нормативам потребления (расчетным методом) (тыс. Гкал);	+
	н) о технологических потерях тепловой энергии при передаче по тепловым сетям (процентов);	+
	о) о протяженности магистральных сетей и тепловых вводов (в однотрубном исчислении) (км);	+
	п) о протяженности разводящих сетей (в однотрубном исчислении) (км);	+

№ п/п	Наименование информации в соответствии с Постановлением № 1140 от 30.12.2009	Наличие/отсутствие
	у) о среднесписочной численности основного производственного персонала (человек);	+
	ф) об удельном расходе условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть (кг у. т./Гкал);	+
	х) об удельном расходе электрической энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть (тыс. кВт·ч/Гкал);	+
	ц) об удельном расходе холодной воды на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть (куб. м/Гкал).	+
4.	Информация об основных потребительских характеристиках регулируемых товаров и услуг регулируемых организаций и их соответствии государственным и иным утвержденным стандартам качества содержит сведения:	+
5.	Информация об инвестиционных программах и отчетах об их реализации содержит наименование соответствующей программы, а также сведения:	
	а) о цели инвестиционной программы;	+ ¹⁾
	б) о сроках начала и окончания реализации инвестиционной программы;	+ ¹⁾
	в) о потребностях в финансовых средствах, необходимых для реализации инвестиционной программы, в том числе с разбивкой по годам, мероприятиям и источникам финансирования инвестиционной программы (тыс. рублей);	+ ¹⁾
	г) о показателях эффективности реализации инвестиционной программы, а также об изменении технико-экономических показателей регулируемой организации (с разбивкой по мероприятиям);	+ ¹⁾
	д) об использовании инвестиционных средств за отчетный год с разбивкой по кварталам, мероприятиям и источникам финансирования инвестиционной программы (тыс. рублей).	+ ¹⁾
6.	Информация 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 содержит сведения:	
	а) о количестве поданных и зарегистрированных заявок на подключение к системе теплоснабжения;	+
	б) о количестве исполненных заявок на подключение к системе теплоснабжения;	+
	в) о количестве заявок на подключение к системе теплоснабжения, по которым принято решение об отказе в подключении;	+
	г) о резерве мощности системы теплоснабжения. При использовании регулируемые организациями нескольких систем централизованного теплоснабжения информация о резерве мощности таких систем публикуется в отношении каждой системы централизованного теплоснабжения.	+
7.	Информация об условиях, на которых осуществляется поставка регулируемых товаров и (или) оказание регулируемых услуг, содержит сведения об условиях публичных договоров поставок регулируемых товаров, оказания регулируемых услуг, в том числе договоров на подключение к системе теплоснабжения.	+
8.	Информация о порядке выполнения технологических, технических и других мероприятий, связанных с подключением к системе теплоснабжения, содержит:	+
	а) форму заявки на подключение к системе теплоснабжения;	+
	б) перечень и формы документов, представляемых одновременно с заявкой на подключение к системе теплоснабжения;	+
	в) описание (со ссылкой на нормативные правовые акты) порядка действий заявителя и регулируемой организации при подаче, приеме, обработке заявки на подключение к системе теплоснабжения, принятии решения и уведомлении о принятом решении;	+
	г) телефоны и адреса службы, ответственной за прием и обработку заявок на подключение к системе теплоснабжения.	+

Примечание:¹⁾ Данные по ООО «СКМ Энергосервис» в целом.

Исходя из данных таблицы можно заключить, что информация, предоставляемая ООО «СКМ Энергосервис» является полной и соответствует «Стандартам раскрытия информации организациями коммунального комплекса и субъектами естественных монополий, осуществляющими деятельность в сфере оказания передаче тепловой энергии».

Информация для настоящего отчета о себестоимости производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности по котельной «Западная» была предоставлена ООО «СКМ Энергосервис» по запросу.

10.2. Техничко-экономические показатели работы котельной «Западная»

В соответствии с Техническим заданием и на основании данных, раскрываемых ООО «СКМ Энергосервис» в соответствии со «Стандартами раскрытия информации организациями коммунального комплекса и субъектами естественных монополий, осуществляющими деятельность в сфере оказания услуг по передаче тепловой энергии», проведена оценка технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций по состоянию на 31.12.2011.

Подключенная тепловая нагрузка в 2011 г. составила 57,12 Гкал/ч.

Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной в 2011 г. составил 135,279 тыс. Гкал. в год.

На собственные нужды котельной в 2011 г. было израсходовано 1,9 тыс. Гкал, что составляет в процентном соотношении 1,38%.

Средневзвешенный УРУТ (удельный расход условного топлива) на выработку тепловой энергии в 2011 году составил 157,98 кг у.т./Гкал.

Средневзвешенный УРУТ (удельный расход условного топлива) на отпуск тепловой энергии составил 188,27 кг у.т./Гкал.

Технологические потери тепловой энергии (нормативные) при передаче по тепловым сетям – 14,99 тыс. Гкал/год, что составляет в процентном соотношении 12,5%.

В качестве основного вида топлива используется природный газ.

Тариф на тепловую энергию в 2011 году составил 973,54 руб/Гкал,

Тариф на ГВС составил 77,03 руб./м³.

10.3. Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии котельной «Западная» г. Пенза

10.3.1. Сравнительный анализ производственных расходов товарного отпуска тепловой энергии

Проведен сравнительный анализ производственных расходов товарного отпуска тепловой энергии на основании данных публикуемой финансовой отчетности за три ретроспективных года.

Данные по производственным расходам товарного отпуска тепловой энергии по котельной «Западная» получены на основании показателей отчетности ООО «СКМ Энергосервис», публикуемых на сайте ООО «SKMGroup» (<http://www.skmq.ru>), а так же в газете «Пензенская правда». а так же данных предоставленных ООО «СКМ Энергосервис» по запросу для создания настоящего отчета.

На основании предоставленных данных и произведенных расчетов заполнена таблица 10.2. «Сравнительный анализ производственных расходов товарного отпуска тепловой энергии».

Калькулирование расходов, связанных с производством электрической и тепловой энергии, осуществляется в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 6 июля 1998 г. N 700 «О введении раздельного учета затрат по регулируемым видам деятельности в энергетике».

Распределение расхода топлива тепловых электростанций между электрической и тепловой энергией, осуществляемое в процессе калькулирования расходов на производство электрической и тепловой энергии, производится в соответствии с действующими нормативными актами.

Таблица 10.2

Наименование показателя	Ед. изм.	2009	2010			2011			2012		
			Рост	Прирост		Рост	Прирост		Рост	Прирост	
				Абс	Относит.		Абс	Относит.		Абс	Относит.
1. Сырье, основные материалы	тыс. руб.	6 209,04	8 345,53	2 136,49	34,41%	11 896,43	3 550,90	42,55%	12 238,46	342,03	2,88%
2. Вспомогательные материалы	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3. Работы и услуги производственного характера	тыс. руб.	1 338,09	846,09	-492,00	-36,77%	2 800,42	1 954,33	230,98%	6 331,17	3 530,76	126,08%
4. Топливо на технологические цели	тыс. руб.	37 369,74	49 091,18	11 721,44	31,37%	65 679,45	16 588,27	33,79%	68 963,15	3 283,70	5,00%
4.1. уголь	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.2. природный газ	тыс. руб.	37 369,74	49 091,18	11 721,44	31,37%	65 679,45	16 588,27	33,79%	68 963,15	3 283,70	5,00%
4.3. мазут	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5. Энергия	тыс. руб.	9 218,80	10 947,91	1 729,11	18,76%	12 350,70	1 402,79	12,81%	10 983,09	-1 367,61	-11,07%
5.1. Энергия на технологические цели	тыс. руб.	9 218,80	10 947,91	1 729,11	18,76%	12 350,70	1 402,79	12,81%	10 983,09	-1 367,61	-11,07%
5.2. Энергия на хозяйственные нужды	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6. Затраты на оплату труда	тыс. руб.	4 245,50	4 085,17	-160,33	-3,78%	4 179,25	94,08	2,30%	4 064,99	-114,26	-2,73%
7. Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	1 103,83	1 062,14	-41,69	-3,78%	1 253,77	191,63	18,04%	1 300,80	47,02	3,75%
8. Амортизация основных средств	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9. Прочие затраты всего, в том числе:	тыс. руб.	15 791,74	17 413,24	1 621,50	10,27%	20 757,29	3 344,06	19,20%	19 520,66	-1 236,63	-5,96%
9.1. Целевые средства на НИОКР	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9.2. Средства на страхование	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9.3. Плата за предельно допустимые выбросы (сбросы)	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9.4. Оплата за услуги по организации функционирования и развитию ЕЭС России	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9.5. Отчисления в ремонтный фонд (в случае его формирования)	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9.6. Водный налог (ГЭС)	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9.7. Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы)	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9.7.1. Налог на землю	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9.7.3. Налог на имущество	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Наименование показателя	Ед. изм.	2009	2010			2011			2012		
			Рост	Прирост		Рост	Прирост		Рост	Прирост	
				Абс	Относит.		Абс	Относит.		Абс	Относит.
9.8. Другие затраты, относимые на себестоимость продукции, всего, в т.ч.:	тыс. руб.	15 791,74	17 413,24	1 621,50	10,27%	20 757,29	3 344,06	19,20%	19 520,66	-1 236,63	-5,96%
9.8.1. Арендная плата	тыс. руб.	15 791,74	17 413,24	1 621,50	10,27%	20 757,29	3 344,06	19,20%	19 520,66	-1 236,63	-5,96%
10. Итого расходов	тыс. руб.	75 276,74	91 791,26	16 514,52	21,94%	118917,3	27 126,05	29,55%	123402,3	4 485,01	3,77%
11. Недополученный по независящим причинам доход	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12. Избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13. Расчетные расходы по производству продукции (услуг)	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14. Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал	132,62	137,42	4,79	3,61%	137,18	-0,24	-0,17%	132,09	-5,09	-3,71%
15. Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, в том числе:	тыс. Гкал	118,04	121,54	3,51	2,97%	120,28	-1,26	-1,04%	114,76	-5,52	-4,59%
- в паре	тыс. Гкал	112,57	113,25	0,68	0,61%	111,11	-2,14	-1,89%	106,11	-5,00	-4,50%
- в горячей воде	тыс. Гкал	5,47	8,29	2,82	51,68%	9,17	0,88	10,60%	8,65	-0,51	-5,61%
- горячая вода в	тыс. М ³ *	91,08	138,15	47,07	51,68%	152,79	14,64	10,60%	144,22	-8,57	-5,61%
16. Тариф на тепловую энергию, пар	руб./Гкал	736,83	851,00	114,17	15,49%	973,54	122,54	14,40%	1 031,62	58,08	5,97%
17. Тариф на тепловую энергию, горячее водоснабжение	руб./Гкал	736,83	851,00	114,17	15,49%	973,54	122,54	14,40%	1 031,62	58,08	5,97%
18. Отпущено в денежном выражении, в том числе:	тыс. руб.	86 971,99	103433,5	16 461,58	18,93%	117 098,3	13 664,74	13,21%	118392,1	1 293,76	1,10%
- пар	тыс. руб.	82 945,19	96 379,41	13 434,22	16,20%	108173,2	11793,86	12,24%	109465,3	1 292,06	1,19%
- горячей воде	тыс. руб.	4 026,80	7 054,17	3 027,37	75,18%	8 925,06	1 870,89	26,52%	8 926,76	1,71	0,02%
19. Прибыль предприятия от продажи тепловой энергии	тыс. руб.	11 695,25	11 642,31	-52,94	-0,45%	-1 821,34	-13463,6	-115,64%	-5 010,24	-3 188,90	175,09%
19.1. Налог на прибыль	тыс. руб.	2 339,05	0,00	-2 339,05	-100,00%	-364,27	-364,27	0,00	0,00	364,27	-100,00%
19.2. Чистая прибыль предприятия	тыс. руб.	9 356,20	11 642,31	2 286,11	24,43%	-1 457,07	-13099,4	-112,52%	-5 010,24	-3 553,17	243,86%
20. Средняя себестоимость 1Гкал тепловой энергии	тыс. руб.	637,75	755,21	117,47	18,42%	988,68	233,47	30,91%	1 075,28	86,59	8,76%
21. Расход условного топлива	тут	143,88	141,35	-2,53	-1,76%	165,08	23,73	16,79%	170,03	4,94	2,99%

Объем выручки от продаж тепловой энергии растет за счет увеличения тарифов на тепловую энергию.

Затраты на производство тепловой энергии увеличиваются, прежде всего в связи с ростом цен на топливо (природный газ).

В таблице 10.3. приведены данные об изменении в процентном соотношении основных статей себестоимости тепловой энергии.

Таблица 10.3

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2009	2010	2011	2012
1. Сырье, основные и вспомогательные материалы, покупная энергия*	%	22,3	21,9	21,8	23,9
2. Топливо на технологические цели	%	49,6	53,5	55,2	55,9
3. Затраты на оплату труда и ЕСН**	%	7,1	5,6	5,5	4,3
4. Расходы на услуги производственного характера***	%	21,0	19,0	17,5	15,8

Примечания:

* включает в себя сырье, основные и вспомогательные материалы, покупная энергия

** включает в себя затраты на оплату труда и ЕСН

*** включает в себя расходы на услуги производственного характера

На основании проведенного анализа можно сделать вывод, что размер топливной составляющей в производстве тепловой энергии на котельной «Западная» колеблется в пределах от 49,6% до 55,9%.

Показатели себестоимости продукции и оценке основных статей производственных расходов по данным 2011г. приведены в таблице 10.4.

Таблица 10.4

Наименование статьи затрат	Показатель	Удельный вес в % к общей себестоимости продукции
Всего затрат, в том числе:	118 919,69	100
1. Сырье, основные и вспомогательные материалы, покупная энергия*	25979,84	21,8
2. Топливо на технологические цели	65679,45	55,2
4. Затраты на оплату труда и ЕСН	6502,18	5,5
7. Расходы на услуги производственного характера	20758,22	17,5

Структура себестоимости котельной «Западная» по данным 2011г. представлена на рис. 10.1.



Рис. 10.1. Структура себестоимости тепловой энергии, отпускаемой котельной «Западная» в 2011.

Наибольшие изменения в процентной доле затрат в период с 2009 по 2012 гг. произошли по следующим статьям:

1. Топливо на технологические цели



Рис. 10.2.

Рост показателя связан с удорожанием топлива в среднем на 16% в год.

2. Сырье, основные и вспомогательные материалы, покупная энергия



Рис. 10.3.

Рост показателя связан с удорожанием покупной энергии в среднем на 7% в год.

3. Расходы на услуги производственного характера



Рис. 10.4.

Снижение показателя связано со снижением затрат на ремонты.

4. Затраты на оплату труда и ЕСН.

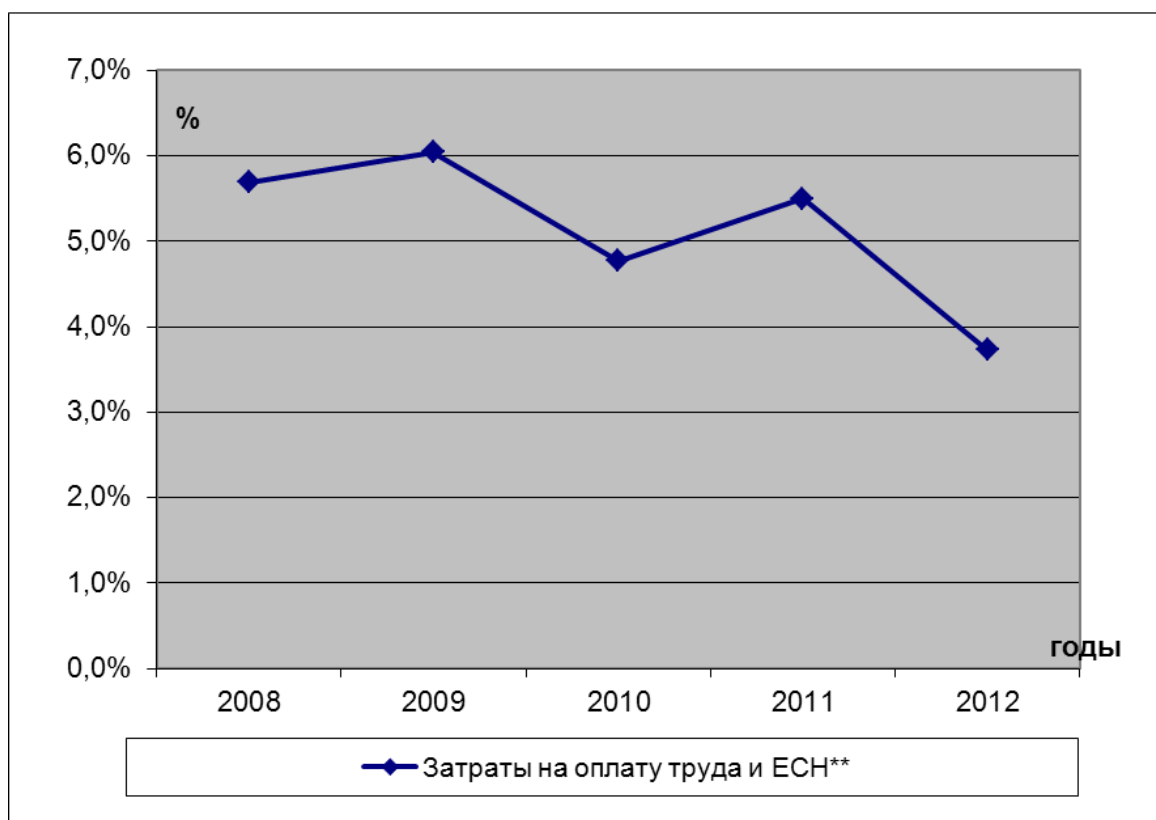


Рис. 10.5.

Снижение показателя связано с сокращением персонала, а следовательно, сокращением ФОТ.

10.4. Инвестиционные проекты, реализуемые котельной «Западная»

Решением Пензенской городской Думы от 23 декабря 2008 г. N 1145-54/4 утверждена Инвестиционная программа по развитию системы теплоснабжения для котельных города Пензы на 2009 - 2011 гг. (в ред. Решения Пензенской городской Думы от 25.09.2009 N 159-9/5).

Цели программы:

- развитие системы теплоснабжения с целью обеспечения потребностей в теплоснабжении перспективной застройки;
- обеспечение ввода эффективных мощностей источника теплоснабжения, реализация наиболее рациональной схемы теплоснабжения, направленной на снижение затрат на производство и передачу тепловой энергии;
- повышение качества и надежности теплоснабжения;
- увеличение пропускной способности сетей теплоснабжения.

Задачи Программы:

- ввод в эксплуатацию дополнительных источников теплоснабжения;
- модернизация существующих источников теплоснабжения с увеличением мощности;
- модернизация тепловых сетей, сооружений на них и узлов ввода тепловых сетей в здания;

- снижение удельных потерь тепловой энергии при транспортировке теплоносителя.

В соответствии с Инвестиционной программой на котельной «Западная» были запланированы следующие мероприятия:

1. Модернизация котельной с увеличением мощности на 15 Гкал/ч с заменой котла ПТВМ-50 на ПТВМ-65 2011 г.
2. Окончание монтажа котла КВГМ 7,56 в летней котельной 2010 г.
3. Модернизация ГРУ летней котельной 2010 г.
4. Модернизация участка магистральных сетей по ул. Мира с Д-273 на 325 и 219 на 273 2010 г.
5. Модернизация водопровода к котельной с увеличением диаметров с Д-127 на Д-219 2011 г.

Источником финансирования затрат на проведение мероприятий является тариф на подключение к тепловым сетям.

Раздел 11. Тарифы на тепловую энергию

11.1. Общие положения

В соответствии с Приказом Федеральной службы по тарифам от 06.08.04 г. № 20-э/2 «Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке» для котельной «Западная» установлены уровни тарифов на тепловую энергию, производимую электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

Величина тарифов на тепловую энергию установлена Государственной службой Чувашской Республики по конкурентной политике и тарифам.

Тарифы на тепловую энергию, поставляемую потребителям, включают следующие показатели:

- 1) стоимость тепловой энергии (мощности);
- 2) стоимость услуг по передаче тепловой энергии (мощности) энергоснабжающими организациями и иных услуг, оказание которых является неотъемлемой частью процесса поставки тепловой энергии потребителям.

Регулирование тарифов (цен) основывается на принципе обязательности ведения раздельного учета организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, объемов продукции (услуг), доходов и расходов по производству, передаче и сбыту энергии в соответствии с законодательством Российской Федерации.

При установлении тарифов (цен) не допускается повторный учет одних и тех же расходов по указанным видам деятельности.

При использовании метода экономически обоснованных расходов (затрат) тарифы рассчитываются на основе размера необходимой валовой выручки организации, осуществляющей регулируемую деятельность, от реализации каждого вида продукции (услуг) и расчетного объема производства соответствующего вида продукции (услуг) за расчетный период регулирования.

Определение состава расходов, включаемых в необходимую валовую выручку, и оценка их экономической обоснованности производятся в соответствии с законодательством Российской Федерации и нормативными правовыми актами, регулирующими отношения в сфере бухгалтерского учета.

Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, включают следующие составляющие расходов:

- 1) топливо, покупная электрическая энергия;

Расходы на топливо и покупную электрическую энергию, включаемые в необходимую валовую выручку, определяются на основе:

- нормативов удельного расхода топлива, дифференцированных по типам генерирующего оборудования и видам топлива, на производство 1 Гкал тепловой энергии, утверждае-

ных Министерством энергетики Российской Федерации по согласованию с Федеральной службой по тарифам;

- цен на топливо.

При определении расходов на топливо и покупную электрическую энергию, регулирующие органы используют:

- регулируемые государством тарифы (цены);
- цены, установленные на основании договоров, заключенных в результате проведения конкурсов, торгов, аукционов и иных закупочных процедур, обеспечивающих целевое и эффективное расходование денежных средств;
- официально опубликованные прогнозные рыночные цены и тарифы, установленные на расчетный период регулирования, в том числе фьючерсные биржевые цены на топливо и сырье.

При отсутствии указанных данных применяются индексы в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации.

- расчетных объемов потребления топлива с учетом структуры его использования, сложившейся за последние 3 года;

- [нормативов](#) создания запасов топлива, рассчитываемых в соответствии с [методикой](#), утверждаемой Министерством энергетики Российской Федерации по согласованию с Федеральной службой по тарифам.

2) оплата услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность;

- 3) сырье и материалы;
- 4) ремонт основных средств;

При определении расходов на проведение ремонтных работ учитываются:

- нормативы расходов (с учетом их индексации) на ремонт основных средств, утверждаемые соответственно Министерством энергетики Российской Федерации по согласованию с Федеральной службой по тарифам;

- программы проведения ремонтных работ, обеспечивающих надежное и безопасное функционирование производственно-технических объектов и предотвращение аварийных ситуаций, утвержденные в установленном порядке.

- 5) оплата труда;

При определении расходов на оплату труда, включаемых в необходимую валовую выручку, регулирующие органы определяют размер фонда оплаты труда в соответствии с отраслевыми тарифными соглашениями, заключенными соответствующими организациями, и фактическим объемом фонда оплаты труда в последнем расчетном периоде регулирования, а также с учетом прогнозного индекса потребительских цен.

- 6) амортизация основных средств;

Сумма амортизации основных средств для расчета регулируемых тарифов (цен) определяется в соответствии с нормативными правовыми актами, регулирующими отношения в сфере бухгалтерского учета. При расчете налога на прибыль организаций сумма амортиза-

ции основных средств определяется в соответствии с [Налоговым кодексом](#) Российской Федерации.

7) другие расходы, связанные с производством и (или) реализацией продукции, определяемые в порядке, устанавливаемом Службой.

Внереализационные расходы (рассчитываемые с учетом внереализационных доходов), в том числе расходы по сомнительным долгам. При этом в составе резерва по сомнительным долгам может учитываться дебиторская задолженность, возникшая при осуществлении соответствующего регулируемого вида деятельности. Уплата сомнительных долгов, для погашения которых был создан резерв, включенный в тариф в предшествующий период регулирования, признается доходом и исключается из необходимой валовой выручки в следующем периоде регулирования с учетом уплаты налога на прибыль организаций.

В состав внереализационных расходов включаются также расходы на консервацию основных производственных средств, используемых в регулируемых видах деятельности.

Расходы, не учитываемые при определении налоговой базы налога на прибыль (относимые на прибыль после налогообложения), включают в себя следующие основные группы расходов:

- капитальные вложения (инвестиции) на расширенное воспроизводство;
- выплата дивидендов и других доходов из прибыли после уплаты налогов;
- взносы в уставные (складочные) капиталы организаций;
- прочие экономически обоснованные расходы, относимые на прибыль после налогообложения, включая затраты организаций на предоставление работникам льгот, гарантий и компенсаций в соответствии с отраслевыми тарифными соглашениями.

При отсутствии нормативов по отдельным статьям расходов допускается использовать в расчетах экспертные оценки, основанные на отчетных данных, представляемых организацией, осуществляющей регулируемую деятельность.

Планируемые расходы по каждому виду регулируемой деятельности рассчитываются как сумма прямых и косвенных расходов. Прямые расходы относятся непосредственно на соответствующий регулируемый вид деятельности.

Распределение косвенных расходов между различными видами деятельности, осуществляемыми организацией, по решению регионального органа производится в соответствии с одним из нижеследующих методов:

- согласно учетной политике, принятой в организации;
- пропорционально условно-постоянным расходам;
- пропорционально прямым расходам по регулируемым видам деятельности.

11.2. Анализ динамики утвержденных тарифов

Анализ динамики утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую котельной «Западная», был проведен ретроспективным методом за три предыдущих года и текущий 2012 год. Информация о тарифах была предоставлена ООО «СКМ Энергосервис».

1. Тарифы на 2009 г.

Тариф на тепловую энергию для потребителей ООО «СКМ Энергосервис» утвержден приказом Управления по регулированию тарифов, развитию инфраструктуры и энергосбережению Пензенской области от 29 декабря 2008 года № 20 в размере 736,83 руб. за 1 Гкал без учета НДС.

Срок действия с 1 января 2009 года по 31 декабря 2009 года. Источник опубликования – газета «Пензенская правда» № 104 (30 декабря 2008 г.).

Одноставочный тариф на тепловую энергию, руб/Гкал, на 2009 год представлен в таблице 11.1.

Таблица 11.1

Потребители	Горячая вода	Отопление
жилые здания	736,83	736,83
общественные здания	736,83	736,83

2. Тарифы на 2010 г.

Тариф на тепловую энергию для потребителей ООО "СКМ Энергосервис" утвержден приказом Управления по регулированию тарифов, энергосбережению и размещению государственного заказа Пензенской области от 25 ноября 2009 года № 29 в размере 851,00 руб. за 1 Гкал без учета НДС.

Срок действия с 1 января 2010 года по 31 декабря 2010 года. Источник опубликования - газета «Пензенская правда» № 92 (27 ноября 2009 г.).

Одноставочный тариф на тепловую энергию, руб/Гкал, на 2010 год представлен в таблице 11.2.

Таблица 11.2

Потребители	Горячая вода	Отопление
жилые здания	851,00	851,00
общественные здания	851,00	851,00

3. Тарифы на 2011 г.

Тариф на тепловую энергию для потребителей ООО "СКМ Энергосервис" утвержден приказом Управления по регулированию тарифов, развитию инфраструктуры и энергосбережению Пензенской области в размере 973,54 руб. за 1 Гкал без учета НДС.

Срок действия с 1 января 2011 года по 31 декабря 2011 года. Источник опубликования - газета «Пензенская правда».

Одноставочный тариф на тепловую энергию, руб/Гкал, на 2011 год представлен в таблице 11.3.

Таблица 11.3

Потребители	Горячая вода	Отопление
жилые здания	973,54	973,54
общественные здания	973,54	973,54

4. Тарифы на 2012 г.

Тарифы на тепловую энергию, поставляемую потребителям г. Пензы утверждены приказом Управления по регулированию тарифов, развитию инфраструктуры и энергосбережению Пензенской области установлены для трех периодов года:

1) одноставочный тариф на тепловую энергию, руб/Гкал, на 1 полугодие 2012 год (с 1 января 2012 года по 30 июня 2012 года) представлен в таблице 11.4;

Таблица 11.4

Потребители	Горячая вода	Отопление
жилые здания	973,54	973,54
общественные здания	973,54	973,54

2) Одноставочный тариф на тепловую энергию, руб/Гкал, на июль – август 2012 год (с 1 июля 2012 года по 31 августа 2012 года) представлен в таблице 11.5;

Таблица. 11.5

Потребители	Горячая вода	Отопление
жилые здания	1031,95	1031,95
общественные здания	1031,95	1031,95

3) Одноставочный тариф на тепловую энергию, руб/Гкал, на июль – август 2012 год (с 1 сентября 2012 года по 31 декабря 2012 года) представлен в таблице 11.6;

Таблица 11.6

Потребители	Горячая вода	Отопление
жилые здания	1089,39	1089,39
общественные здания	1089,39	1089,39

Данные по динамике тарифов на тепловую энергию по «Западной» котельной объединены в таблица 11.7.

Таблица 11.7

Показатель	2009 г.		2010 г.		2011 г.			2012 г.*		
	Рост	Рост	Прирост		Рост	Прирост		Рост	Прирост	
			Абс	Относит.		Абс	Относит.		Абс	Относит.
Тариф на тепловую энергию, руб./Гкал	353,80	851,0	114,17	15,49%	973,54	122,54	14,40%	1 031,62	58,08	5,97%

*Для сопоставимости и сравнения приведена средняя величина тарифа за 2012 год

На основании приведенных данных (табл. 11.5 и рис. 11.1) можно сделать вывод, что в городе Пензе рост цен на природный газ незначительно опережает или находится на одном

уровне с ростом тарифов на тепловую энергию для производителей тепловой энергии (период 2011 – 2012 гг.).

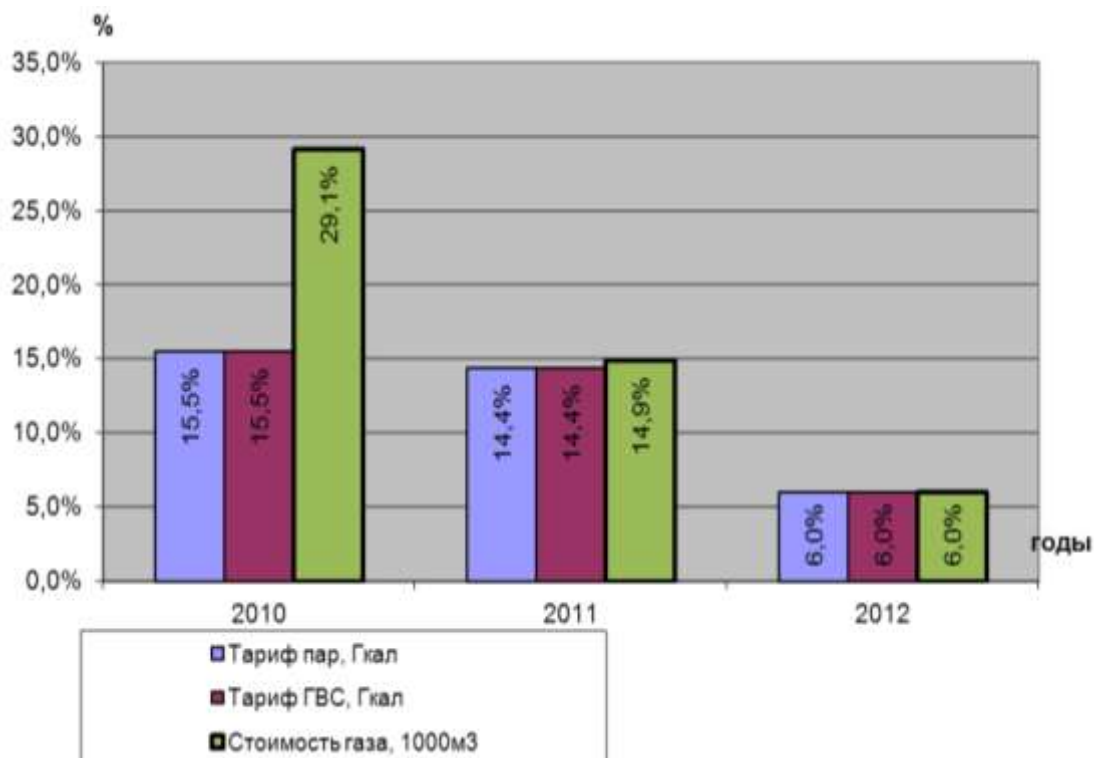


Рис. 11.1. Сравнение относительного роста цен на тарифы тепловой энергии и стоимости газа

Сравнение данных по средней себестоимости 1Гкал тепловой энергии (по данным Раздела 10), и величины тарифа на тепловую энергию, а так же расходов условного топлива по данным отчетности ООО «СКМ Энергосервис» и данных, полученных расчетным методом выполнено в таблице 11.8.

Таблица 11.8

№ п/п	Показатель	2008	2009	2010	2011	2012
1	Расход условного топлива в соответствии с отчетностью ОАО «ТГК-5»	143,88	141,35	165,08	170,03	143,88
2	Расход условного топлива в соответствии с расчетом	143,88	141,35	165,08	170,03	143,88
3	Средняя себестоимость 1Гкал тепловой энергии	637,75	755,21	988,68	1 075,28	637,75
4	Средняя величина тарифа	736,83	851,00	973,54	1 031,62	736,83

На графике 11.2. отображено сравнение себестоимости тепловой энергии рассчитанной по данным отчетности ООО «СКМ Энергосервис» и среднего размера тарифа на тепловую энергию по годам.



Рис. 11.2. Сравнение величины тарифа на тепловую энергию и себестоимости тепловой энергии

11.3. Структура тарифа

11.3.1. Общие положения

Особенности расчета тарифов (цен) для отдельных групп потребителей тепловой энергии (далее - тарифные группы) определяются в соответствии с:

- статьями 2 и 5 Федерального закона "О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации";
- пунктом 59 Основ ценообразования.

Тарифные группы потребителей электрической энергии (мощности):

1-я группа. Базовые потребители.

Базовые потребители – потребители с максимальным значением заявленной мощности, равным или более 20 МВт и годовым числом часов использования заявленной мощности более 7500, подтвержденным фактическим электропотреблением за предшествующий период регулирования. Заявленная мощность $N_{заявл}$ - мощность, участвующая в годовом совмещенном максимуме графика электрической нагрузки ОЭС.

2-я группа. Население.

Аналогично указанной группе рекомендуется производить расчет тарифов для населенных пунктов, рассчитывающихся по общему счетчику на вводе; жилищных организаций, потребляющих электроэнергию на технические цели жилых домов; садоводческих товариществ, дачно-строительных, гаражно-строительных и гаражных кооперативов, автостоянок, общежитий, жилых зон при воинских частях и исправительно-трудовых учреждениях, объединенных хозяйственных построек граждан (погреба, сараи), рассчитывающихся по общему счетчику на вводе, а также содержащихся за счет прихожан религиозных организаций.

В соответствии с пунктом 2 постановления Правительства Российской Федерации от 7 декабря 1998 г. N 1444 «Об основах ценообразования в отношении электрической энергии, потребляемой населением» для населения, проживающего в сельских населенных пунктах, а также в городских населенных пунктах в домах, оборудованных в установленном порядке стационарными электроплитами и электроотопительными установками, применяется понижающий коэффициент 0,7.

В соответствии с законодательством Российской Федерации государственное регулирование тарифов может производиться отдельно в отношении электрической энергии, поставляемой населению, в пределах социальной нормы потребления и сверх социальной нормы потребления, определяемой в установленном порядке.

3-я группа. Прочие потребители.

В целях формирования бюджетной политики в группе «Прочие потребители» потребители, финансируемые за счет средств бюджетов соответствующих уровней, указываются отдельной строкой (далее - Бюджетные потребители).

Тарифы на тепловую энергию устанавливаются отдельно по следующим видам теплоносителей:

1. горячая вода;
2. отборный пар давлением:
 - от 1,2 до 2,5 кг/см²;
 - от 2,5 до 7,0 кг/см²;
 - от 7,0 до 13,0 кг/см²;
 - свыше 13,0 кг/см²;
3. острый и редуцированный пар.

В целях реализации бюджетной политики потребители тепловой энергии, финансируемые за счет средств бюджетов соответствующих уровней, указываются отдельной строкой.

Тарифы на тепловую энергию, отпускаемую в горячей воде, для всех потребителей в одной системе, в которой теплоснабжение потребителей осуществляется от источника (источников) тепла через общую тепловую сеть (далее - система централизованного теплоснабжения (СЦТ), могут рассчитываться на едином уровне.

По решению регионального органа тарифы на тепловую энергию, отпускаемую в горячей воде, для всех потребителей, расположенных на территории субъекта Российской Федерации, могут рассчитываться на едином уровне.

Тарифы на тепловую энергию могут дифференцироваться по муниципальным образованиям.

Во всех случаях в соответствии с пунктом 59 Основ ценообразования тарифы на продукцию (услуги) организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, установленные регулирующим органом по группам потребителей, должны обеспечивать получение в расчетном периоде регулирования указанными организациями необходимой валовой выручки.

11.3.2. Структура тарифа в 2009 г.

В 2009 г. в г. Пензе для котельной «Западная» сложилась следующая структура тарифа (в процентах от общей выручки от продажи тепловой энергии):

- отопление	95,4 %;
- горячее водоснабжение	4,6 %.

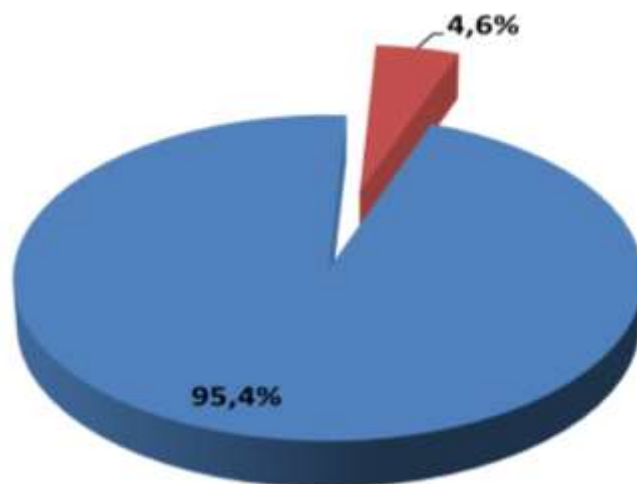


Рис. 11.3. Структура тарифа в 2009 г.

Очевидно, что наибольшая доля выручки приходится на реализацию тепловой энергии потребителям, оплачивающим производство и передачу тепловой энергии с горячей водой.

Величина тарифа в 2009 г. составила 736,83 руб./Гкал.

11.3.3. Структура тарифа в 2010 г.

В 2010 г. в г. Пензе для котельной «Западная» сложилась следующая структура тарифа (в процентах от общей выручки от продажи тепловой энергии):

- отопление	93,2%
- горячее водоснабжение	6,8%

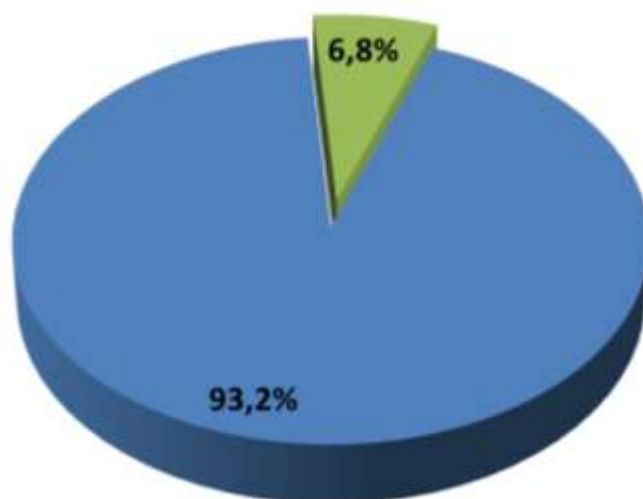


Рис. 11.4. Структура тарифа в 2010 г.

Очевидно, что наибольшая доля выручки приходится на реализацию тепловой энергии потребителям, оплачивающим производство и передачу тепловой энергии с горячей водой.

Величина тарифа в 2009 г. составила 851,00 руб./Гкал.

11.3.4. Структура тарифа в 2011 г.

В 2011 г. в г. Пензе для котельной «Западная» сложилась следующая структура тарифа (в процентах от общей выручки от продажи тепловой энергии):

- отопление 92,4%;
- горячее водоснабжение 7,6%.

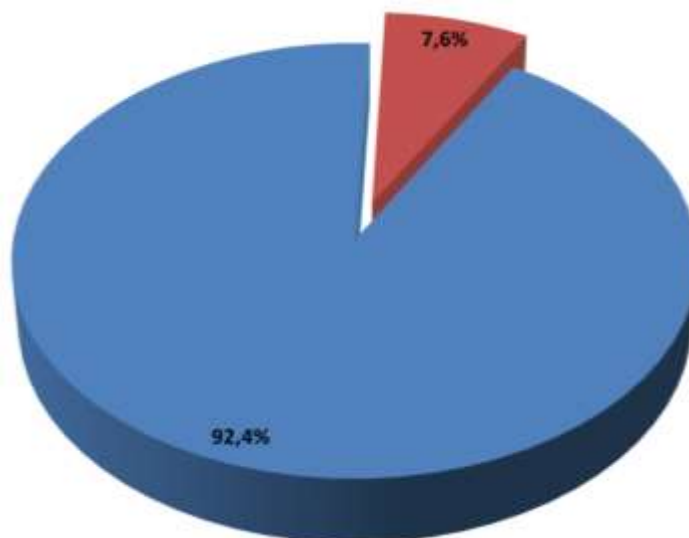


Рис. 11.5. Структура тарифа в 2011 г.

Величина тарифа в 2011 г. составила 973,54 руб./Гкал.

11.3.5. Структура тарифа в 2012 г.

В 2012 г. в г. Пензе для котельной «Западная» сложилась следующая структура тарифа (в процентах от общей выручки от продажи тепловой энергии):

- отопление 92,5%;
- горячее водоснабжение 7,5%.

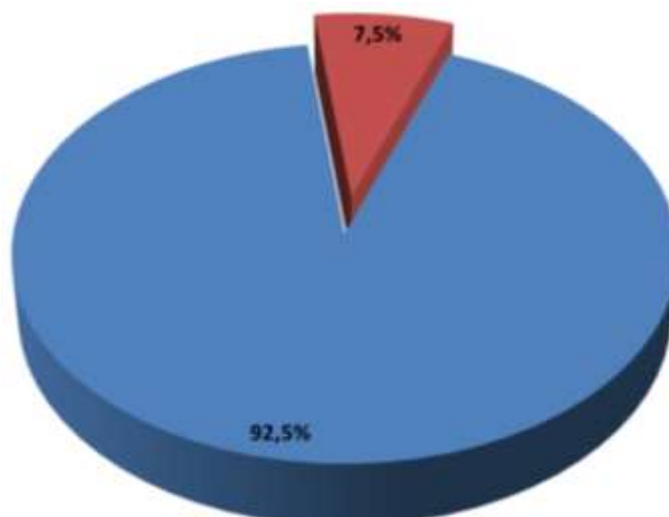


Рис. 11.6. Структура тарифа в первом полугодии 2012 г.

Величина среднего тарифа в 2012 г. составила 1 031,62 руб./Гкал.

11.4. Плата за подключение к тепловым сетям

В настоящее время плата за подключение к тепловым сетям по г. Пенза для ООО «СКМ Энергосервис» установлена постановлением Главы администрации г. Пензы от 13 февраля 2009 года № 229 и составляет 2 629 000,0 руб. за 1 Гкал/ч без учета НДС.

Срок действия тарифа с 1 марта 2009г. по 31 декабря 2011 года. Источник опубликования - газета «Пензенский городской вестник», № 11 (18 февраля 2009г.).

11.5. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей в городе Пенза не предусмотрена.

Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системе теплоснабжения от котельной «Западная»

12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

На котельной «Западная» не установлены коммерческие приборы учета отпуска тепловой энергии в сетевой воде. По этой причине фактические значения температуры и расхода сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах котельной «Западная» отсутствуют, что делает невозможным определение существующих проблем организации качественного теплоснабжения.

12.2. Описание существующих проблем организации надёжного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надёжности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надежного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей) от котельной представлены в табл. 12.1.

Таблица 12.1

Источник тепло-снабжения	Существующие проблемы организации надёжного и безопасного теплоснабжения поселения	Рекомендации
Котельная «Западная»	Износ магистральных и квартальных тепловых сетей от котельной «Западная»	Разработка программы по плановой замене трубопроводов тепловой сети при превышении расчетных сроков эксплуатации

12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

Описание существующих проблем развития системы теплоснабжения от котельной «Западная» представлены в табл. 12.2.

Таблица 12.2

Источник теплоснабжения	Существующие проблемы развития систем теплоснабжения
Котельная «Западная»	<ol style="list-style-type: none">1. Разрегулированность систем теплоснабжения (потери от «перетопов»).2. Нарушение гидравлических режимов тепловых сетей (завышенный расход теплоносителя) и сопутствующие ему «недотопы» и «перетопы» отдельных зданий.3. Физический износ основного оборудования.

Список использованных источников

1. Федеральный закон от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении».
2. Федеральный Закон Российской Федерации от 23.11.2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».
3. Постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».
4. Временная инструкция по приёмке тепловой изоляции котлов из монтажа. СО 153-34.25.401. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1975.
5. ГОСТ 26944-86. Котлы паровые стационарные с естественной циркуляцией. Общие технические требования.
6. ГОСТ 27510-87. Котлы теплофикационные водогрейные. Общие технические требования.
7. Инструкция по организации в Минэнерго России работы по расчёту и обоснованию нормативов удельного расхода топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию тепловых электрических станций и котельных (утверждена приказом Минэнерго России от 30 декабря 2008 г. № 323).
8. Инструкция по организации и объёму химического контроля вводно-химического режима на ТЭС. СО 153-34.37.303-2003.
9. Инструкция по нормированию выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для ТЭС и котельных. СО 34.02.303-98 М., СПО ОРГРЭС, 1998.
10. Инструкция по расчёту и анализу технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. И 34-70-030-87.- М.: СПО Союзтехэнерго, 1987.
11. Методика оценки технического состояния котельных установок до и после ремонта. СО 34.26.617-97. М., СПО ОРГРЭС, 1998.
12. Методика оценки технического состояния паротурбинных установок до и после ремонта и в период между ремонтами. СО 34.20.581-96. М., СПО ОРГРЭС, 1998.
13. Методика расчёта задания по степени использования резервов тепловой экономичности оборудования АО энергетики и АО-ТЭС. СО 34.08.560-00, М, СПО ОРГРЭС, 2000.
14. Методика расчёта расхода тепла на технологические нужды водоподготовительных установок: СО 34.37.530-98. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1998.
15. Методика экспресс-оценки экономической эффективности энергосберегающих мероприятий на ТЭС. СО 34.09.321-2002 - М., СПО ОРГРЭС, 2003.
16. Методические указания по анализу изменения удельных расходов топлива на электростанциях и в энергообъединениях. СО 34.08.559-96 – М, СПО ОРГРЭС, 1997.
17. Методические указания по нормированию расходов тепла на отопление и вентиляцию производственных зданий тепловых электростанций (МУ 34-70-079-84) СО 153-34.09.210 – М.: СПО Союзтехэнерго, 1984.

18. Методические указания по организации учёта топлива на тепловых электростанциях. СО 34.09.105-96. М. СПО ОРГРЭС, 1997.
19. Методические указания по прогнозированию удельных расходов топлива. СО 153-34.0-09.115-98 – М, СПО ОРГРЭС, 1999.
20. Методические указания по проведению эксплуатационных испытаний котельных установок для оценки качества ремонта. СО 34.26.303-98 М., СПО ОРГРЭС, 2000.
21. Методические указания по составлению отчёта электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования. СО 153-34.08.522-95 М, СПО ОРГРЭС, 1995.
22. Методические указания по составлению отчёта ТЭС о техническом использовании оборудования. СО 153-34.08.556-99– М, СПО ОРГРЭС, 1999.
23. Методические указания по составлению и содержанию энергетических характеристик оборудования ТЭС. СО 153-34.09.155-93 М. СПО ОРГРЭС, 1993 г с изменением №1 1993.
24. Методические указания по составлению режимных карт котельных установок и оптимизации управления ими. СО 34.25.514-96. М, СПО ОРГРЭС, 1998.
25. Методические указания по эксплуатационному контролю за состоянием сетевых подогревателей. СО 153- 34.40.505 - М.: СПО Союзтехэнерго, 1985.
26. Методические указания по наладке систем технического водоснабжения ТЭС. СО 34.22.401-95 – М, СПО ОРГРЭС, 1998.
27. Методические указания по определению обеспеченности электрической мощности ЭС циркуляционными системами водоснабжения. СО 34.1-22.508-2001. М, СПО ОРГРЭС, 2001.
28. Положение о нормировании расхода топлива на ЭС. СО 153-34.09.154-99, М, СПО ОРГРЭС, 1999.
29. Руководящие указания по сведению месячного пароводяного баланса на ТЭС. СО 153-34.09.110 – М, ГЭУ при Госплане СССР, 1962.
30. СНиП II-35-76 (с изм. 1978, 1 1998). Котельные установки.
31. СНиП 23-01-99 Строительная климатология. Москва, 2000 г.
32. Типовая инструкция по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей). СО 34.20.507-98, М, СПО ОРГРЭС, 1998.
33. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети. М, МЭИ, 2001.
34. Методические рекомендации по разработке схем теплоснабжения, утверждённые приказом Минэнерго России от 29 декабря 2012 г.
35. Экспресс-анализ зависимости эффективности транспорта тепла от удалённости потребителей. Новости теплоснабжения, №6, 2006.