

Закрытое Акционерное Общество  
**«И В Э Н Е Р Г О С Е Р В И С»**

153002, г. Иваново, ул.Шестернина, д. 3, Тел/факс: (4932) 37-22-02  
ИНН 3731028511, КПП 370201001, ОГРН 1033700079951  
ОКПО 44753410, ОКОНХ 71100  
e-mail: [office@ivenser.com](mailto:office@ivenser.com)

## **СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГО «ГОРОД КИРОВО-ЧЕПЕЦК»**



**Обосновывающие материалы  
к схеме теплоснабжения:**

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

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

**«УТВЕРЖДАЮ»**

Технический директор –  
Главный инженер ОАО «Кировская  
теплоснабжающая компания»

\_\_\_\_\_ В.Г. Тузовский  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2015 г.

## **СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГО «ГОРОД КИРОВО-ЧЕПЕЦК»**

**Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения:**

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

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

ЗАО «Ивэнергосервис»  
Генеральный директор

\_\_\_\_\_ Е.В. Барочкин  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2015 г.

## Содержание

Раздел 1. Функциональная структура организации теплоснабжения.....	6
1.1. Принятая сетка расчетных элементов территориального деления города Кирово-Чепецк.....	6
1.2. Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций .....	7
1.3. Описание технологических, оперативных и диспетчерских связей.....	15
1.4. Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями .....	15
1.5. Описание зон действия индивидуального теплоснабжения .....	16
Раздел 2. Источники тепловой энергии.....	17
2.1. Общие положения .....	17
2.2. Структура основного оборудования источников теплоснабжения.....	17
2.3. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки.....	24
2.4. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности Кировской ТЭЦ-3 .....	26
2.5. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды источников теплоснабжения.....	30
2.6. Парковый ресурс основного оборудования источников теплоснабжения.....	36
2.7. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок источников теплоснабжения .....	38
2.8. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температуры теплоносителя .....	44
2.9. Среднегодовая загрузка оборудования и особенности его загрузки в период зимнего максимума потребления тепловой энергии и летнего минимума потребления тепловой энергии.....	46
2.10. Способы учета тепловой энергии, отпущенной в паровые и водяные тепловые сети...55	55
2.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников теплоснабжения .....	57
2.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии .....	58
2.13. Техничко-экономические показатели работы источников теплоснабжения.....	58
2.14. Среднегодовой коэффициент теплофикации источников теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3 .....	61
Раздел 3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты .....	62
3.1. Описание структуры тепловых сетей Кировской ТЭЦ-3, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов или до ввода в жилой квартал или промышленный объект .....	62
3.2. Электронные карты (схемы) тепловых сетей в зоне действия источников теплоснабжения .....	63
3.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки .....	63
3.4. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях .....	75
3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов .....	75

3.6. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности .....	76
3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепловой энергии в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети .....	78
3.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики тепловой сети г. Кирово-Чепецка от Кировской ТЭЦ-3 и микрорайона Каринторф котельной БМК-8,0 .....	82
3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет .....	109
3.10. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов .....	109
3.11. 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.....	109
3.12. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя .....	110
3.13. Оценка тепловых потерь в тепловых сетях .....	111
3.14. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения .....	112
3.15. Описание типов присоединений теплоснабжающих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям .....	128
3.16. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя .....	128
3.17. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи .....	129
3.18. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций.....	134
3.19. Сведения о наличии защиты тепловых сетей.....	134
3.20. Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию .....	134
Раздел 4. Зоны действия источников тепловой энергии.....	135
4.1. Зона действия Кировской ТЭЦ-3 .....	135
4.2. Зона действия котельной микрорайона Каринторф .....	137
Раздел 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии .....	138
5.1. Значения потребления тепловой энергии (мощности) в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха в зоне действия Кировской ТЭЦ-3 .....	138
5.2. Значения потребления тепловой энергии (мощности) в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха в зоне действия котельной микрорайона Каринторф .....	142
5.3. Описание случаев (условий) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.....	147
5.4. Значения потребления тепловой энергии при расчетных температурах воздуха за отопительный период и за год в целом в зонах действия источников тепловой энергии ....	147
5.5. Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение .....	147

Раздел 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии.....	154
6.1. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия Кировской ТЭЦ-3.	154
6.2. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия котельной микрорайона Каринторф.....	155
Раздел 7. Балансы теплоносителя.....	157
7.1. Балансы теплоносителя на Кировской ТЭЦ-3 .....	157
7.2. Балансы теплоносителя на котельной микрорайона Каринторф .....	159
Раздел 8. Топливные балансы источников теплоснабжения.....	161
8.1. Топливные балансы Кировской ТЭЦ-3.....	161
8.2. Топливные балансы котельной микрорайона Каринторф.....	165
Раздел 9. Надежность теплоснабжения.....	168
9.1. Общие положения .....	168
9.2. Анализ зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения.....	169
Раздел 10. Техничко-экономические показатели работы Кировской ТЭЦ-3.....	248
10.1. Описание результатов хозяйственной деятельности Кировской ТЭЦ-3 в соответствии с требованиями, установленными Правительством Российской Федерации в «Стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями» .....	248
10.2. Описание результатов хозяйственной деятельности Кировской ТЭЦ-3 в соответствии с требованиями, установленными Правительством Российской Федерации в «Стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями» .....	255
10.3. Техничко-экономические показатели работы котельной мкр. Каринторф МУП "Коммунхоз" .....	261
Раздел 11. Тарифы на тепловую энергию .....	266
11.1. Общие положения .....	266
11.2. Тарифы на тепловую энергию, поставляемую Кировской ТЭЦ-3 .....	269
11.3. Тарифы на тепловую энергию, поставляемую котельной мкр. Каринторф МУП "Коммунхоз" г. Киров .....	272
Раздел 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа.....	274
12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей) от ТЭЦ-3 г. Кирово-Чепецк.....	274
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).....	283
12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения .....	283
12.4. Описание существующих проблем надёжного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения.....	284
12.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения.....	284
Список использованных источников.....	285

## **Раздел 1. Функциональная структура организации теплоснабжения**

### **1.1. Принятая сетка расчетных элементов территориального деления города Кирово-Чепецк**

В качестве сетки расчетных элементов территориального деления города, используемой как территориальная единица представления и обработки информации, принята сетка кадастрового деления территории МО город Кирово-Чепецк.

При проведении кадастрового зонирования территории города выделяются структурно-территориальные единицы: кадастровые зоны и кадастровые кварталы.

Кадастровые зоны выделяются, как правило, в границах административных районов и включенных в городскую черту дополнительных территорий.

Кадастровые кварталы выделяются в границах кварталов существующей городской застройки, красных линий, а также территорий, ограниченных дорогами, просеками, реками и другими естественными границами.

Кадастровый номер квартала представляет собой уникальный идентификатор, присваиваемый объекту учета который сохраняется за данным объектом до тех пор, пока он существует как единый объект.

Номер кадастрового квартала имеет иерархическую структуру и состоит из четырех частей – А: Б: В: В1, где:

А – номер Кировской области в Российской Федерации (43);

Б – номер МО город Кирово-Чепецк в Кировской области (42);

В – номер кадастровой зоны (административного района);

В1 – номер кадастрового квартала;

Кадастровые зоны и кварталы покрывают территорию города без разрывов и перекрытий.

Сетка кадастрового деления города загружена отдельным слоем в Электронную модель системы теплоснабжения МО город Кирово-Чепецк.

Сетка кадастрового деления микрорайона Каринторф с источником тепловой мощности – котельной БМК – 8,0 загружена отдельным слоем в Электронную модель системы теплоснабжения МО город Кирово-Чепецк.

## 1.2. Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций

### 1.2.1. Зона эксплуатационной ответственности Кировской ТЭЦ-3

В соответствии с предоставленными данными, в городе Кирово-Чепецке преобладает централизованное теплоснабжение жилищно-коммунального сектора города от Кировской ТЭЦ-3, входящей в Кировский филиал ОАО «ТГК-5».

Кировская ТЭЦ-3 одна из четырех станций, входящих в состав филиала Кировского филиала ОАО «ТГК-5».

Кировская ТЭЦ-3 расположена по адресу: г. Кирово-Чепецк, переулочек Рабочий, д. 4. Место расположения Кировской ТЭЦ-3 на карте города представлено на рис. 1.2.1.

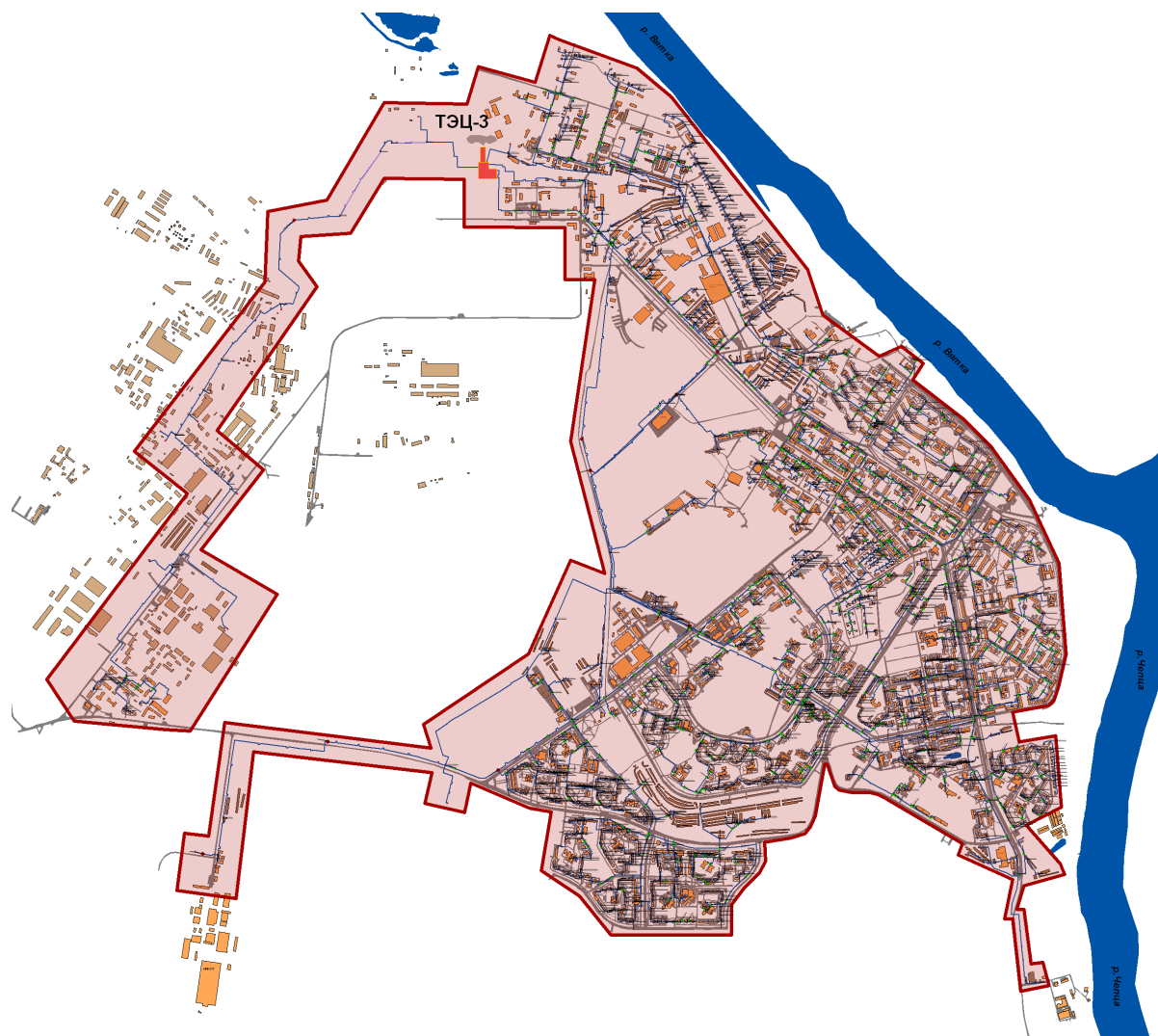


Рис. 1.2.1. Зона действия Кировской ТЭЦ-3 (выделена красным) с указанием тепловых сетей (выделены синим)

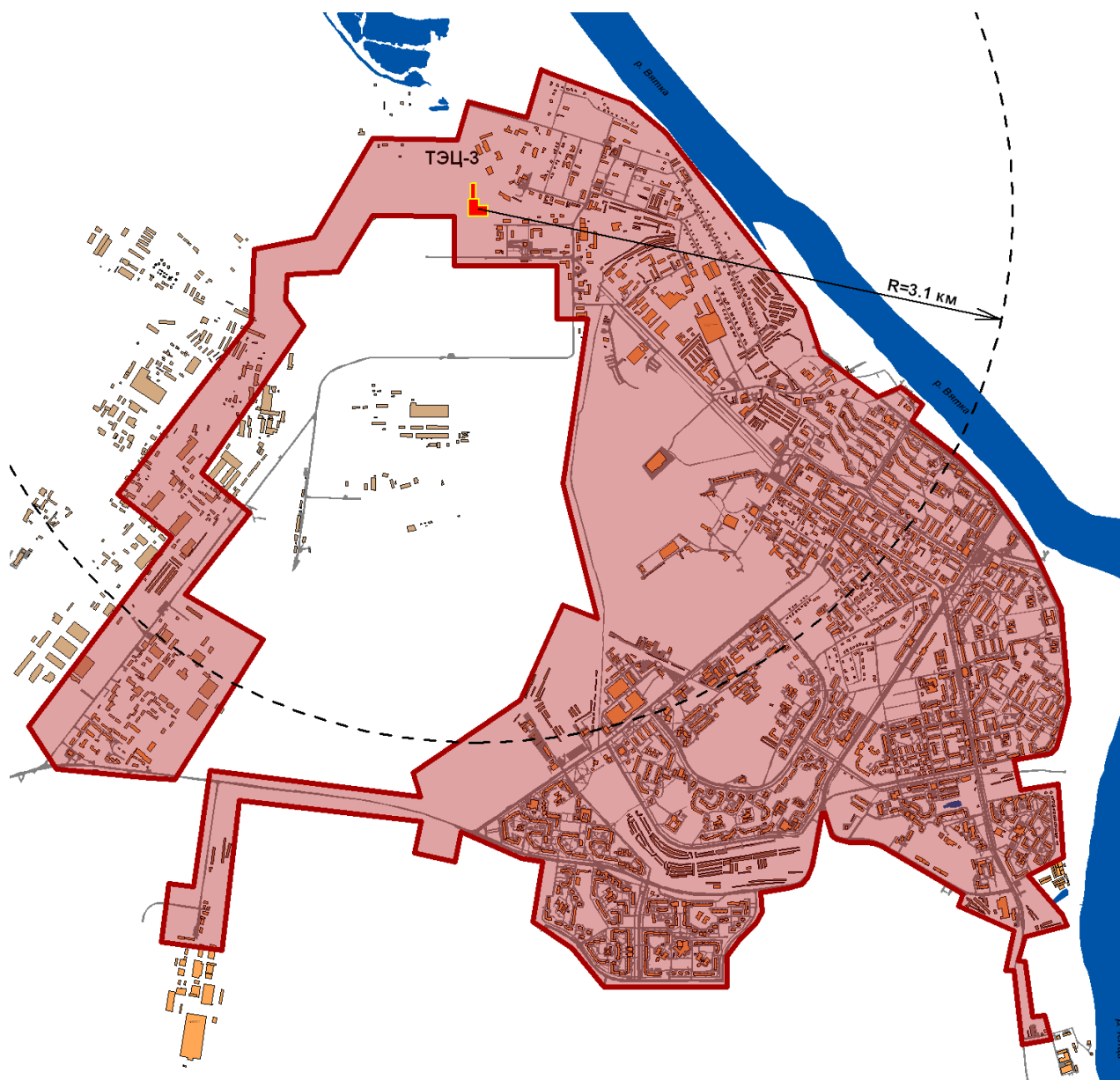
Кировская ТЭЦ-3 отпускает тепловую энергию в сетевой воде потребителям на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения жилого сектора, административных, культурно-бытовых зданий и промышленности г. Кирово-Чепецка.

Кроме того, Кировская ТЭЦ-3 отпускает тепловую энергию в виде пара на производственные нужды ООО «ГалоПолимер Кирово-Чепецк», ООО «ЗЖБИ», МУП «Водоканал» и других промышленных предприятий г. Кирово-Чепецк.

Температурный график теплосети 145/70°C при расчетной температуре наружного воздуха  $t_{нв} = -33^{\circ}\text{C}$ , со срезкой на 130 °C при температуре наружного воздуха  $t_{нв} = -26^{\circ}\text{C}$ . Температурный график введен в действие 09.12.2013 г.

Для системы теплоснабжения г. Кирово-Чепецка отпуск тепловой энергии принят в режиме центрального качественного регулирования в диапазоне температур наружного воздуха от + 8°C до - 33°C. Продолжительность отопительного периода составляет 5 544 ч., неотапливаемого – 3216 ч. Тип прокладки трубопроводов тепловой сети – подземная и надземная.

Эффективный радиус теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3 составляет 3,1 км и представлен на рис. 1.2.2.



**Рис. 1.2.2. Сопоставление зоны эффективного теплоснабжения (черная пунктирная линия) и зоны действия Кировской ТЭЦ-3**

Тепловая изоляция выполнена из минераловатных материалов и пенополиуретана. Утвержденный температурный график отпуска тепловой энергии от Кировской ТЭЦ-3 представлен на рис. 1.2.3.



СОГЛАСОВАНО  
Зам. главы администрации  
МО «Город Кирово-Чепецк»  
Н.С. Двинина  
«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2013г.



УТВЕРЖДАЮ  
Технический директор-главный инженер  
ОАО «КТК»  
А.В. Барулин  
«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2013г.



ГРАФИК  
температур сетевой воды на коллекторе ТЭЦ-3

Температура наружного воздуха	Температура в прямой линии	Температура в обратной линии	Температура в прямой линии системы отопления	Перепад
+10	68	47	54	21
+9	68	46	53	22
+8	68	46	53	22
+7	68	45	53	23
+6	68	44	52	24
+5	68	44	52	24
+4	68	43	52	25
+3	68	43	51	25
+2	68	42	51	26
+1	70	43	52	27
0	72	44	53	28
-1	75	45	55	30
-2	77	46	56	31
-3	79	47	58	32
-4	82	48	59	34
-5	84	48	60	36
-6	86	49	62	37
-7	88	50	63	38
-8	91	51	64	40
-9	93	52	65	41
-10	95	53	67	42
-11	97	53	68	44
-12	100	54	69	46
-13	102	55	71	47
-14	104	56	72	48
-15	106	57	73	49
-16	108	57	74	51
-17	111	58	76	53
-18	113	59	77	54
-19	115	60	78	55
-20	117	61	79	56
-21	119	61	81	58
-22	121	62	82	59
-23	124	63	83	61
-24	126	64	84	62
-25	128	64	85	64
-26	130	65	87	65
-27	130	64	86	66
-28	130	64	86	66
-29	130	63	86	67
-30	130	63	85	67
-31	130	62	85	68
-32	130	62	85	68
-33	130	61	84	69

При температурах наружного воздуха более +1°C и менее -20°C потребитель производит количественную подрегулировку изменением расхода сетевой воды.  
До проведения испытаний тепловых сетей на максимальную температуру срезка на 121 \*С.

Заместитель главного инженера ОАО «КТК»  
Начальник отдела режимов

С.Н. Кривошеин  
Ю.Н. Стародумов

Рис. 1.2.3. Утверждённый температурный график теплосети ТЭЦ-3

### 1.2.2. Зона эксплуатационной ответственности котельной микрорайона Каринторф

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

Фактический адрес котельной БМК-8,0: г. Кирово-Чепецк, микрорайон Каринторф, улица Октябрьская, дом 12. Место расположения и зона действия котельной микрорайона Каринторф на карте города представлено на рис. 1.2.4.



**Рис. 1.2.4. Зона действия котельной микрорайона Каринторф (выделена красным) с указанием тепловых сетей (выделены синим)**

Котельная отпускает тепловую энергию в сетевой воде потребителям на нужды отопления жилого сектора, административных, культурно-бытовых зданий.

Температурный график теплосети -  $t_{\text{пр}}/t_{\text{обр}} = 95/70$  °C при расчетной температуре наружного воздуха  $t_{\text{нв}} = -33$ °C.

Продолжительность отопительного периода составляет 5 544 ч., неотапительного – 3 216 ч.

Трубопроводы тепловой сети выполнены в двухтрубном исполнении подземной и надземной прокладки.

Тепловая изоляция выполнена из минераловатных материалов с защитным покрытием из стеклопластика и рубероида.

Расчётная схема для определения эффективного радиуса теплоснабжения от котельной представлена на рис. 1.2.5.



Рис. 1.2.5. Расчетная схема для определения эффективного радиуса теплоснабжения

№ п/п	Показатель	№ зоны			Сумма
		1	2	3	
<b>Исходные данные</b>					
1	Расстояние $L_i$ , км	1,037	1,277	0,480	2,794
2	Мощность $Q_i$ , Гкал/ч	1,2	2,64	0,22	4,06
3	Годовой отпуск $A_i$ , тыс. Гкал	4,352	9,576	0,798	14,726
<b>Расчёт с учётом расстояния до источника</b>					
4	$L_i \times Q_i$ , км × Гкал/ч	1,24	3,37	0,11	4,72
5	Средний радиус теплоснабжения $L_{cp}$ , км	-	-	-	1,163
6	Годовые затраты на транспорт тепла по каждой зоне $B_i$ , тыс. руб.	4586,2	12424,8	389,2	17400,2
7	Удельные затраты на транспорт тепла $Z$ , руб/ч / ((Гкал/ч) × км)	-	-	-	437,499
8	Среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне $C_i$ , руб/ч	544,4	1474,9	46,2	2065,6
9	Удельные на единицу отпуска тепла среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне $S_i$ , руб/Гкал	1053,70	1297,56	487,37	-
<b>Расчёт без учета расстояния</b>					
10	Годовые затраты на транспорт тепла $B_{ю}$ , тыс. руб	5142,9	11314,4	942,9	17400,2
11	Годовая разница, тыс. руб	-556,7	1110,4	-553,7	0,0

Стоимость передачи тепловой энергии теплоснабжающей организацией от источников теплоснабжения до потребителей в 2014 г. составляла 368,6 руб/Гкал. Радиус эффективного теплоснабжения котельной БМК-8,0 в 2014 г. составил 1,163 км (см. рис. 1.2.6.).

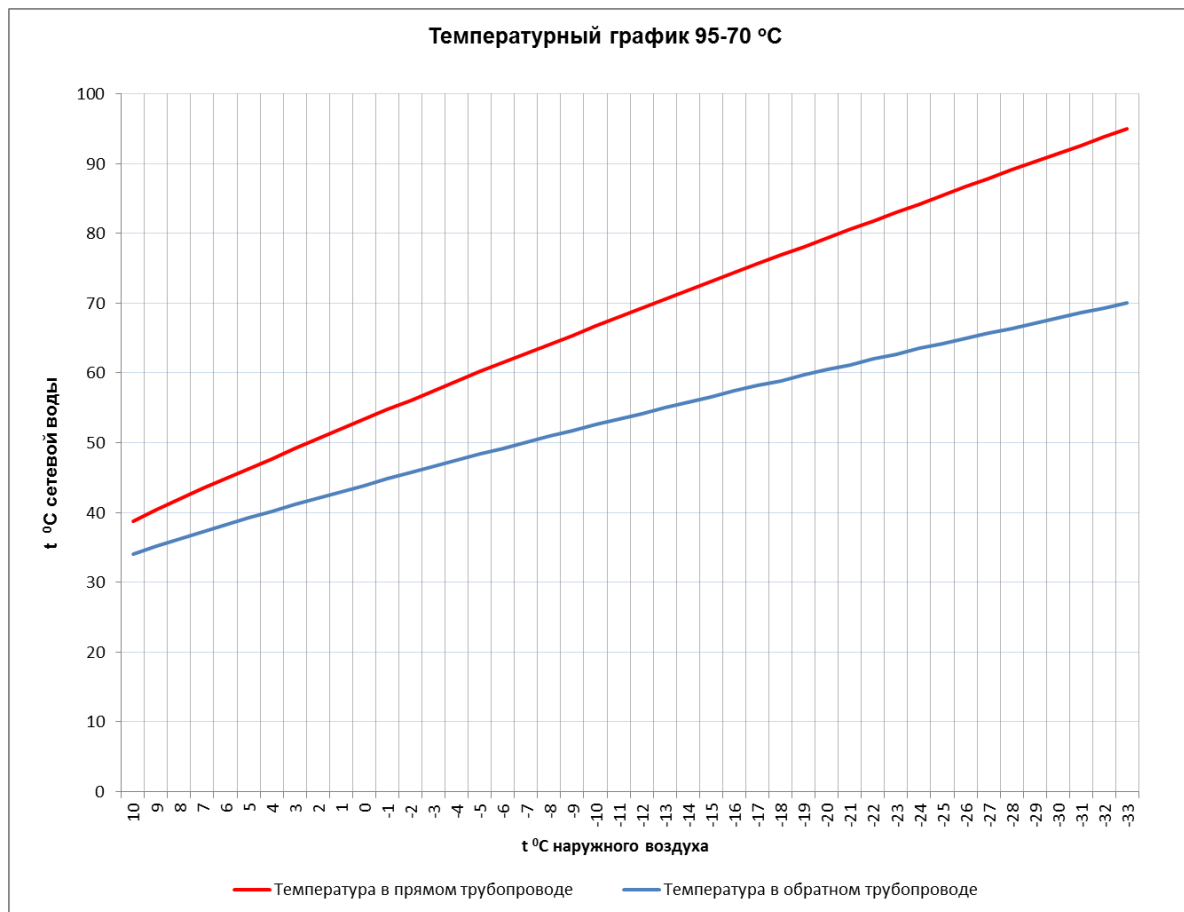


**Рис. 1.2.6. Зона действия и радиус эффективного теплоснабжения котельной микрорайона Каринторф**

Температурный график отпуска тепловой энергии от котельной микрорайона Каринторф представлен в табл. 1.2.1 на рис. 1.2.7.

**Таблица 1.2.1**

Температура, °С					
Наружного воздуха	Сетевой воды в подающем трубопроводе	Сетевой воды в обратном трубопроводе	Наружного воздуха	Сетевой воды в подающем трубопроводе	Сетевой воды в обратном трубопроводе
10	38,8	34,1	-12	69,3	54,2
9	40,4	35,2	-13	70,6	55
8	41,9	36,2	-14	71,8	55,8
7	43,4	37,2	-15	73,1	56,6
6	44,8	38,2	-16	74,4	57,4
5	46,3	39,2	-17	75,6	58,2
4	47,7	40,2	-18	76,9	58,9
3	49,2	41,2	-19	78,1	59,7
2	50,6	42,1	-20	79,3	60,5
1	52,0	43,0	-21	80,6	61,2
0	53,4	43,9	-22	81,8	62,0
-1	54,8	44,8	-23	83,0	62,7
-2	56,1	45,7	-24	84,2	63,5
-3	57,5	46,6	-25	85,4	64,2
-4	58,8	47,5	-26	86,7	65
-5	60,2	48,4	-27	87,9	65,7
-6	61,5	49,2	-28	89,1	66,4
-7	62,8	50,1	-29	90,3	67,1
-8	64,1	50,9	-30	91,4	67,9
-9	65,4	51,7	-31	92,6	68,6
-10	66,7	52,6	-32	93,8	69,3
-11	68,0	53,4	-33	95,0	70,0



**Рис. 1.2.7. Температурный график отпуски тепловой энергии от котельной микрорайона Каринторфф**

На рис. 1.2.8 показана блочно-модульная котельная микрорайона Каринторфф.



**Рис. 1.2.8. Блочно-модульная котельная микрорайона Каринторфф**

Нормативный отпуск тепловой энергии от котельной микрорайона Каринторфф в соответствии с температурным графиком 95/70 °С показан в табл. 1.2.2. и на графике рис. 1.2.9.

Таблица 1.2.2

Наружного воздуха, °С,	Сетевой воды в подающем трубопроводе, °С	Сетевой воды в обратном трубопроводе, °С	Тепловая энергия, Гкал/ч	Наружного воздуха, °С	Сетевой воды в подающем трубопроводе, °С	Сетевой воды в обратном трубопроводе, °С	Тепловая энергия, Гкал/ч
10	38,8	34,1	0,94	-12	69,3	54,2	3,0
9	40,4	35,2	1,04	-13	70,6	55	3,1
8	41,9	36,2	1,14	-14	71,8	55,8	3,2
7	43,4	37,2	1,24	-15	73,1	56,6	3,3
6	44,8	38,2	1,32	-16	74,4	57,4	3,4
5	46,3	39,2	1,42	-17	75,6	58,2	3,5
4	47,7	40,2	1,5	-18	76,9	58,9	3,6
3	49,2	41,2	1,6	-19	78,1	59,7	3,7
2	50,6	42,1	1,7	-20	79,3	60,5	3,8
1	52	43	1,8	-21	80,6	61,2	3,9
0	53,4	43,9	1,9	-22	81,8	62	4,0
-1	54,8	44,8	2	-23	83	62,7	4,1
-2	56,1	45,7	2,08	-24	84,2	63,5	4,1
-3	57,5	46,6	2,18	-25	85,4	64,2	4,2
-4	58,8	47,5	2,26	-26	86,7	65	4,3
-5	60,2	48,4	2,36	-27	87,9	65,7	4,4
-6	61,5	49,2	2,46	-28	89,1	66,4	4,5
-7	62,8	50,1	2,54	-29	90,3	67,1	4,6
-8	64,1	50,9	2,64	-30	91,4	67,9	4,7
-9	65,4	51,7	2,74	-31	92,6	68,6	4,8
-10	66,7	52,6	2,82	-32	93,8	69,3	4,9
-11	68	53,4	2,92	-33	95	70	5,0

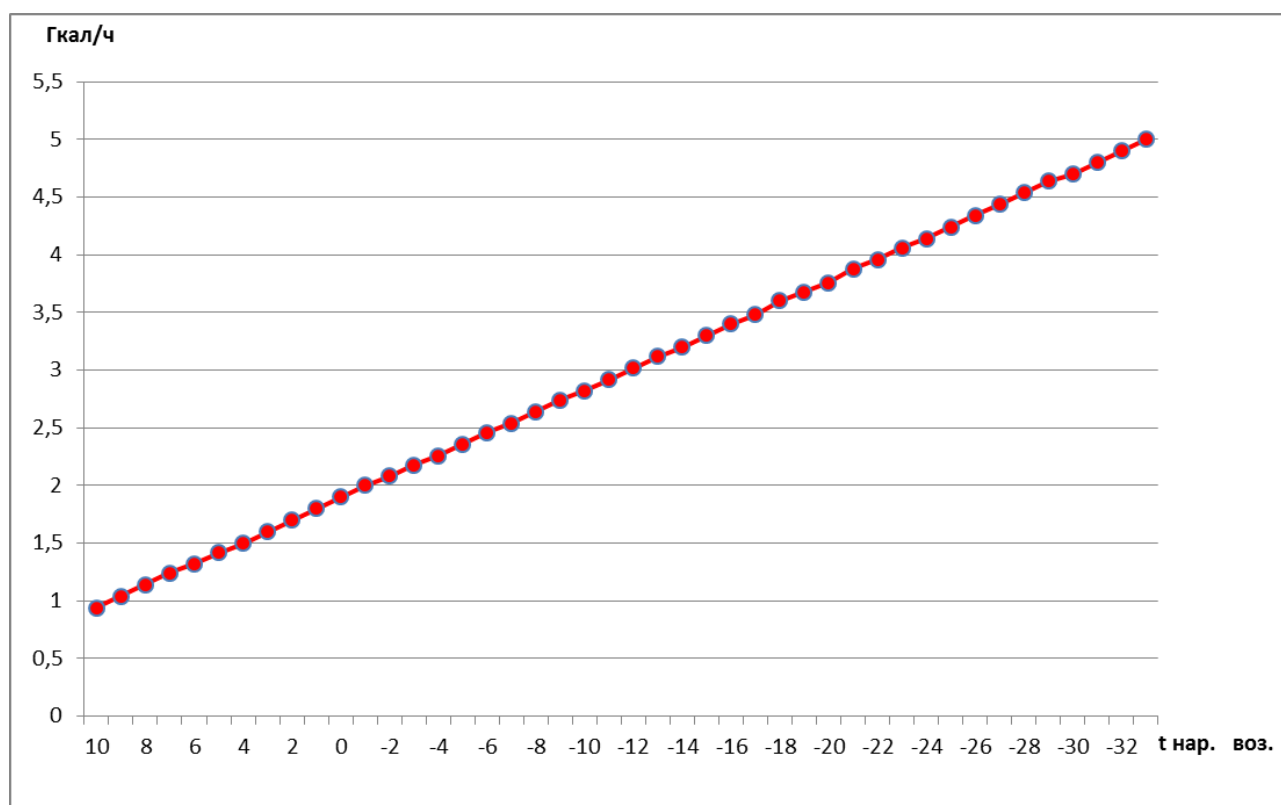


Рис. 1.2.9. Нормативный отпуск тепловой энергии от котельной микрорайона Каринторф

### 1.3. Описание технологических, оперативных и диспетчерских связей

Для обеспечения функционирования систем теплоснабжения города Кирово-Чепецка согласован порядок действий Кировского филиала ОАО «ТГК-5» и ОАО «КТК», регламентированный соглашениями об управлении системой теплоснабжения.

Данные документы определяют основные обязанности ОАО «ТГК-5» по содержанию тепловых сетей и сооружений на них, соблюдению режимов теплоснабжения, соблюдению оперативно – диспетчерской дисциплины, обеспечению максимальной экономичности и надежности передачи и распределения тепловой энергии и теплоносителя, осуществлению мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий и других нарушений.

В свою очередь, основными обязанностями Кировского филиала ОАО «ТГК-5» и ОАО «КТК» являются выработка и подача в присоединенную сеть на границы эксплуатационной ответственности тепловой энергии и теплоносителя, задание и соблюдение гидравлических и тепловых режимов, разработка мероприятий по выходу из возможных аварийных ситуаций в зоне эксплуатационной ответственности Кировского филиала ОАО «ТГК-5».

Работа магистральных тепловых сетей от Кировской ТЭЦ-3 контролируется диспетчерской службой тепловых сетей. Диспетчерская служба является подразделением Кировского филиала ОАО «ТГК-5».

Диспетчерская служба осуществляет круглосуточное оперативное диспетчерское управление работой источников тепла, тепловых сетей, насосных станций. Диспетчерская служба находится в непосредственном подчинении технического директора тепловых сетей Кировского филиала ОАО «ТГК-5». Детальные сведения о работе диспетчерской службы приведены в пункте 3.17 настоящей Книги.

### 1.4. Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями

Перечень теплосетевых организаций, получающих и распределяющих тепловую энергию от Кировской ТЭЦ-3 по договорам на теплоснабжение, с указанием принадлежности тепловых сетей представлен в табл. 1.4.1.

Таблица 1.4.1

Источник теплоснабжения	Принадлежность источника	Тепловые сети	Теплосетевая организация, эксплуатирующая тепловые сети	Принадлежность тепловых сетей
Кировская ТЭЦ-3	Филиал ОАО «ТГК-5»	Магистральные	ОАО «Кировская теплоснабжающая компания»	ОАО «Кировская теплоснабжающая компания»
		Внутриквартальные	ОАО «Кировская теплоснабжающая компания»	ОАО «Кировская теплоснабжающая компания»

## 1.5. Описание зон действия индивидуального теплоснабжения

Зоны действия индивидуального теплоснабжения в городе Кирово-Чепецке сформированы в исторически сложившихся на территории города и в присоединенных бывших сельских и поселковых округах микрорайонах с коттеджной и усадебной застройкой.

Данные здания, как правило, не присоединены к системам централизованного теплоснабжения, и их теплоснабжение осуществляется либо от индивидуальных газовых котлов, либо используется печное отопление.

В г. Кирово-Чепецк существуют зоны действия индивидуальных источников тепловой энергии. В основном это постройки малой этажности, находящиеся на значительном удалении от источника тепловой энергии, не входящие в зоны их действия и находящиеся вне черты города Кирово-Чепецка. Так же в г. Кирово-Чепецк планируется застройка площадей, находящихся вне зоны действия существующего источника тепловой энергии. Теплоснабжение потребителей, находящихся в этих зонах, будет осуществляться от индивидуальных источников тепловой энергии.

На рис. 1.5.1 приведена зона действия индивидуального теплоснабжения в городе Кирово-Чепецке в микрорайоне Каринторф.



**Рис. 1.5.1. Зона действия индивидуального теплоснабжения (выделено зеленым цветом) в городе Кирово-Чепецке в микрорайоне Каринторф**



## Раздел 2. Источники тепловой энергии

### 2.1. Общие положения

Основным источником теплоснабжения в г. Кирово-Чепецке является Кировская ТЭЦ-3, входящая в Кировский филиал ОАО «ТГК-5». Кроме того в микрорайоне Каринторф теплоснабжение жилых и общественных зданий осуществляется от котельной, находящейся в этом микрорайоне.

### 2.2. Структура основного оборудования источников теплоснабжения

#### 2.2.1. Структура основного оборудования ТЭЦ-3

Установленная электрическая мощность ТЭЦ –149 МВт.

Установленная тепловая мощность Кировской ТЭЦ-3 – 813 Гкал/ч, из которой тепловая мощность отборов паровых турбин 413 Гкал/ч, мощность пиковых водогрейных котлов 400 Гкал/ч. Тепловая мощность отборов паровых турбин складывается из мощности теплофикационных отборов – 273 Гкал/ч и мощности производственных отборов – 140 Гкал/ч.

Структура установленной тепловой мощности Кировской ТЭЦ-3 представлена на рис. 2.2.1.

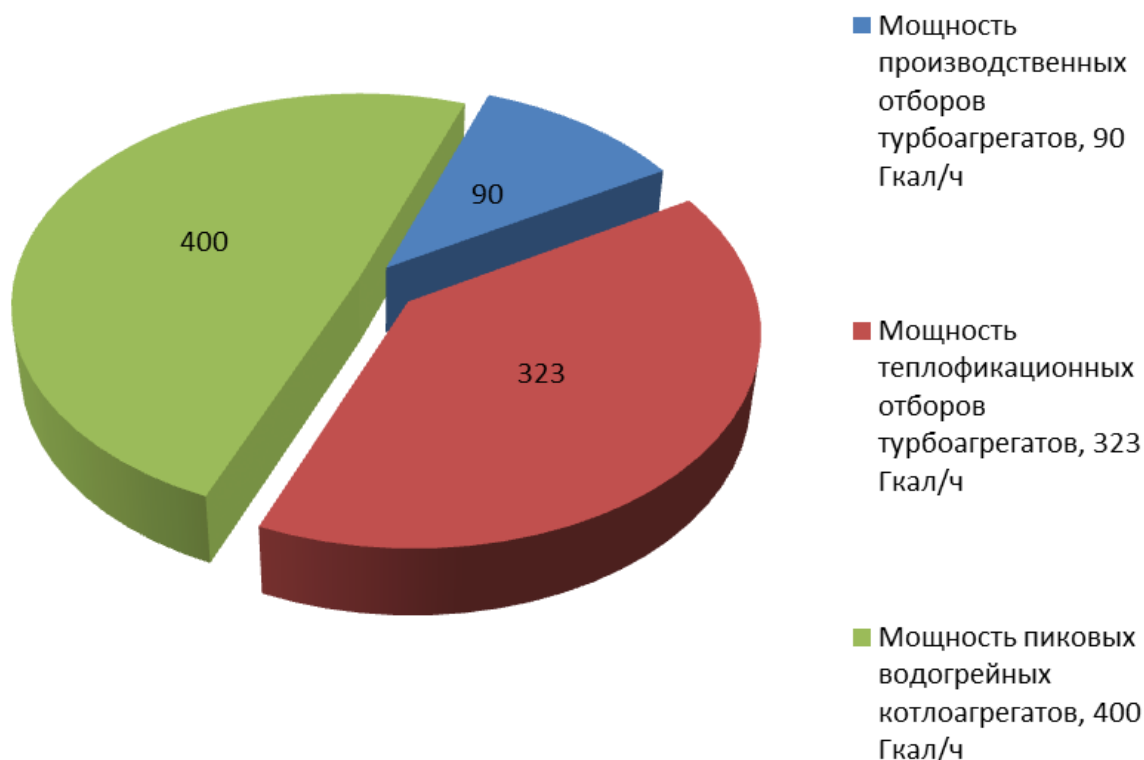


Рис. 2.2.1. Структура установленной тепловой мощности Кировской ТЭЦ-3

В состав основного оборудования Кировской ТЭЦ-3 входят 7 энергетических котлов, 5 паровых турбин и 4 водогрейных котла. Состав установленного основного энергетического оборудования приведен в табл. 2.2.1.

Таблица 2.2.1

Марка котла	Ст. №	Год ввода	Марка турбины	Ст. №	Год ввода
ТП-170-1	5	1953	ПТ-25-90-10/2,5	3	1953
ТП-170-1	6	1954	Т-25-90	4	1954
ТП-170-1	7	1954	Т-27-90	5	1956
ТП-170-1	8	1956	Т-42/50-90-3	6	1957
ПК-14/2	9	1958	ПТ-30-90-10/2,5	8	1959
ПК-14/2	10	1959			
ПК-14/2	11	1962			
<b>Водогрейная котельная</b>					
КВ-ГМ-100-150	1	1980			
КВ-ГМ-100-150	2	1980			
КВ-ГМ-100-150	3	1985			
КВ-ГМ-100-150	4	1985			

### 2.2.2. Структура основного и вспомогательного оборудования котельной микрорайона Каринторф БМК-8,0

Установленная тепловая мощность котельной Каринторф – 7 Гкал/ч. Располагаемая тепловая мощность – 5,5 Гкал/ч.

Основным теплоэнергетическим оборудованием котельной микрорайона Каринторф являются котлы КВаГн "Вулкан"VK-2000 и КВаГн "Вулкан"VK-1500.

Котлоагрегат состоит из котла, блочной горелки и системы автоматики котла. Котлоагрегаты оснащены автоматикой безопасности горения и контрольно-измерительными приборами.

Структура основного оборудования котельной микрорайона Каринторф приведена в табл. 2.2.2.

Таблица 2.2.2

Наименование предприятия	Основное энергетическое оборудование				
	Марка котла	Станционный номер	Количество котлов, шт.	Тепловая мощность, Гкал/ч	Год ввода
Котельная микрорайона Каринторф БМК-8,0	КВаГн "Вулкан" VK-1500	№ 1	1	1,5	2007
	КВаГн "Вулкан" VK-2000	№ 2	1	2	2007
	КВаГн "Вулкан" VK-2000	№ 3	1	2	2007
	КВаГн "Вулкан" VK-1500	№ 4	1	1,5	2007

Описание основного оборудования котельной Каринторф выполнено в табл. 2.2.3. по режимным картам котлов.

Таблица 2.2.3

Наименование котельной	Тип, модификация котла	Завод-изготовитель	Топливо основное	Установленная тепловая мощность котла Гкал/ч	Коэффициент полезного действия котла, %	Температура воды на входе / выходе котла, °С	Давление воды на входе в котёл выходе и выходе из котла, кгс/см <sup>2</sup>	Расход воды через котёл, min/max т/ч
Котельная Каринторф	КВаГн «Вулкан» VK-2000	ЗАО «Белогорье» г. Шебекино, Белгородская область	газ	2,0	90,8	65 / 90	3,8/3,3	80/85
	КВаГн «Вулкан» VK-1500	ЗАО «Белогорье» г. Шебекино, Белгородская область	газ	1,5	92,0	70 / 95	3,8/3,3	60/64

Вспомогательное оборудование, установленное на котельной:

1. Автоматизированная водоподготовительная установка, служит для первоначального заполнения системы теплоснабжения и подпитки умягченной водой (На катионирование и обезжелезивание);
  2. Расходный бак химочищенной воды;
  3. Насосная группа:
    - 3.1. Насосы исходной воды;
    - 3.2. Подпиточные насосы;
    - 3.3. Сетевые насосы;
    - 3.4. Система управления насосами;
  4. Мембранные расширительные баки;
  5. Оборудование внутреннего газоснабжения котельной с коммерческим узлом учета, системой автоматического контроля загазованности;
  6. Оборудование и трубопроводы систем отопления и вентиляции с узлом учета тепловой энергии:
    - 6.1. Теплообменники отопления;
  7. Оборудование систем КИПиА, электроснабжения, сигнализации и телемеханизации
  8. Теплый модуль из панелей типа «сэндвич».
- На котельной используются разборные пластинчатые теплообменники фирмы ЗАО «Ридан».

Основные характеристики теплообменника приведены в табл. 2.2.4.

Таблица 2.2.4

Наименование показателя	Параметры	
Расчетная температура °С	150	
Расчетное давление в кгс/см <sup>2</sup>	16	
Пробное давление в кгс/см <sup>2</sup>	23	
Количество пластин шт.	377	
Материал прокладок	EPDM, Nitril, Viton	
Материал пластин	AISI 304, AISI 316, SMO 254, Titanium, Hastelloy C-276	
Теплоноситель	Горячая среда	Холодная среда
Температура на входе °С	105	69
Температура на выходе °С	71	95

В таблице 2.2.5.приведен состав и технические характеристики насосной группы и другого вспомогательного оборудования, установленного на котельной.

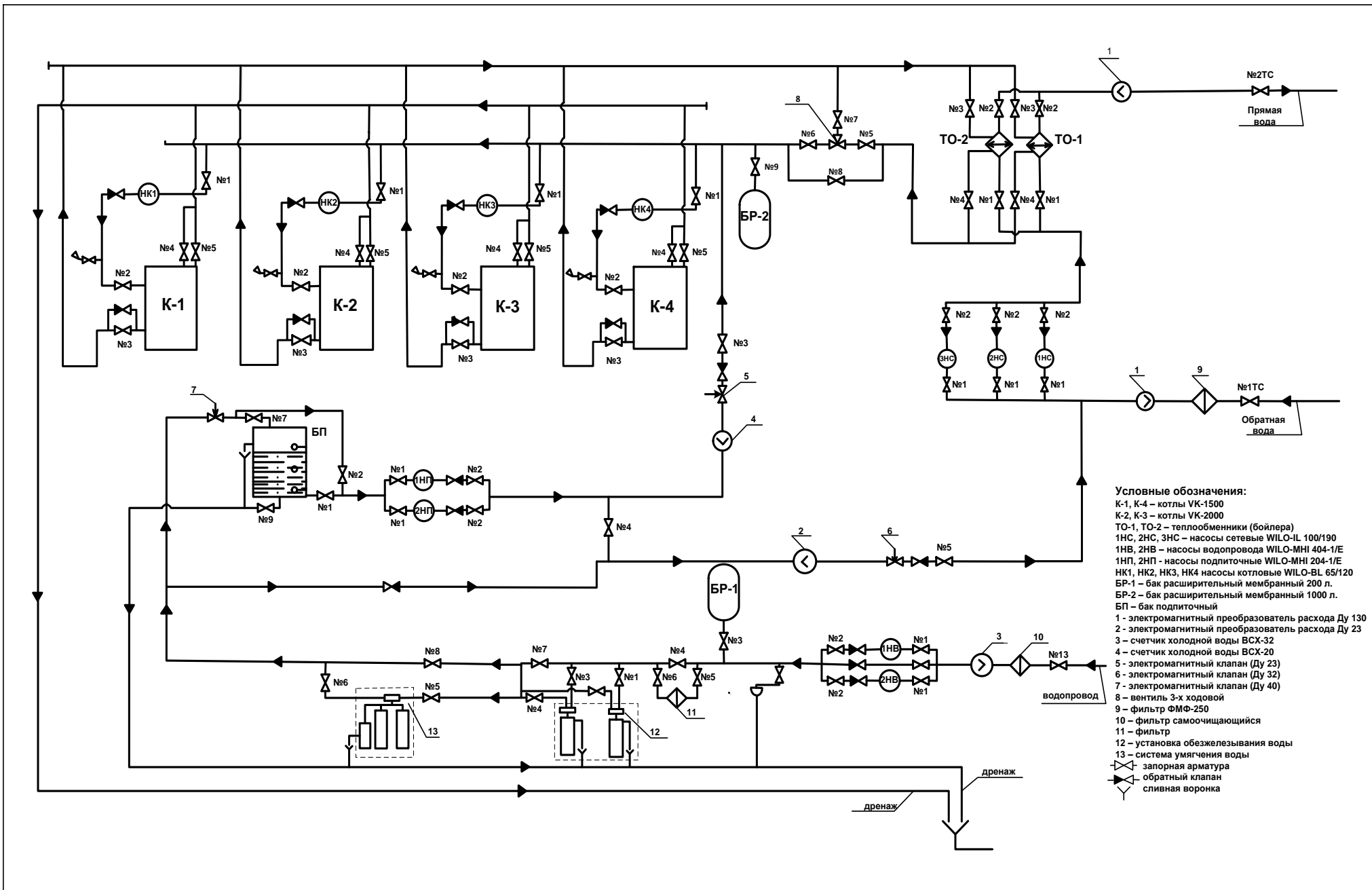
Таблица 2.2.5

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Параметр
	<b><u>Питательные насосы</u></b>	типоразмер	WILO BL 65/120
	1. Производительность	м <sup>3</sup> /ч	80
	2. Напор	м. вод. ст.	14
	3. Мощность электродвигателя	кВт	4
	4. Частота вращения	об/мин	2900
	5. Количество	шт.	4
	6. Напряжение	кВ	0,380
	<b><u>Сетевые насосы</u></b>	типоразмер	WILO IL 100/190
2	1. Производительность	м <sup>3</sup> /ч	140
	2. Напор	м. вод. ст.	45
	3. Мощность электродвигателя	кВт	30
	4. Частота вращения	об/мин	2900
	5. Количество	шт.	3
	6. Напряжение	кВ	0.380
	<b><u>Насосы исходной воды</u></b>	типоразмер	WILO MHI 404-1/E
3	1. Производительность	м <sup>3</sup> /ч	8
	2. Напор	м. вод. ст.	42
	3. Мощность электродвигателя	кВт	1.04
	4. Частота вращения	об/мин	2900
	5. Количество	шт.	2
	6. Напряжение	кВ	0.380
	<b><u>Подпиточные насосы</u></b>	типоразмер	WILO MHI 204-1/E
4	1. Производительность	м <sup>3</sup> /ч	5
	2. Напор	м. вод. ст.	43
	3. Мощность электродвигателя	кВт	0.55
	4. Частота вращения	об/мин	2900
	5. Количество	шт.	2
	6. Напряжение	кВ	0.380

	<b><u>Подпиточные насосы</u></b>		
5	1. Производительность 2. Напор 3. Мощность электродвигателя 4. Частота вращения 5. Количество 6. Напряжение	типоразмер  м <sup>3</sup> /ч м. вод. ст. кВт об/мин шт кВ.	К 20/30  20 30 4 2900 4 0,380
	<b><u>Баки-аккумуляторы</u></b>		
	1. Количество 2. Ёмкость	шт. м <sup>3</sup>	2 100

Система теплоснабжения – закрытая, двухтрубная. Теплоноситель – сетевая теплоноситель с расчетными температурами по отопительному графику 95 / 70 °С. Режим работы котельной автоматизированный.

Тепловая схема котельной Каринторф приведена на рис. 2.2.2.



- Условные обозначения:**
- K-1, K-4 – котлы VK-1500
  - K-2, K-3 – котлы VK-2000
  - ТО-1, ТО-2 – теплообменники (бойлера)
  - 1НС, 2НС, 3НС – насосы сетевые WILO-IL 100/190
  - 1НВ, 2НВ – насосы водопровода WILO-MHI 404-1/E
  - 1НП, 2НП – насосы подпиточные WILO-MHI 204-1/E
  - НК1, НК2, НК3, НК4 насосы котловые WILO-BL 65/120
  - БР-1 – бак расширительный мембранный 200 л.
  - БР-2 – бак расширительный мембранный 1000 л.
  - БП – бак подпиточный
  - 1 – электромагнитный преобразователь расхода Ду 130
  - 2 – электромагнитный преобразователь расхода Ду 23
  - 3 – счетчик холодной воды ВСХ-32
  - 4 – счетчик холодной воды ВСХ-20
  - 5 – электромагнитный клапан (Ду 23)
  - 6 – электромагнитный клапан (Ду 32)
  - 7 – электромагнитный клапан (Ду 40)
  - 8 – вентиль 3-х ходовой
  - 9 – фильтр ФМФ-250
  - 10 – фильтр самоочищающийся
  - 11 – фильтр
  - 12 – установка обезжелезивания воды
  - 13 – система умягчения воды
  - ↔ – запорная арматура
  - ↔ – обратный клапан
  - ⬇ – сливная воронка

Рис. 2.2.2. Тепловая схема котельной Каринторф

### 2.2.3. Водоподготовка на котельной микрорайона Каринторф

Автоматизированная водоподготовительная установка, служит для первоначального заполнения системы теплоснабжения и подпитки умягченной водой

Водоподготовка на котельной Каринторф осуществляется в два этапа. На первом этапе очистки воды происходит обезжелезивание, на втором – Na-катионирование в фильтрах STRUCTURAL C-1665-A3. Корпус фильтра выполнен из композитного материала.

Пластиковые корпуса для фильтрующих систем промышленного назначения имеют широкий диапазон емкостей и диаметры от 150 до 1500 мм. Корпуса представляют собой резервуары с верхним отверстием для монтажа распределительной системы и элементов системы управления потоками. В непосредственном контакте с водой находится непроницаемая основа (т.н. линер), изготовленная из АБС-пластика и полиамида.

Снаружи, для придания максимальной прочности и способности работать под давлением до 10 кг/см<sup>2</sup>, корпуса имеют намотку из стекловолокна, пропитанную эпоксидной смолой. Для придания устойчивости в нижней части корпуса к нему приклеено основание – «юбка» из высокопрочного пластика.

### 2.2.4. Срок службы котлоагрегатов котельной микрорайона Каринторф

Срок службы водогрейных котлов согласно РД 34.17.435-95 приведён в таблице 2.2.5.

Таблица 2.2.5

Ст. №	Наименования котлов	Год ввода в эксплуатацию	Нормативный срок службы	Срока службы до капремонта
1	КВаГн "Вулкан"VK-2000	2007	16	до 2023
2	КВаГн "Вулкан"VK-1500	2007	16	до 2023

Парковый ресурс основного оборудования котельной будет исчерпан не ранее 2023 г.

После 2023 г. парковый ресурс основного оборудования котельной может быть продлен.

## 2.3. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

### 2.3.1. Параметры установленной тепловой мощности Кировской ТЭЦ-3

На Кировской ТЭЦ-3 эксплуатируются турбоагрегаты следующих типов:

- турбоагрегат ст. № 3 типа ПТ-25-90-10/2.5 производства ОАО «Ленинградский металлический завод» (ЛМЗ) номинальной электрической мощностью 25 МВт с конденсацией отработавшего пара и двумя регулируемые отборами пара – производственным (45 Гкал/ч) и теплофикационным (75Гкал/ч);

- турбоагрегат ст. № 4 типа Т-25-90 производства ЗАО «Брянский машиностроительный завод» (БМЗ) номинальной электрической мощностью 25 МВт с конденсацией отработавшего пара и теплофикационным отбором пара (54 Гкал/ч);

- турбоагрегат ст. № 5 типа Т-25-90 производства ЗАО «производства ЗАО «Брянский машиностроительный завод» (БМЗ) номинальной электрической мощностью 25 МВт с конденсацией отработавшего пара и теплофикационным отбором пара (54 Гкал/ч);

- турбоагрегат ст. № 6 типа Т-42/50-90-3 производства ОАО «Ленинградский металлический завод» (ЛМЗ) номинальной электрической мощностью 42 МВт с конденсацией отработавшего пара и теплофикационным отбором пара (65Гкал/ч);

- турбоагрегат ст. № 8 типа ПТ-30-90-10/2.5 производства ОАО «Уральский турбомоторный завод» (ТМЗ) номинальной электрической мощностью 30 МВт с конденсацией отработавшего пара и двумя регулируемые отборами пара – производственным (45 Гкал/ч) и теплофикационным (75 Гкал/ч);

Состав парка турбинного оборудования с параметрами пара на входе в турбину приведен в табл. 2.3.1.

Таблица 2.3.1

Ст. №	Тип (марка) турбины, завод-изготовитель	Установленная электрическая мощность, МВт	Параметры острого пара	
			Давление, кгс/см <sup>2</sup>	Температура, °С
3	ПТ-25-90-10/2,5, ЛМЗ	25	90	535
4	Т-25-90, БМЗ	25	90	535
5	Т-25-90, БМЗ	27	90	535
6	Т-42/50-90-3, ЛМЗ	42	90	535
8	ПТ-30-90-10/2,5, ТМЗ	30	90	535

Перечень энергетических котлов с параметрами свежего пара приведен в табл. 2.3.2.



Таблица 2.3.2

Ст. №	Тип (марка) котла	Параметры свежего пара		Производительность, т/ч	Завод изготовитель
		Давление, кгс/см <sup>2</sup>	Температура, °С		
5	ТП-170-1	110	510	170	ТКЗ
6	ТП-170-1	110	510	170	ТКЗ
7	ТП-170-1	110	510	170	ТКЗ
8	ТП-170-1	110	510	170	ТКЗ
9	ПК-14/2	110	540	220	ТКЗ
10	ПК-14/2	110	540	220	ТКЗ
11	ПК-14/2	110	540	220	ТКЗ

Состав парка водогрейных котлоагрегатов с параметрами воды на выходе из котла приведен в табл. 2.3.3.

Таблица 2.3.3

Ст. №	Тип (марка) котла	Параметры сетевой воды на выходе из котла		Номинальный расход сетевой воды, т/ч	Завод изготовитель
		Давление, кгс/см <sup>2</sup>	Температура, °С		
1	КВ-ГМ-100-150	10	150	1250	БКЗ
2	КВ-ГМ-100-150	10	150	1250	БКЗ
3	КВ-ГМ-100-150	10	150	1250	БКЗ
4	КВ-ГМ-100-150	10	150	1250	БКЗ

### 2.3.1. Параметры установленной тепловой мощности котельной микрорайона Каринторф

Параметры установленной тепловой мощности котельной микрорайона Каринторф приведены в табл. 2.3.4.

Таблица 2.3.4

Ст. №	Тип (марка) котла	Параметры сетевой воды на выходе из котла		Номинальный расход сетевой воды, т/ч	Завод изготовитель
		Давление, кгс/см <sup>2</sup>	Температура, °С		
1	КВаГн "Вулкан"VK-2000	3,8	95	85,0	ЗАО "Белогорье" г. Шебекино, Белгородская область
2	КВаГн "Вулкан"VK-1500	3,8	95	64,0	
3	КВаГн "Вулкан"VK-2000	3,8	95	85,0	
4	КВаГн "Вулкан"VK-1500	3,8	95	64,0	

## 2.4. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности Кировской ТЭЦ-3

### 2.4.1. Ограничения на тепловую мощность отопительных и производственных регулируемых отборов турбоагрегатов, связанные с особенностями выдачи тепловой мощности на основные, пиковые подогреватели сетевой воды

Суммарная установленная мощность подогревателей сетевой воды составляет 691,2 Гкал/ч, из которых 471,2 Гкал/ч – основные бойлера, 220 Гкал/ч – пиковые бойлеры. Установленная тепловая мощность теплофикационного оборудования и турбоагрегатов приведена в табл. 2.4.1.

Таблица 2.4.1

№ п/п	Наименование оборудования	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
1.	Коллектор пара 1,5-2,5 кгс/см <sup>2</sup>	
1.1.	Основные бойлера:	
1.1.1.	ОБ-1А	50
1.1.2.	ОБ-1Б	50
1.1.3.	ОБ-1В	50
1.1.4.	ОБ-1Г	50
1.1.5.	ОБ-2А	18
1.1.6.	ОБ-2Б	18
1.1.7.	ОБ-2В	17,6
1.1.8.	ОБ-2Г	17,6
1.1.9.	ОБ-3А	50
1.1.10.	ОБ-3Б	50
1.1.11.	ОБ-4А	50
1.1.12.	ОБ-4Б	50
1.1.13.	Суммарная установленная мощность подогревателей	471,2
1.2	Источники тепловой энергии:	
1.2.1.	Коллектор пара 1,5-2,5 кгс/см <sup>2</sup>	323
1.3	Резерв (+) / дефицит (-) установленной тепловой мощности подогревателей	+148,2
2.	Коллектор пара 8-13 кгс/см <sup>2</sup>	
2.1	Подогреватели сетевой воды:	
2.1.1.	ПБ-1А	34
2.1.2.	ПБ-1Б	50
2.1.3.	ПБ-1В	50
2.1.4.	ПБ-2А	18
2.1.5.	ПБ-2Б	18
2.1.6.	ПБ-3	50
2.1.7.	Суммарная установленная мощность подогревателей	220
2.2	Источники тепловой энергии:	
2.2.1	Коллектор пара 8-13 кгс/см <sup>2</sup>	90
2.3	Резерв (+) / дефицит (-) установленной тепловой мощности подогревателей	+130

Таким образом, отпуск тепловой энергии от турбоагрегатов может осуществляться в полном объеме. Резерв установленной мощности основных и пиковых бойлеров составляет 278,2 Гкал/ч.

Ограничения на тепловую мощность отопительных и производственных регулируемых отборов турбоагрегатов, связанные с особенностями выдачи тепловой мощности на основные пиковые подогреватели сетевой воды отсутствуют.

#### **2.4.2. Ограничения на тепловую мощность встроенных конденсационных пучков в режиме ухудшенного вакуума в период максимума тепловой нагрузки**

Встроенные конденсационные пучки в конденсаторах турбоагрегатов Кировской ТЭЦ-3 отсутствуют.

#### **2.4.3. Ограничения на тепловую мощность пиковых подогревателей сетевой воды и пиковых водогрейных котлоагрегатов, связанные с особенностями циркуляции теплоносителя**

Суммарная номинальная производительность насосов СЭН-1А, 1Б, 1Г, 2А, 2Д, 3А, 3Б составляет 7 700 м<sup>3</sup>/ч, расход сетевой воды в номинальном режиме через основные бойлера равен 7 890 м<sup>3</sup>/ч, следовательно, имеется дефицит производительности насосов СЭН в размере 190 м<sup>3</sup>/ч.

Расход сетевой воды в номинальном режиме через пиковые бойлера равен 6 420 м<sup>3</sup>/ч. Пиковые бойлера включены последовательно после основных бойлеров. Следовательно, при работе пиковых бойлеров резерв производительности насосов СЭН составляет 1 280 м<sup>3</sup>/ч.

Суммарная производительность насосов СН-1÷5 составляет 6 250 м<sup>3</sup>/ч, расход сетевой воды в номинальном режиме через пиковые водогрейные котлы равен 5 000 м<sup>3</sup>/ч, следовательно, имеется резерв производительности насосов СН-1÷5 в 1 250 м<sup>3</sup>/ч.

#### **2.4.4. Ограничения, связанные с поставкой топлива в режиме максимума тепловой нагрузки и сжиганием непроектных видов топлива на ТЭЦ-3 и котельной микрорайона Каринторф**

Пропускная способность системы газоснабжения Кировской ТЭЦ-3 составляет 135 тыс.н.м<sup>3</sup>/ч обеспечивает работу оборудования в режиме максимума тепловой нагрузки на природном газе.

В режиме максимума тепловой нагрузки на ТЭЦ-3 может сжигаться мазут, каменный уголь или торф.

В режиме максимума тепловой нагрузки котельная микрорайона Каринторф сжигает природный газ. Пропускная способность системы газоснабжения рассчитана на максимальную тепловую мощность котельной – 7 Гкал/ч и составляет 1 000 м<sup>3</sup>/ч

### 2.4.5. Параметры располагаемой тепловой мощности Кировской ТЭЦ-3

Официально утвержденных ограничений тепловой мощности нет. Располагаемая тепловая мощность Кировской ТЭЦ-3 равна установленной: 813 Гкал/ч, из которой тепловая мощность отборов паровых турбин 413 Гкал/ч, мощность пиковых водогрейных котлов 400 Гкал/ч. Тепловая мощность отборов паровых турбин складывается из мощности теплофикационных отборов – 273 Гкал/ч и мощности производственных отборов – 140 Гкал/ч.

Структура установленной тепловой мощности Кировской ТЭЦ-3 представлена на рис. 2.4.1.

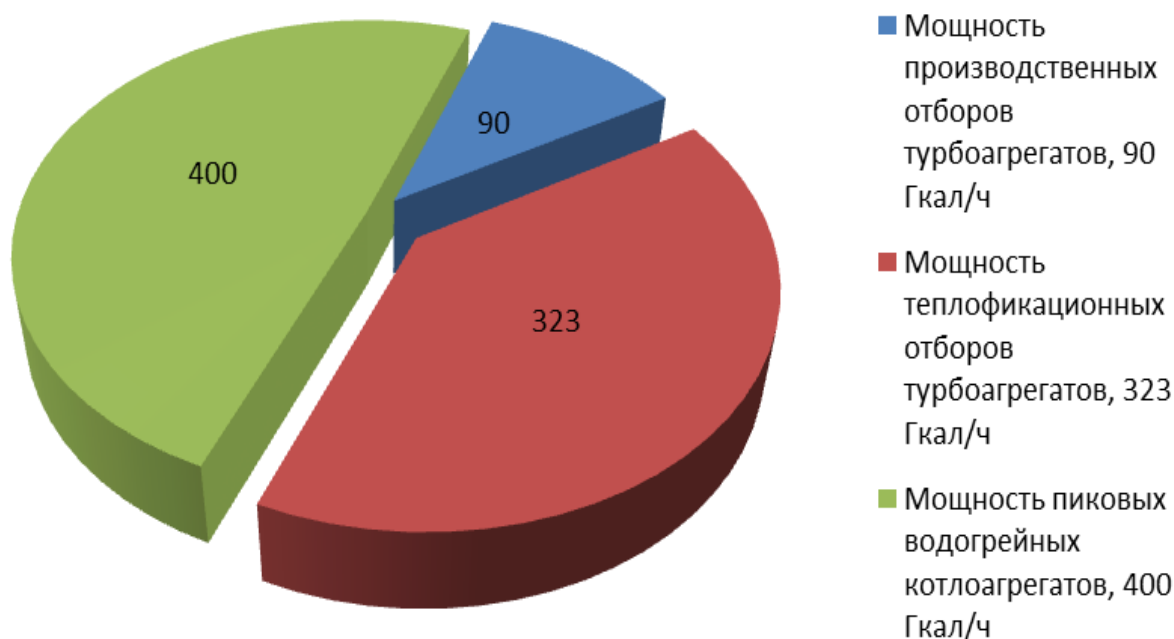
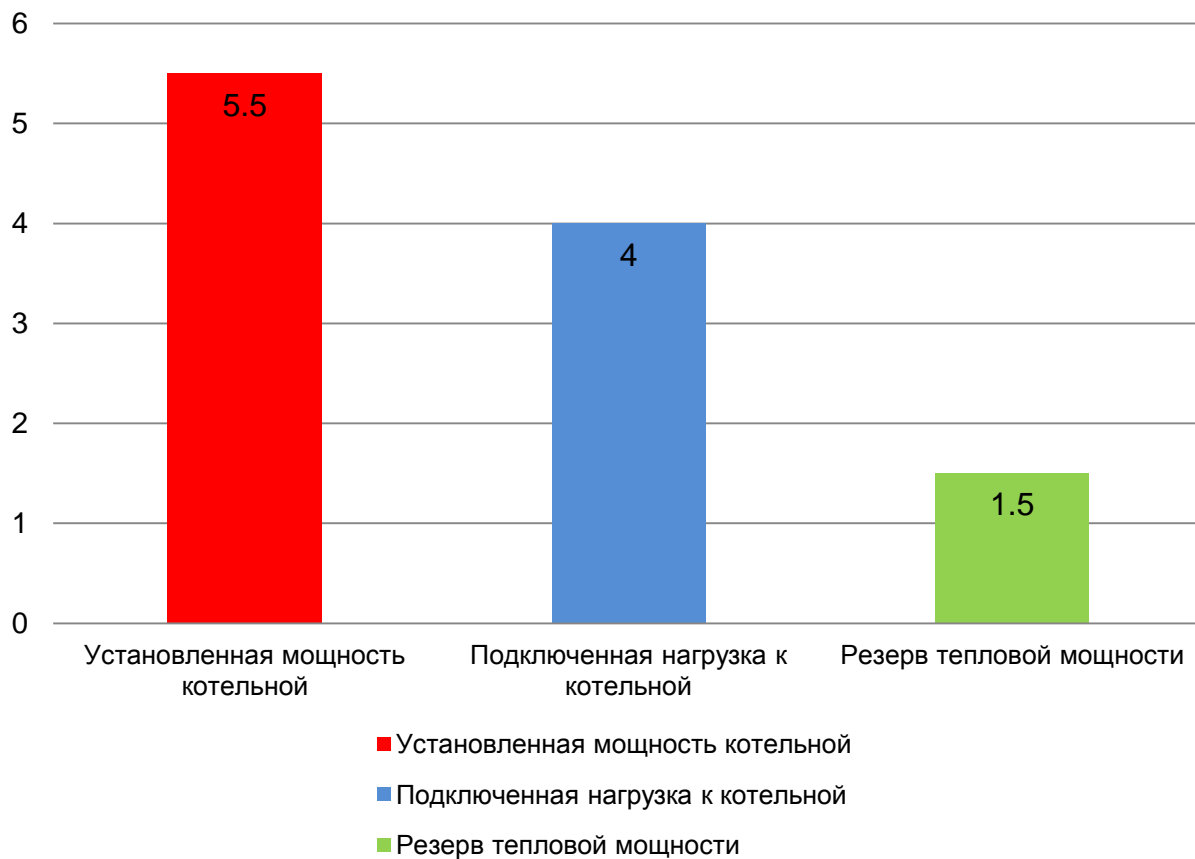


Рис. 2.4.1. Структура располагаемой тепловой мощности Кировской ТЭЦ-3

### 2.4.6. Параметры располагаемой тепловой мощности котельной микрорайона Каринторф

Располагаемая тепловая мощность котельной микрорайона Каринторф составляет 5,5 Гкал/ч. Подключенная нагрузка к котельной – 4,0 Гкал/ч. Резерв тепловой мощности – 1,5 Гкал/ч.

Структура установленной тепловой мощности котельной микрорайона Каринторф представлена на рис. 2.4.2.



**Рис. 2.4.2. Структура установленной тепловой мощности котельной микрорайона Каринторф**

### **2.4.7. Ограничения тепловой мощности котельной микрорайона Каринторф**

На котельной Каринторф отсутствуют ограничения установленной тепловой мощности. Располагаемая тепловая мощность котельной снижена по данным эксплуатирующей организации до 5,5 Гкал/ч, т.е. на 1,5 Гкал/ч ниже установленной тепловой мощности, которая равна 7 Гкал/ч.

Резерв тепловой мощности котельной микрорайона Каринторф – 1,5 Гкал/ч.

## 2.5. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды источников теплоснабжения

### 2.5.1. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды Кировской ТЭЦ-3

Сопоставление объемов выработки и отпуска тепла, а также потребления тепловой энергии на собственные нужды приведено в табл. 2.5.1.

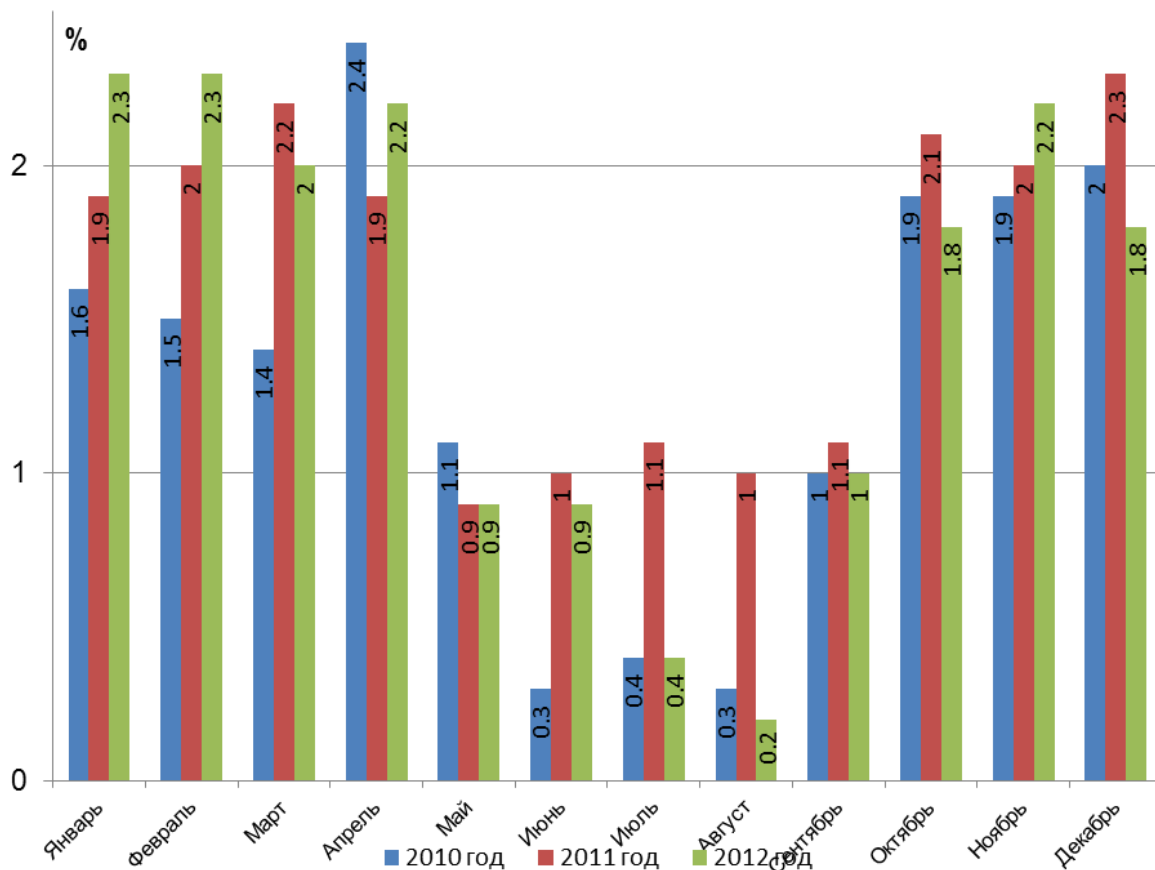
Таблица 2.5.1

Месяц, год	Выработка тепловой энергии, Гкал	Отпуск тепла внешним потребителям, Гкал	Отпуск тепловой энергии в сети ОАО «КТК», Гкал	Потери тепловой энергии в тепловых сетях ОАО «КТК», Гкал	Полезный отпуск из сетей ОАО «КТК», Гкал	Расход тепла на собственные нужды ТЭЦ-3, Гкал	Расход тепла на собственные нужды ТЭЦ-3, % от выработки	Отпуск тепла потребителям, % от выработки
<b>2011 год</b>								
Январь	216119	211861	143463	23562	119900	4258	1,9	98,1
Февраль	215874	211388	143300	23536	119764	4486	2,0	98,0
Март	164936	161248	109487	17982	91505	3688	2,2	97,8
Апрель	118939	116581	78953	12967	65986	2358	1,9	98,1
Май	42651	42235	28312	4650	23662	416	0,9	99,1
Июнь	33194	32858	22035	3619	18416	336	1,0	99,0
Июль	33081	32704	21960	3607	18353	377	1,1	98,9
Август	39072	38643	25937	4260	21677	429	1,0	99,0
Сентябрь	47639	47098	31623	5194	26430	541	1,1	98,9
Октябрь	123192	120552	81776	13431	68346	2640	2,1	97,9
Ноябрь	167193	163806	110985	18228	92757	3387	2,0	98,0
Декабрь	181062	176718	120191	19740	100451	4344	2,3	97,7
<b>Итого за 2011 год</b>	<b>1 382 952</b>	<b>1 355 692</b>	<b>918 022</b>	<b>150 776</b>	<b>767 246</b>	<b>27 260</b>	<b>2,0</b>	<b>98,0</b>
<b>2012 год</b>								
Январь	218349	213162	144428	27552	116877	5187	2,3	97,7
Февраль	214676	209694	142079	27103	114975	4982	2,3	97,7
Март	167293	163822	110998	21174	89824	3471	2	98
Апрель	107105	104733	70962	13537	57425	2372	2,2	97,8
Май	39883	39520	26777	5108	21669	363	0,9	99,1
Июнь	29491	29214	19794	3776	16018	277	0,9	99,1
Июль	34455	34292	23235	4432	18802	163	0,4	99,6
Август	28050	27966	18948	3615	15334	84	0,2	99,8
Сентябрь	49489	48960	33173	6328	26845	529	1,0	99,0
Октябрь	126694	124356	84258	16073	68184	2338	1,8	98,2
Ноябрь	144634	141391	95800	18275	77525	3243	2,2	97,8
Декабрь	224498	220367	149310	28483	120827	4131	1,8	98,2
<b>Итого за 2012 год</b>	<b>1 384 617</b>	<b>1 357 477</b>	<b>919 761</b>	<b>175 457</b>	<b>744 304</b>	<b>27 140</b>	<b>2,0</b>	<b>98,0</b>

Месяц, год	Выработка тепловой энергии, Гкал	Отпуск тепла внешним потребителям, Гкал	Отпуск тепловой энергии в сети ОАО «КТК», Гкал	Потери тепловой энергии в тепловых сетях ОАО «КТК», Гкал	Полезный отпуск из сетей ОАО «КТК», Гкал	Расход тепла на собственные нужды ТЭЦ-3, Гкал	Расход тепла на собственные нужды ТЭЦ-3, % от выработки	Отпуск тепла потребителям, % от выработки
<b>2013 год</b>								
Январь	235797	232024	156942	27049,26	116413,4	3773	1,6	98,4
Февраль	201482	198460	134239	27018,59	116281,5	3022	1,5	98,5
Март	158765	156542	105885	20643,24	88843,48	2223	1,4	98,6
Апрель	110964	108301	73255	14886,3	64067	2663	2,4	97,6
Май	43878	43395	29352	5338,16	22974,14	483	1,1	98,9
Июнь	37717	37604	25435	4154,53	17880,09	113	0,3	99,7
Июль	29010	28894	19544	4140,39	17819,22	116	0,4	99,6
Август	29115	29028	19634	4890,22	21046,3	87	0,3	99,7
Сентябрь	40493	40088	27116	5962,45	25660,95	405	1	99
Октябрь	116620	114404	77383	15418,6	66357,9	2216	1,9	98,1
Ноябрь	139598	136946	92630	20925,72	90059,22	2652	1,9	98,1
Декабрь	212238	207993	140687	22661,55	97529,82	4245	2	98
<b>Итого за 2013 год</b>	<b>1 355 677</b>	<b>1 333 679</b>	<b>902 102</b>	<b>173 089</b>	<b>744 933</b>	<b>21 998</b>	<b>1,7</b>	<b>98,3</b>
<b>Итого за период 2010–2012 г.</b>	<b>4 222 891</b>	<b>4 144 182</b>	<b>2 739 885</b>	<b>499 322</b>	<b>2 240 564</b>	<b>78 709</b>	<b>1,9</b>	<b>98,1</b>
<b>В отопительном периоде</b>	<b>3 652 435</b>	<b>3 578 619</b>	<b>2 367 010</b>	<b>430 247</b>	<b>1 936 762</b>	<b>73 816</b>	<b>2,0</b>	<b>98,0</b>
<b>В неотопительном периоде</b>	<b>570 456</b>	<b>565 563</b>	<b>372 875</b>	<b>69 075</b>	<b>303 800</b>	<b>4 893</b>	<b>0,9</b>	<b>99,1</b>

По статистике последних трех лет потребление тепловой энергии на собственные нужды в отопительном периоде составляет 2,0 % от количества вырабатываемой тепловой энергии и 0,9 % в неотопительном периоде.

Динамика изменения расхода тепловой энергии на собственные нужды за 2011 – 2013 гг. представлена на рис. 2.5.1.



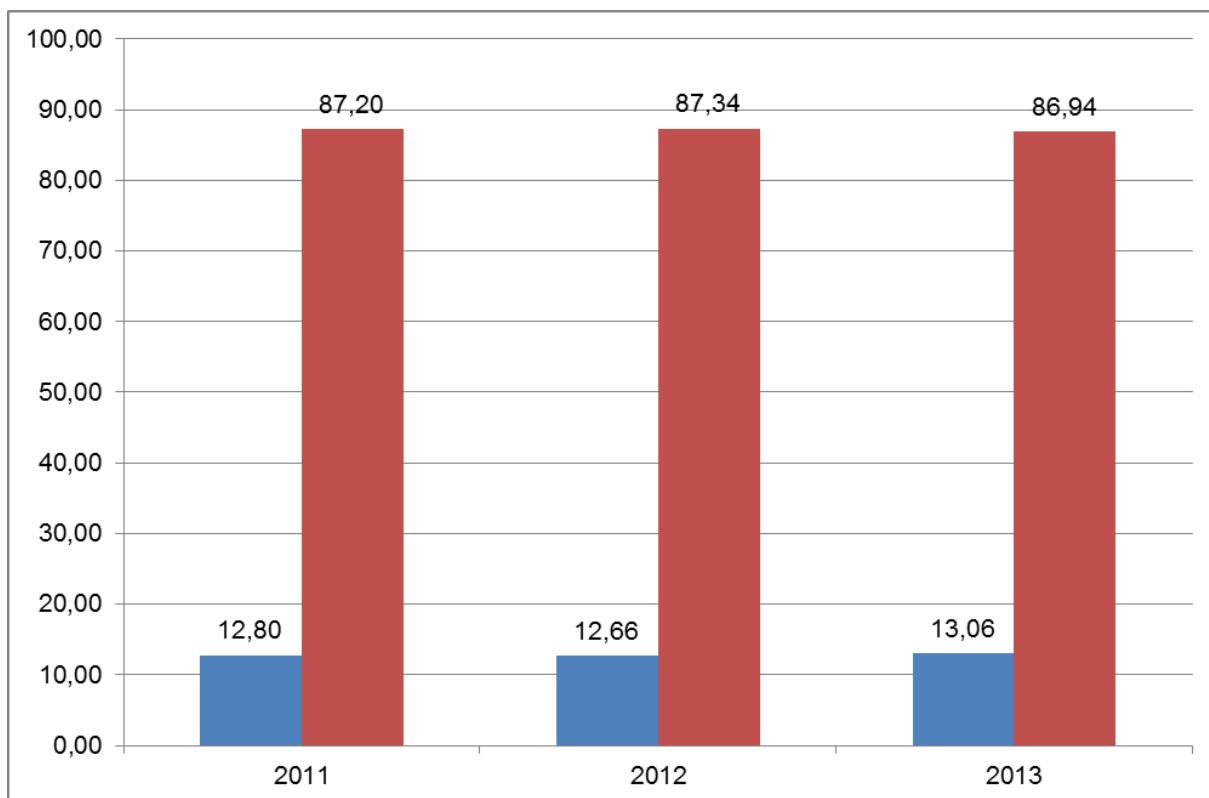
**Рис. 2.5.1. График изменения расхода тепловой энергии на собственные нужды по месяцам 2010 – 2012 гг.**

Соотношение затрат тепла на собственные нужды котлов и турбоагрегатов за 2010 – 2012 гг. представлено в табл. 2.5.2 на рис. 2.5.2.

**Таблица 2.5.2**

месяц	2011 г.		2012 г.		2013 г.	
	Собственные нужды турбин, Гкал	Собственные нужды котлов, Гкал	Собственные нужды турбин, Гкал	Собственные нужды котлов, Гкал	Собственные нужды турбин, Гкал	Собственные нужды котлов, Гкал
Январь	524,0186	3748,574	432,7426	3355,755	334,575	2 694,882
февраль	442,4983	3192,215	503,8183	3490,637	382,8593	2725,122
Март	324,0196	2574,437	317,5721	2640,215	307,6701	1773,18
Апрель	207,2437	1665,562	245,0945	1928,853	164,3147	1346,795
Май	116,5746	1113,458	87,16392	1150,182	133,3998	991,6622
Июнь	69,85894	743,5321	223,6047	889,089	100,1914	722,3865
Июль	100,1462	651,8519	188,9201	846,3066	90,2102	851,2723
Август	203,7986	686,6347	159,646	733,4024	283,654	597,7882
Сентябрь	331,1941	1041,546	238,9763	1166,871	154,4102	1065,336
Октябрь	273,1586	2093,96	344,8755	1747,041	203,9837	1458,823
Ноябрь	392,3333	2491,525	379,5825	2805,352	306,3955	1922,63
Декабрь	504,9682	3766,893	313,6755	2950,625	410,4069	2976,053





**Рис. 2.5.2. Соотношение затрат тепловой энергии на собственные нужды котлов и турбоагрегатов за 2010 – 2012 гг.**

### **2.5.2. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные нужды котельной микрорайона Каринторф**

Данные по расходу тепловой энергии на котельной БМК-8,0 на собственные нужды, а также отпуск тепла с коллекторов котельной в годовом выражении представлены в таблице 2.5.3.

**Таблица 2.5.3.**

№ п/п	Показатель	Размерность	Отчётный год				
			2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
1	Произведено тепловой энергии	Гкал	14 703	13 844	13 173	15 118	14 065
2	Собственные нужды котельной, в т.ч.:	Гкал	344	332	316	362	309
3	Расход тепла на собственные нужды, % от выработки	%	2,34	2,4	2,4	2,39	2,2
4	Всего отпущено тепловой энергии потребителям	тыс. Гкал	14 359	13 512	12 857	14 756	13 756
5	Затрачено условного топлива	т.у.т.	2 312	2 387	1 939	1 935	2 515

На графике рис. 2.5.3. показано производство тепловой энергии на котельной БМК-8,0 в период 2010 – 2014 гг.

На графиках рис. 2.5.4. показано расход условного топлива на производство тепловой энергии на котельной БМК-8,0 в период 2010 – 2014 гг.

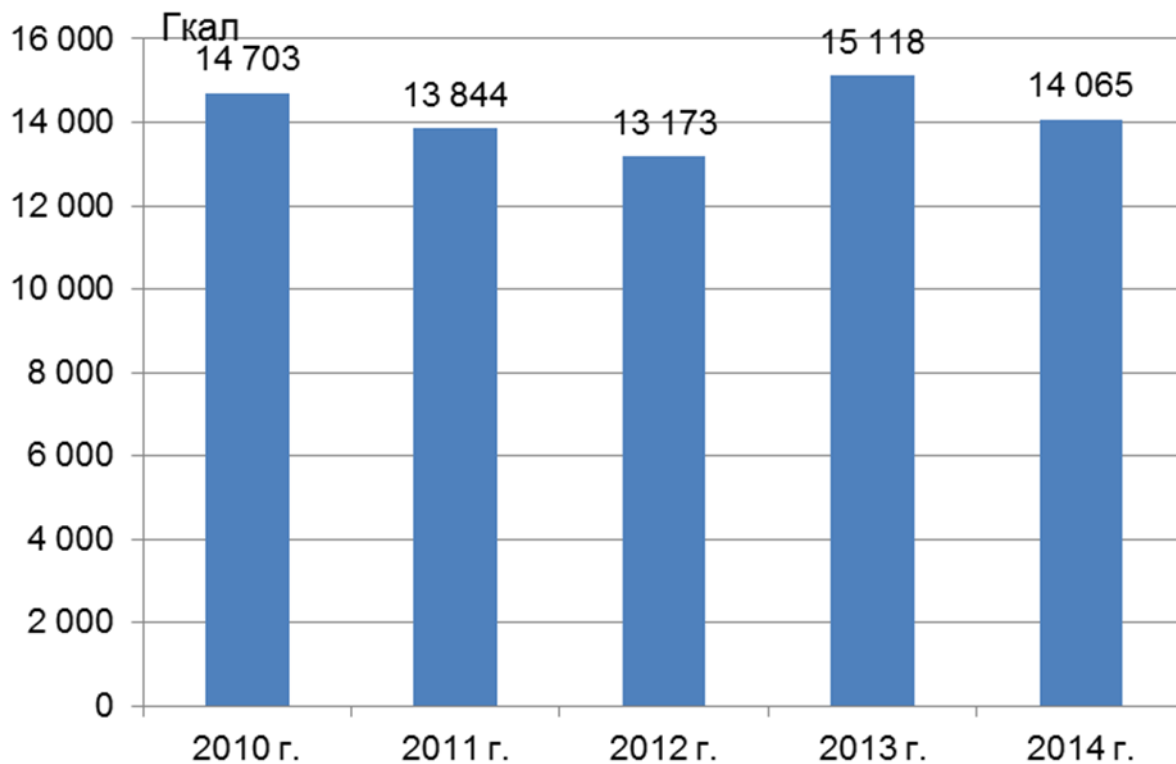


Рис. 2.5.3. Производство тепловой энергии на котельной БМК-8,0 в период 2010 – 2014 гг.

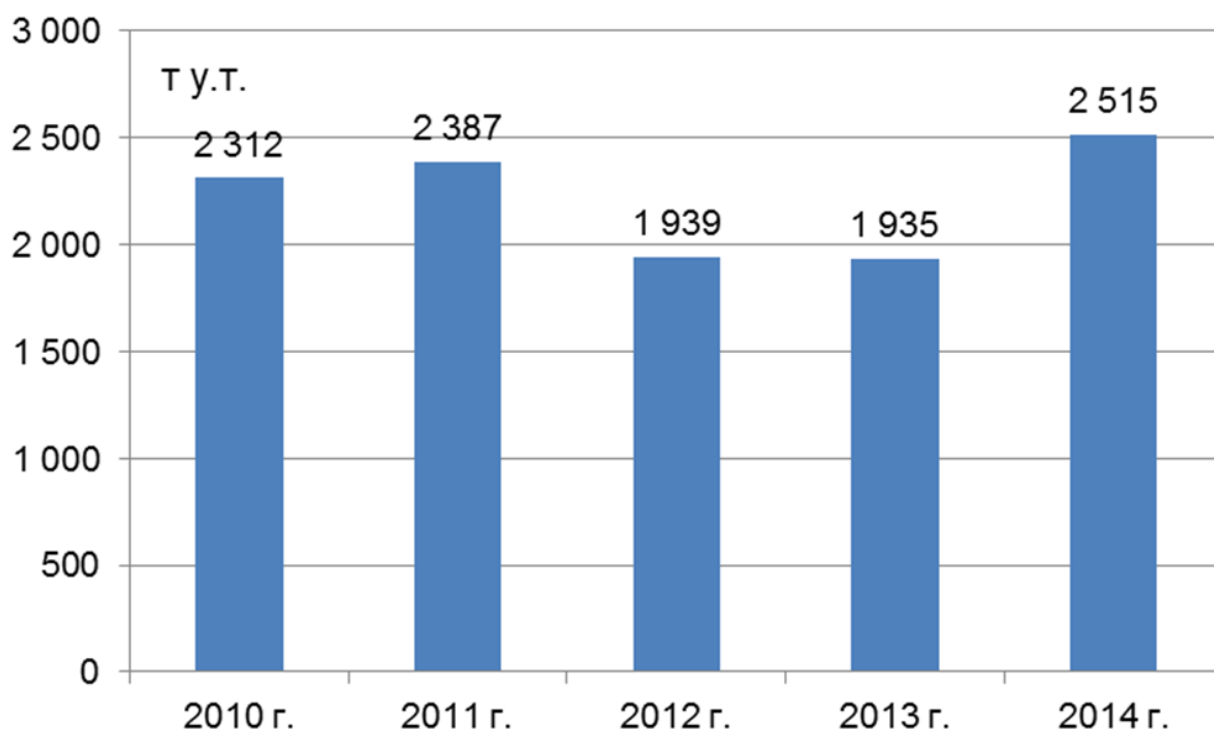


Рис. 2.5.4. Расход условного топлива на производство тепловой энергии на котельной БМК-8,0 в период 2010 – 2014 гг.

По статистике последних трех лет потребление тепловой энергии на собственные нужды в отопительном периоде составляет 2,2 – 2,4 % от количества вырабатываемой тепловой энергии. Динамика изменения расхода тепловой энергии на собственные нужды котельной микрорайона Каринторф за 2010 – 2014 гг. представлена на рис. 2.5.5.

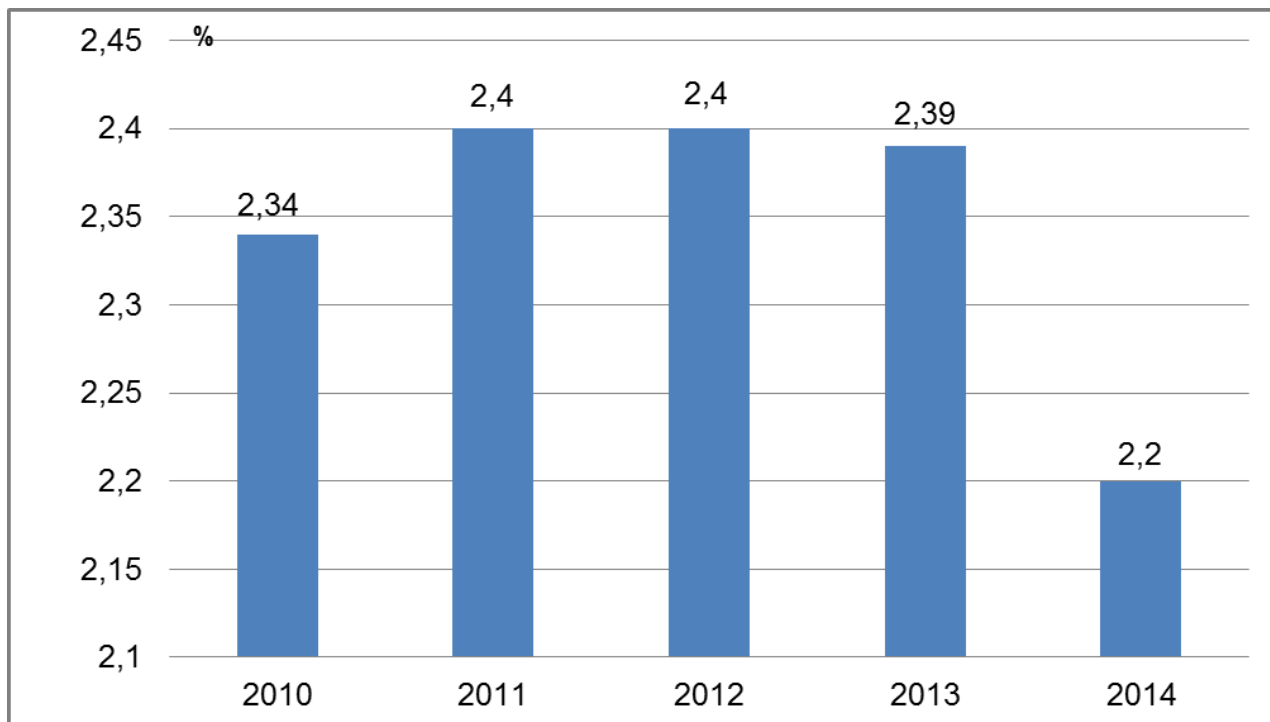


Рис. 2.5.5. Затраты тепловой энергии на собственные нужды котельной микрорайона Каринторф за 2010 – 2014 гг.

### 2.5.3. Объем потребления электроэнергии на производство тепловой энергии на котельной микрорайона Каринторф

Данные по затратах электроэнергии на производство и передачу тепловой энергии на котельной БМК-8,0 ежемесячно в 2013 и 2014 гг. представлены в табл.2.5.4

Таблица 2.5.4

Затраты электроэнергии на производство тепловой энергии, кВт*ч/Гкал за 2013 г.					
январь	февраль	март	апрель	май	июнь
50 592	39 082	42 118	39 715	7 462	-
Затраты электроэнергии на производство тепловой энергии, кВт*ч/Гкал за 2014 г.					
январь	февраль	март	апрель	май	июнь
45 280	42 244	44 015	38 576	14 292	253

Продолжение таблицы 2.5.4

Затраты электроэнергии на производство тепловой энергии, кВт*ч/Гкал за 2013 г.					
июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
-	-	3 794	40 853	38 703	43 130
Затраты электроэнергии на производство тепловой энергии, кВт*ч/Гкал за 2014 г.					
июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
-	126	7 715	41 485	38 070	43 250

## 2.6. Парковый ресурс основного оборудования источников теплоснабжения

### 2.6.1. Парковый ресурс основного оборудования Кировской ТЭЦ-3

Парковый ресурс по турбоагрегатам Кировской ТЭЦ-3 приведен в табл. 2.6.1.

Таблица 2.6.1

Ст. №	Тип (марка) турбины	Год ввода	Парковый ресурс, норма, час	Продление паркового ресурса, час	Наработка с начала эксплуатации на 1.11.13, час	Год достижения паркового ресурса
3	ПТ-25-90-10/2,5	1953	270 000	466 356	447 122	2016
4	T-25-90	1954	270 000	371 678	340 125	2020
5	T-25-90	1956	270 000	426 265	400 504	2018
6	T-42/50-90-3	1957	270 000	353 642	341 464	2015
8	ПТ-30-90-10/2,5	1959	270 000	373 798	363 372	2020

Средневзвешенный парковый ресурс теплофикационных турбоагрегатов Кировской ТЭЦ-3 составляет 402 702 часа.

По состоянию на 2013 год, продлений паркового ресурса турбоагрегатов нет, в связи с тем, что не выработан основной парковый ресурс. Срок службы энергетических котлоагрегатов Кировской ТЭЦ-3 приведен в табл. 2.6.2.

Таблица 2.6.2

Ст. №	Тип (марка) котла	Год ввода	Наработка с начала эксплуатации на 1.11.13, ч	Количество пусков с начала эксплуатации	Парковый ресурс, час	Продленный парковый ресурс, час
<b>Паровые котлы</b>						
5	ТП-170-1	1953	264 071	745	250 000	307 185
6	ТП-170-1	1954	253 146	796	250 000	276 000
7	ТП-170-1	1954	316 058	892	250 000	348 870
8	ТП-170-1	1956	291 888	963	250 000	302 399
9	ПК-14/2	1958	299 163	657	250 000	300 936
10	ПК-14/2	1959	289 393	701	250 000	298 173
11	ПК-14/2	1962	243 676	696	250 000	250 000
<b>Водогрейные котлы</b>						
1	КВ-ГМ-100-150	1980	18 450	199	250 000	янв.17
2	КВ-ГМ-100-150	1980	24 475	167	250 000	янв.17
3	КВ-ГМ-100-150	1985	25 693	155	250 000	дек.18
4	КВ-ГМ-100-150	1985	25 173	179	250 000	дек.18

Средневзвешенный срок службы энергетических котлов Кировской ТЭЦ-3 составляет 280 520 часов, водогрейных котлов – 23 210 часов.

### 2.6.1. Парковый ресурс основного оборудования котельной микрорайона Каринторф

Парковый ресурс по котлоагрегатам котельной микрорайона Каринторф приведен в табл. 2.6.1.

Таблица 2.6.2

Ст. №	Наименования котлов	Год ввода в эксплуатацию	Нормативный срок службы
1	КВаГн "Вулкан"VK-2000	2007	16
2	КВаГн "Вулкан"VK-1500	2007	16

Сроки ввода в эксплуатацию основного теплофикационного оборудования котельной Каринторф представлены в таблице 2.6.3.

Таблица 2.6.3

Ст. №	Наименования котлов	Год ввода в эксплуатацию	Год капитального ремонта
1	КВаГн "Вулкан"VK-2000	2007	2023
2	КВаГн "Вулкан"VK-2000	2007	2023
3	КВаГн "Вулкан"VK-1500	2007	2023
	КВаГн "Вулкан"VK-1500	2007	2023

## 2.7. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок источников теплоснабжения

### 2.7.1. Схема выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок ТЭЦ-3

Теплофикационное оборудование Кировской ТЭЦ-3 состоит из следующих элементов:

- основные бойлеры;
- пиковые бойлеры;
- пиковые водогрейные котлоагрегаты;
- сетевые насосы;
- ХВО

Технические характеристики теплофикационного оборудования станции приведены в табл. 2.7.1.

Таблица 2.7.1

Станционное обозначение	Марка подогревателя	Поверхность теплообмена, м <sup>2</sup>	Количество ходов сетевой воды	Номинальный расход сетевой воды, т/ч	Нагрев сетевой воды, °С (Напор)	Номинальная тепловая мощность, Гкал/ч	Источник греющего пара
<b>Основные бойлера</b>							
ОБ-1А	БО-350	350	4	1100	116	50	Коллектор пара 1,5-2,5 кгс/см <sup>2</sup>
ОБ-1Б	БО-350	350	4	1100	116	50	1,5-2,5 кгс/см <sup>2</sup>
ОБ-1В	ПСВ-315-3-23	315	2	725	120	50	1,5-2,5 кгс/см <sup>2</sup>
ОБ-1Г	ПСВ-315-3-23	315	2	725	120	50	1,5-2,5 кгс/см <sup>2</sup>
ОБ-2А	БО-200	200	4	335	120	18	1,5-2,5 кгс/см <sup>2</sup>
ОБ-2Б	БО-200	200	4	335	120	18	1,5-2,5 кгс/см <sup>2</sup>
ОБ-2В	БО-200	200	4	335	120	17,6	1,5-2,5 кгс/см <sup>2</sup>
ОБ-2Г	БО-200	200	4	335	120	17,6	1,5-2,5 кгс/см <sup>2</sup>
ОБ-3А	ПСВ-315-3-23	315	2	725	120	50	1,5-2,5 кгс/см <sup>2</sup>
ОБ-3Б	ПСВ-315-3-23	315	2	725	120	50	1,5-2,5 кгс/см <sup>2</sup>
ОБ-4А	ПСВ-315-3-23	315	2	725	120	50	1,5-2,5 кгс/см <sup>2</sup>
ОБ-4Б	ПСВ-315-3-23	315	2	725	120	50	1,5-2,5 кгс/см <sup>2</sup>
<b>Пиковые бойлера</b>							
ПБ-1А	БП-300	300	4	1030	150	34	Коллектор пара 8-13 кгс/см <sup>2</sup>
ПБ-1Б	ПСВ-315	315	2	1130	150	50	Коллектор пара 8-13 кгс/см <sup>2</sup>
ПБ-1В	ПСВ-315	315	2	1130	150	50	Коллектор пара 8-13 кгс/см <sup>2</sup>
ПБ-2А	ПБ-200	200	4	1000	195	18	Коллектор пара 8-13 кгс/см <sup>2</sup>
ПБ-2Б	ПБ-200	200	4	1000	195	18	Коллектор пара 8-13 кгс/см <sup>2</sup>
ПБ-3	ПСВ-315	315	2	1130	150	50	Коллектор пара 8-13 кгс/см <sup>2</sup>

Принципиальная схема выдачи тепловой мощности представлена на рис. 2.7.1.

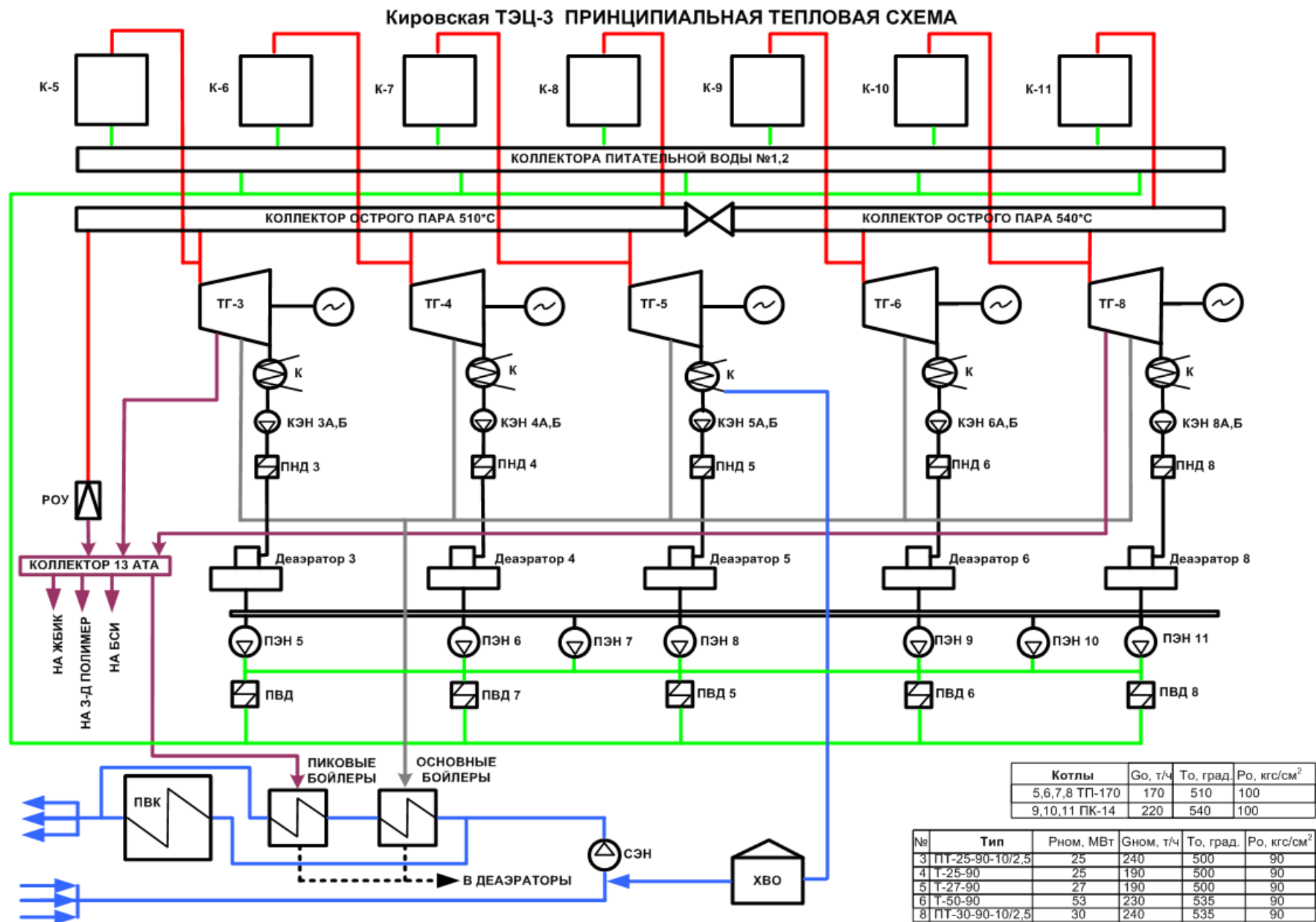


Рис. 2.7.1. Схема выдачи тепловой мощности Кировской ТЭЦ-3

Технические характеристики сетевого насосного оборудования Кировской ТЭЦ-3 приведены в табл. 2.7.2.

Таблица 2.7.2

Станционное обозначение	Марка насоса	Мощность, кВт	Расход воды, м <sup>3</sup> /ч	Максимальный напор, м	Частота вращения, об/мин
СН-1	СЭ-1250-140	630	1250	140	1500
СН-2	СЭ-1250-140	630	1250	140	1500
СН-3	СЭ-1250-140	630	1250	140	1500
СН-4	СЭ-1250-140	630	1250	140	1500
СН-5	СЭ-1250-140	630	1250	140	1500
СЭН-1А	14 Д-6	660	1100	100	1450
СЭН-1Б	14 Д-6	660	1100	100	1450
СЭН-1Г	14 Д-6	660	1100	100	1450
СЭН-2А	14 Д-6	660	1100	100	1450
СЭН-2Д	14 Д-6	660	1100	100	1450
СЭН-3А	14 Д-6	660	1100	100	1450
СЭН-3Б	14 Д-6	660	1100	100	1450
КНБ-3А	8 КСД	65	119	125	1450
КНБ-3Б	8 КСД	65	119	125	1450
КНБ-4А	8 КСД	65	119	125	1450
КНБ-4Б	8 КСД	65	119	125	1450
КНБ-5А	8 КСД	65	119	125	1450
КНБ-5Б	8 КСД	65	119	125	1450
КНБ-6А	10 КСД	65	165	123	1450
КНБ-6Б	10 КСД	65	165	123	1450
КНБ-8А	8 КСД	65	119	125	1450
КНБ-8Б	8 КСД	65	119	125	1450



## **2.7.2. Схема выдачи тепловой мощности на котельной микрорайона Каринторф**

На водогрейной котельной БМК-8,0 установлены следующие котлоагрегаты типа «Вулкан»:

- ст. № 1 КВаГн "Вулкан"VK-1500;
- ст. № 2 КВаГн "Вулкан"VK-2000;
- ст. № 3 КВаГн "Вулкан"VK-2000;
- ст. № 4 КВаГн "Вулкан"VK-1500.

Котлоагрегат состоит из котла, блочной горелки и системы автоматики котла. Котлоагрегаты оснащены автоматикой безопасности горения и контрольно-измерительными приборами.

Вспомогательное оборудование, установленное на котельной:

1. Автоматизированная водоподготовительная установка, служит для первоначального заполнения системы теплоснабжения и подпитки умягченной водой (На катионирование и обезжелезывание);
2. Расходный бак химочищенной воды;
3. Насосная группа:
  - 3.1. Насосы исходной воды;
  - 3.2. Подпиточные насосы;
  - 3.3. Сетевые насосы;
  - 3.5. Система управления насосами;
4. Мембранные расширительные баки;
5. Оборудование внутреннего газоснабжения котельной с коммерческим узлом учета, системой автоматического контроля загазованности.
6. Оборудование и трубопроводы систем отопления и вентиляции с узлом учета тепловой энергии.
7. Пластинчатые теплообменники для нагрева сетевой воды.
8. Оборудование систем КИПиА, электроснабжения, сигнализации и телемеханизации;
9. Теплый модуль из панелей типа «сэндвич».

Таким образом, основными элементами схемы выдачи тепловой мощности на котельной микрорайона Каринторф являются: пластинчатые теплообменники для нагрева сетевой воды, группы насосов, система химводоподготовки.

Схема выдачи тепловой мощности на котельной микрорайона Каринторф представлена на рис. 2.7.2.

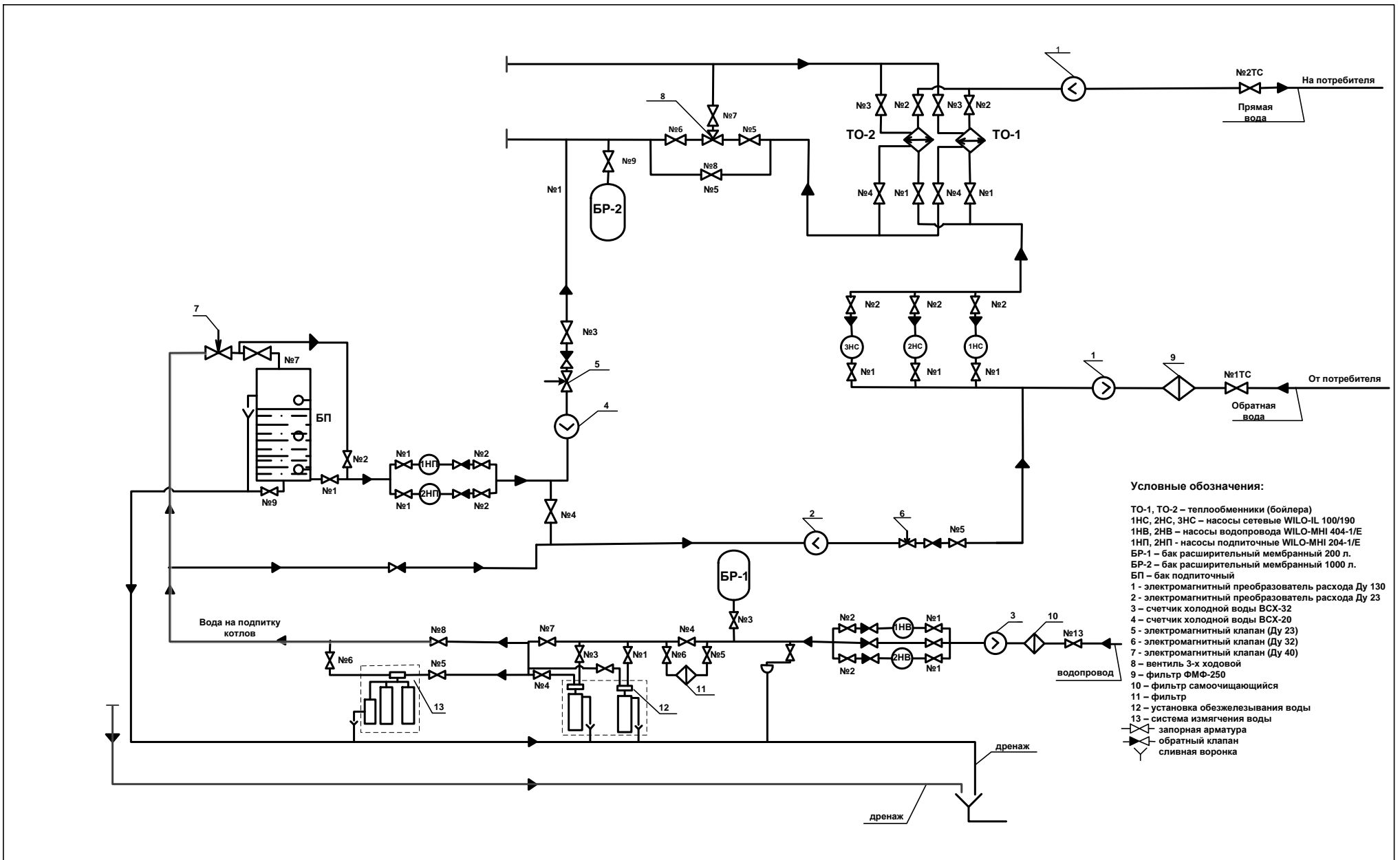


Рис. 2.7.2 Схема выдачи тепловой мощности на котельной микрорайона Каринторф

Технические характеристики насосной группы на котельной БМК-8,0 приведены в табл. 2.7.3.

Таблица 2.7.3.

Наименование насоса	Станционное обозначение	Марка насоса	Мощность, кВт	Расход воды, м <sup>3</sup> /ч	Максимальный напор, м	Частота вращения, об/мин
Сетевые циркуляционные насосы	СН-1	WILO IL 100/190	30	140	45	2900
	СН-2	WILO IL 100/190	30	140	45	2900
	СН-3	WILO IL 100/190	30	140	45	2900
Насосы исходной воды	НВ-1	WILO MHI 404-1/E	1,04	8	42	2900
	НВ-2	WILO MHI 404-1/E	1,04	8	42	2900
Насосы подпитки котлов	ПН-1	WILO MHI 204-1/E	0,55	5	43	2900
	ПН-2	WILO MHI 204-1/E	0,55	5	43	2900
Питательные насосы	НК-1	WILO BL 65/120	4	80	14	2900
	НК-2	WILO BL 65/120	4	80	14	2900
	НК-3	WILO BL 65/120	4	80	14	2900
	НК-4	WILO BL 65/120	4	80	14	2900
Подпиточные насосы системы отопления	ПНСО - 1	К 20/30	4	20	30	2900
	ПНСО - 2	К 20/30	4	20	30	2900
	ПНСО - 3	К 20/30	4	20	30	2900
	ПНСО - 4	К 20/30	4	20	30	2900

## 2.8. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температуры теплоносителя

Для системы теплоснабжения от Кировской ТЭЦ-3 принято качественное регулирование отпуска тепловой энергии в сетевой воде потребителям.

Утвержденный температурный график теплосети 145/70°C при расчетной температуре наружного воздуха  $t_{нв} = -33^{\circ}\text{C}$ , со срезкой на 130 °C при температуре наружного воздуха  $t_{нв} = -26^{\circ}\text{C}$ .

Температурный график системы теплоснабжения от Кировской ТЭЦ-3 приведен на рис.2.8.1.

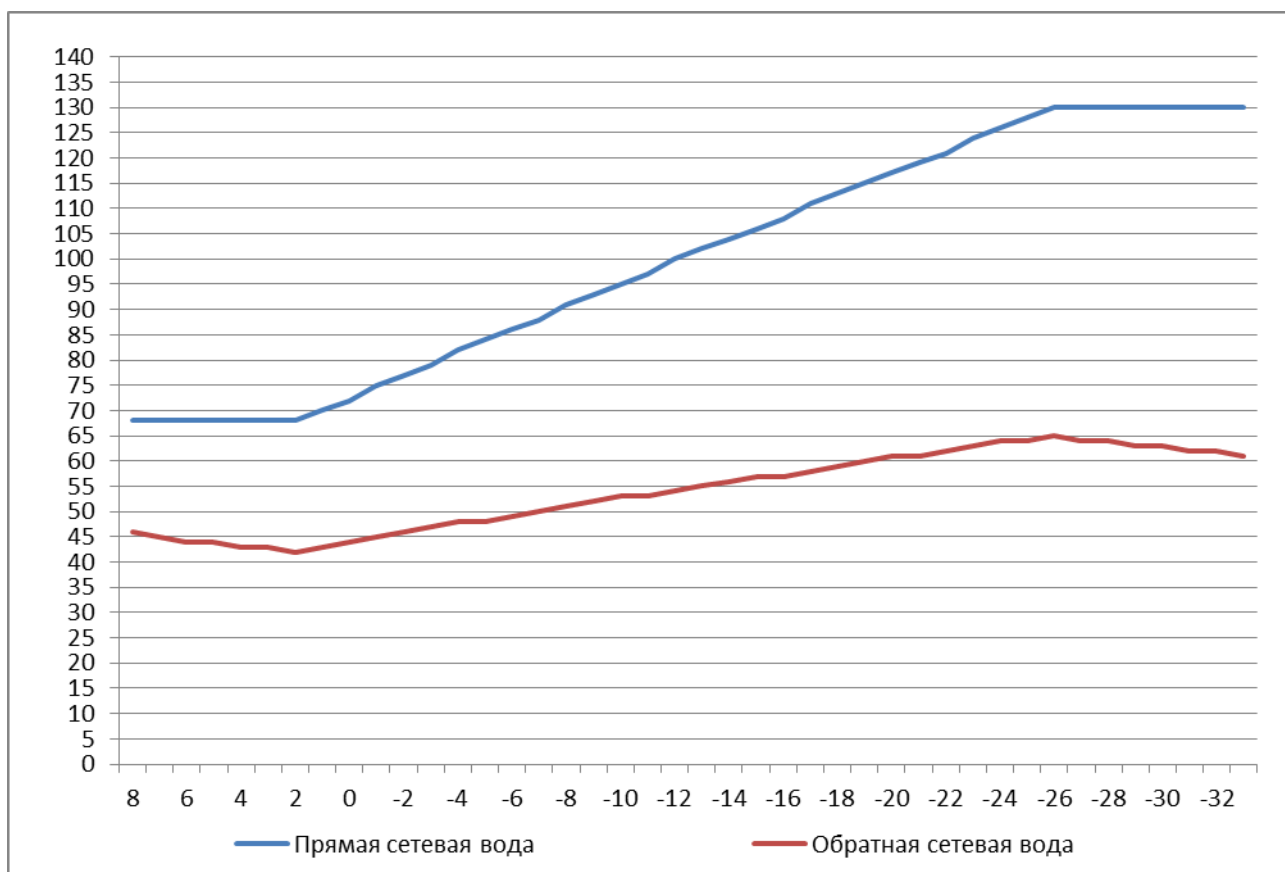
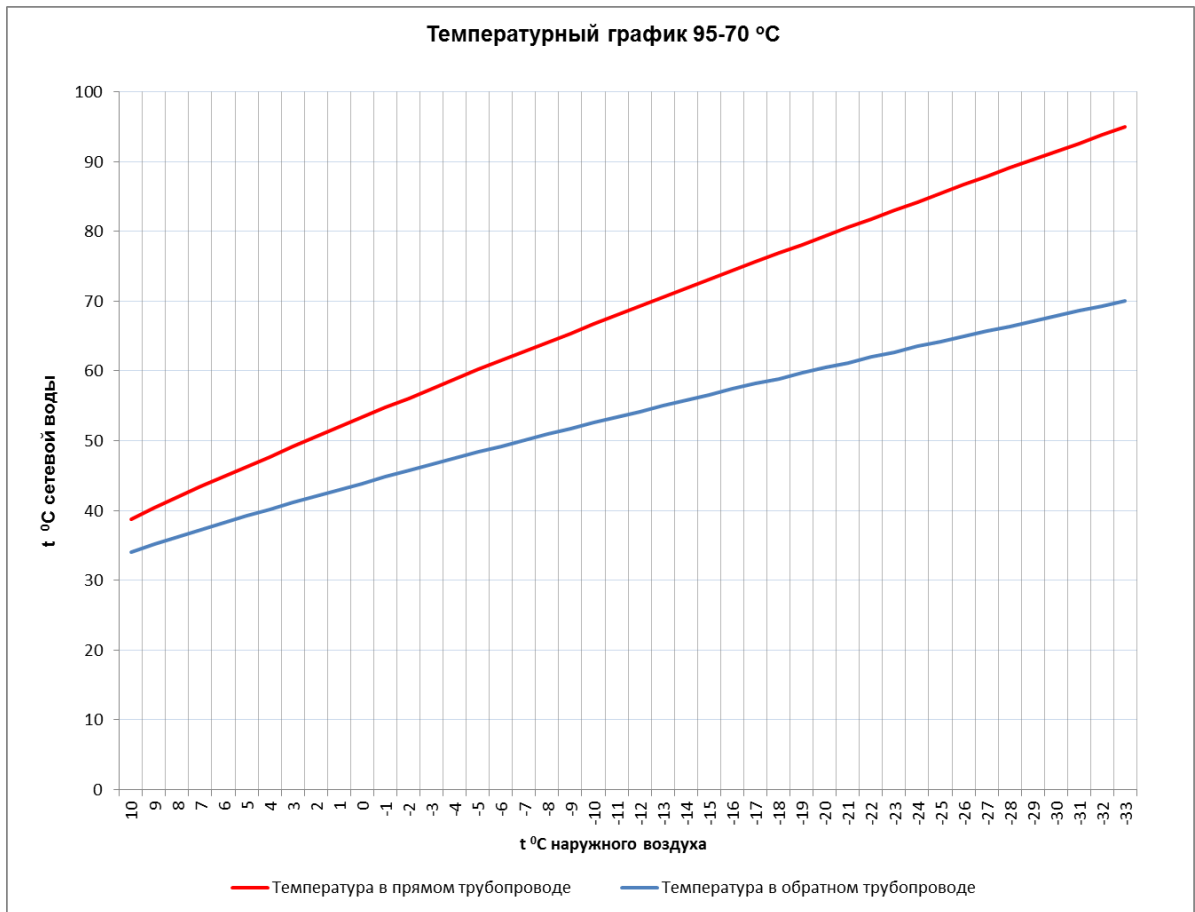


Рис. 2.8.1. Температурный график теплосети Кировской ТЭЦ-3

Для системы теплоснабжения от котельной микрорайона Каринторф принято качественное регулирование отпуска тепловой энергии в сетевой воде потребителям.

Теплоноситель – сетевая теплоноситель с расчетными температурами по отопительному графику 95 / 70 °C.

Температурный график системы теплоснабжения от котельной микрорайона Каринторф приведен на рис.2.8.2.



**Рис. 2.8.2. Температурный график отпуски тепловой энергии от котельной микрорайона Каринторф**

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

### 2.9.1. Среднегодовая загрузка оборудования Кировской ТЭЦ-3

Средневзвешенный коэффициент использования установленной тепловой мощности Кировской ТЭЦ-3 в 2012 г. незначительно уменьшился по сравнению с предыдущими периодами. Динамика изменения коэффициента использования установленной тепловой мощности Кировской ТЭЦ-3 приведена на рис. 2.9.1.

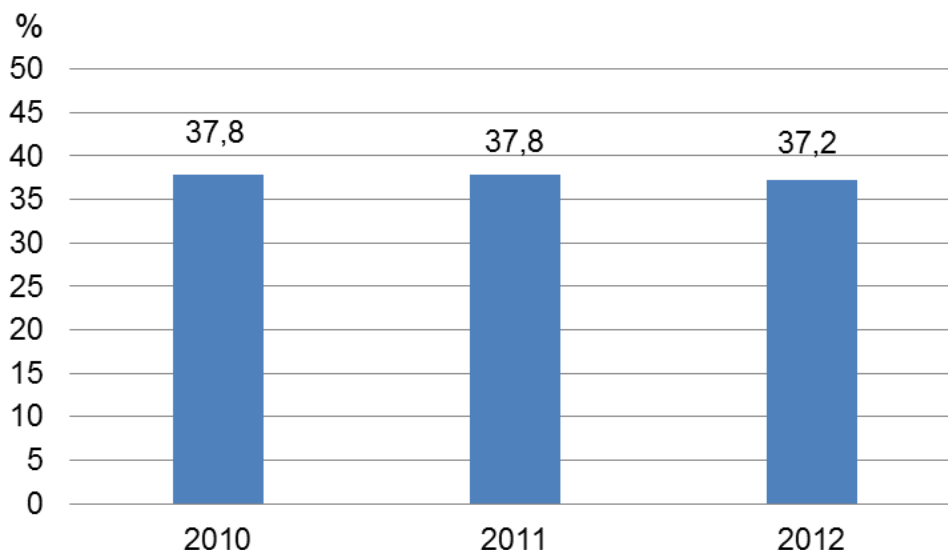


Рис. 2.9.1. Коэффициент использования установленной тепловой мощности Кировской ТЭЦ-3

Диаграммы по среднегодовой загрузке оборудования Кировской ТЭЦ-3 представлены на рис. 2.9.2 – 2.9.4.

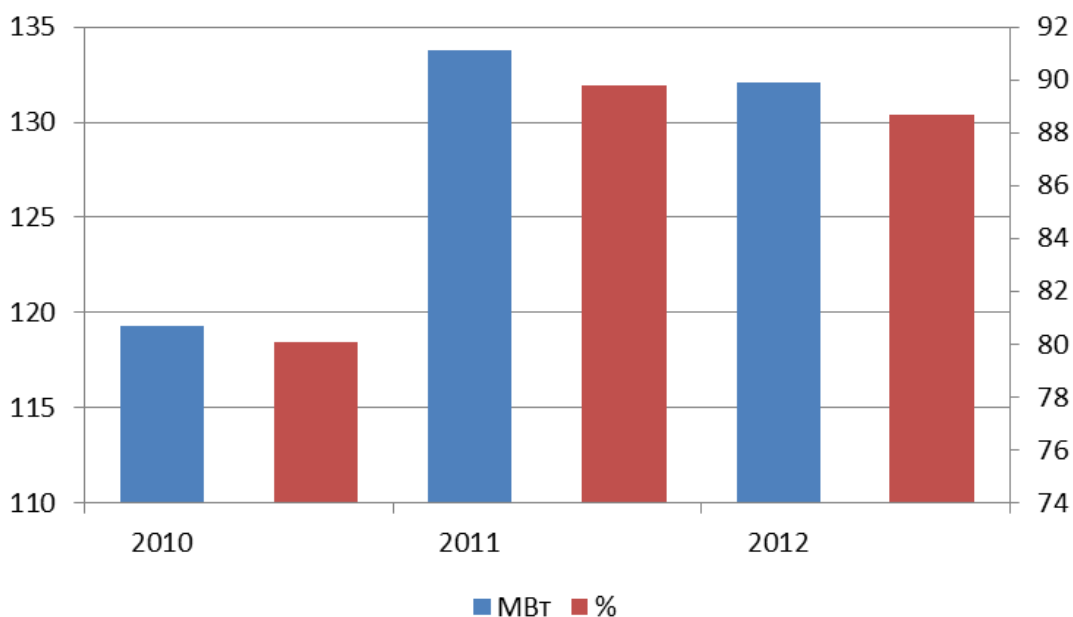
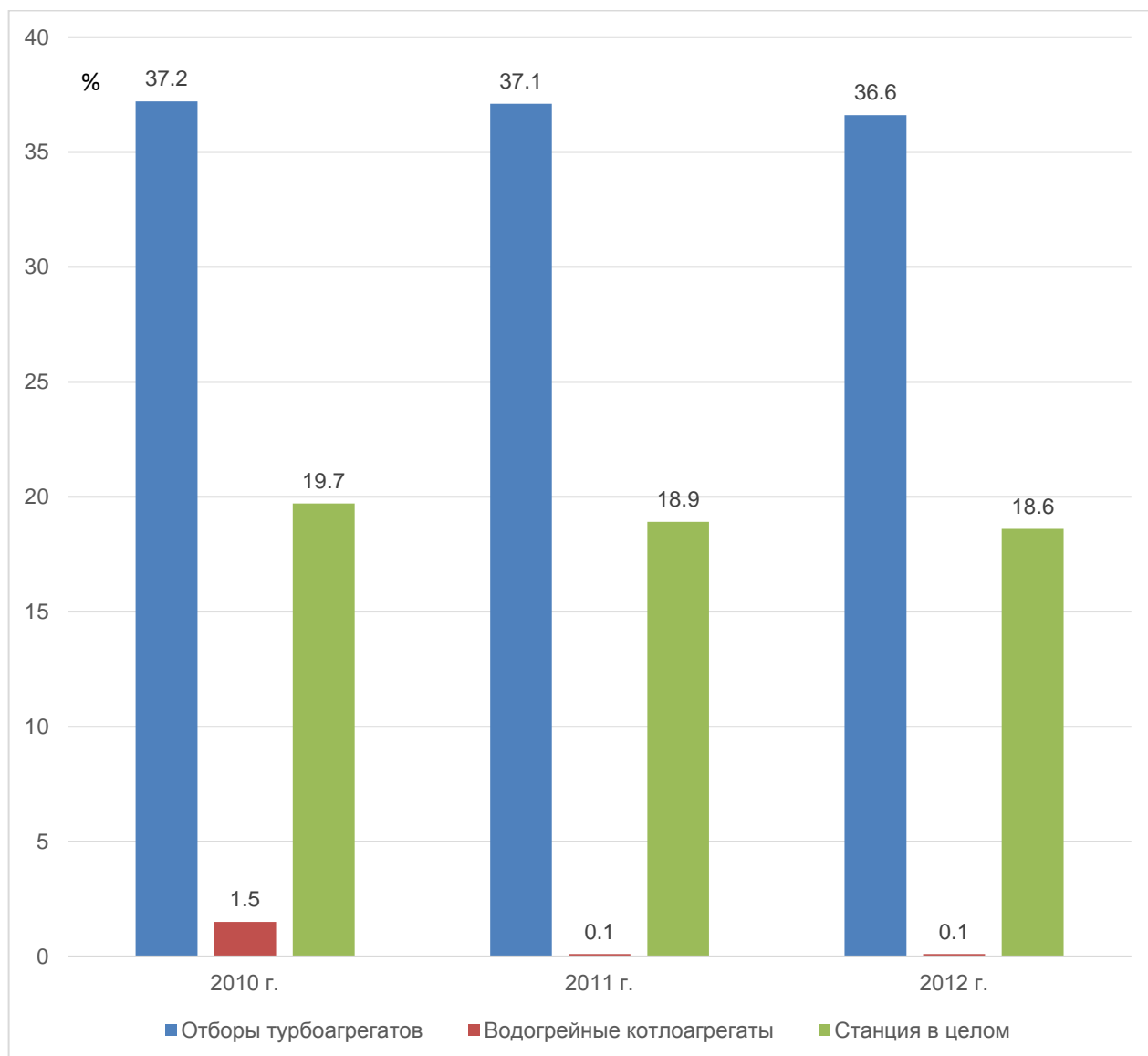


Рис. 2.9.2. Среднегодовая загрузка оборудования Кировской ТЭЦ-3 по выработке электрической энергии

На рис. 2.9.2 загрузка оборудования по электрической мощности в процентном выражении определена по отношению к установленной электрической мощности Кировской ТЭЦ-3. Анализ графика на рис. 2.9.2 показывает, что среднегодовая загрузка оборудования по выработке электрической энергии Кировской ТЭЦ-3 за период 2010–2012 гг. находится на уровне 119,3-133,8 МВт, что соответствует 80,1-89,8%.

Значения средневзвешенных коэффициентов использования установленной тепловой мощности за 2010 – 2012 гг. приведены на рис. 2.9.3.



**Рис. 2.9.3. Средневзвешенные коэффициенты в % использования тепловой мощности Кировской ТЭЦ-3 за 2010 – 2012 гг.**

Динамика изменения отпуска тепловой и электрической энергии от Кировской ТЭЦ-3 по месяцам 2010 – 2012 гг. представлена в табл. 2.9.1 и на рис. 2.9.4 и 2.9.5.

Таблица 2.9.1

Наименование показателя	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	год
<b>2010 г.</b>													
Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч	77,7	68,2	68,1	67,3	54,4	38,7	34,1	38,2	37,8	67,3	69,1	82,3	702,66
Отпуск электроэнергии с шин, млн. кВт·ч	65,0	56,6	57,4	57,8	47,3	33,3	28,7	32,3	31,9	57,4	59,1	70,1	596,4
Отпуск тепла, Гкал	248958	212944	167967	116205	46562	40348	31003	31146	43014	122753	146940	223173	1431013
<b>2011 г.</b>													
Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч	79,9	76,5	68,4	63,8	45,6	35,6	40,7	32,0	43,5	53,9	71,0	68,6	678,95
Отпуск электроэнергии с шин, млн. кВт·ч	68,4	65,0	58,5	55,1	39,6	30,1	34,1	26,6	37,0	45,2	60,6	58,1	577,62
Отпуск тепла, Гкал	211861	211388	161248	116581	42235	32858	32704	38643	47098	120552	163806	176718	1355692
<b>2012 г.</b>													
Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч	75,4	79,7	57,6	61,8	48,2	45,2	58,4	29,0	52,6	61,7	63,2	77,4	709,64
Отпуск электроэнергии с шин, млн. кВт·ч	64,3	68,4	48,9	53,8	42,2	38,8	51,1	24,2	45,6	52,9	54,6	66,5	610,77
Отпуск тепла, Гкал	213162	209694	163822	104733	39520	29214	34292	27966	48960	124356	141391	220367	1357477



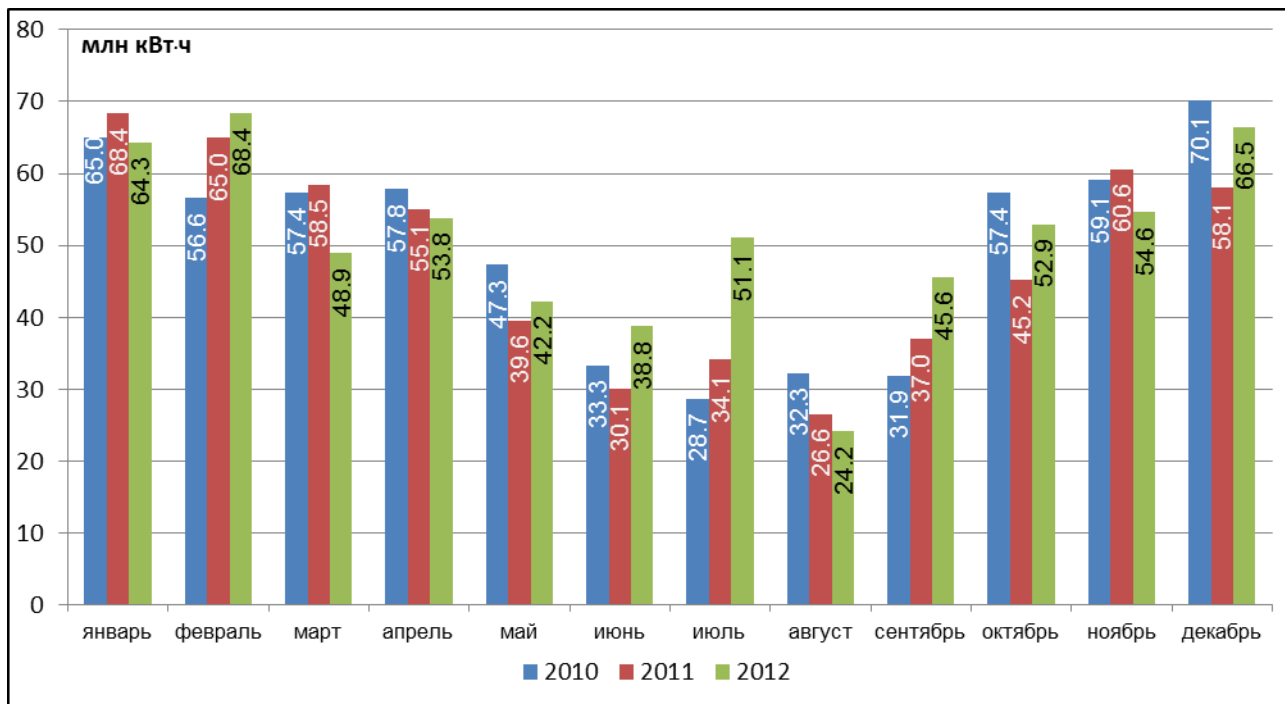


Рис. 2.9.4. Отпуск электрической энергии от Кировской ТЭЦ-3 по месяцам 2010-2012 гг.

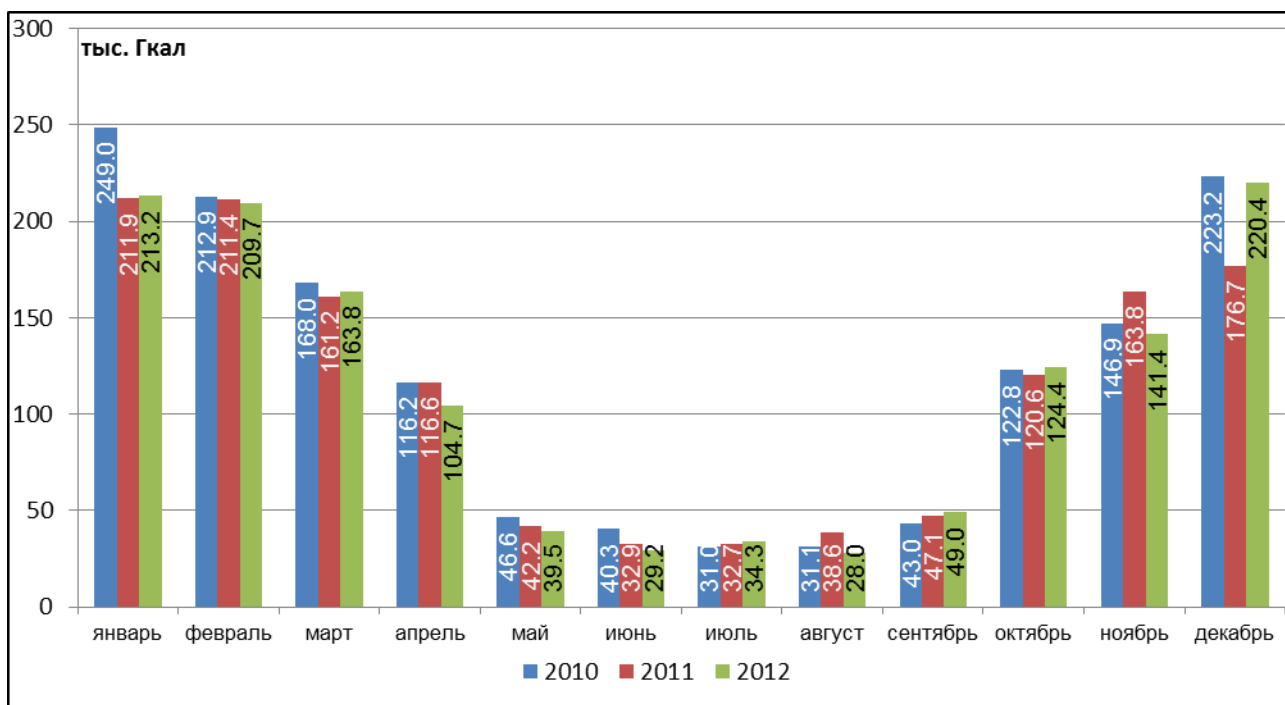


Рис. 2.9.5. Отпуск тепловой энергии от турбоагрегатов Кировской ТЭЦ-3 по месяцам 2010-2012 гг.

### 2.9.2. Средневзвешенное число часов использования установленной электрической и тепловой мощности отборов теплофикационных турбоагрегатов Кировской ТЭЦ-3

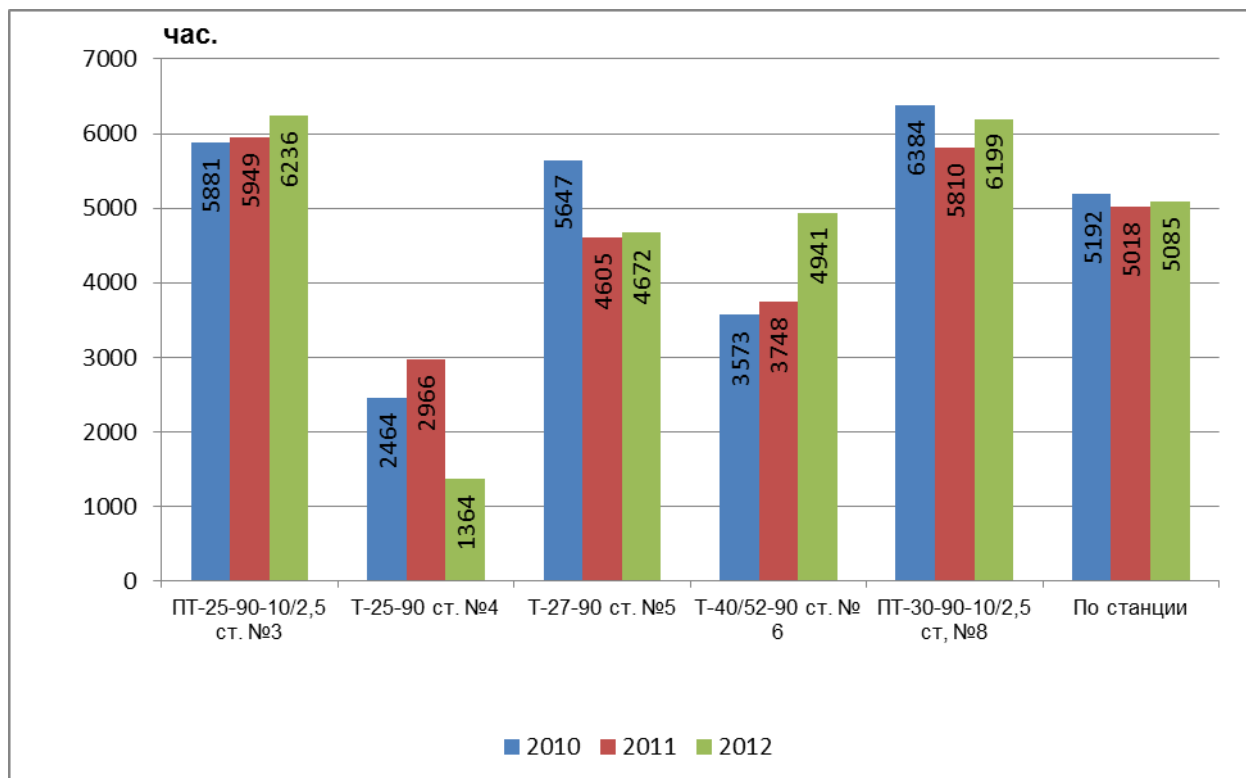
Сведения по среднегодовой загрузке электрической и тепловой мощности турбоагрегатов приведены в табл. 2.9.2.

Таблица 2.9.2

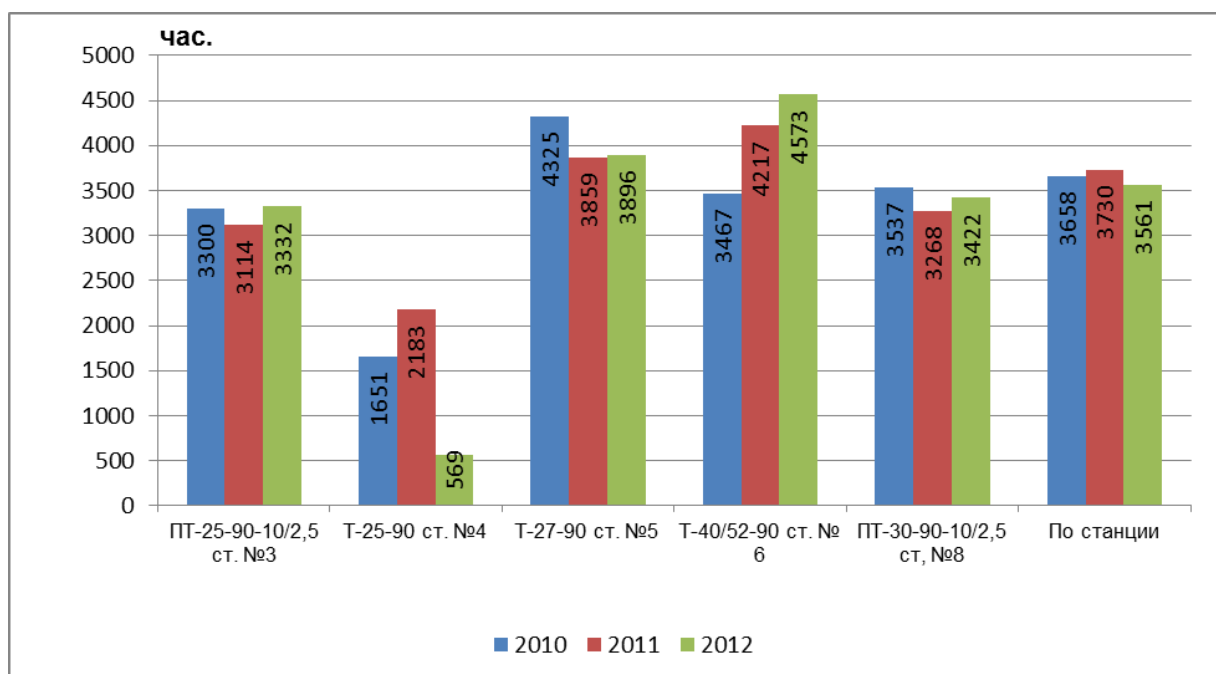
Показатели	т/а ст. № 3	т/а ст. № 4	т/а ст. № 5	т/а ст. № 6	т/а ст. № 8	По станции
	ПТ-25-90-10/2,5	Т-25-90	Т-27-90	Т-40/52-90	ПТ-30-90-10/2,5	
<b>2010 год</b>						
Выработка электрической энергии, тыс. кВт·ч	147031	61598	152460	150053	191518	702660
по теплофикационному циклу, тыс. кВт·ч	99797	32933	96495	91438	117767	438430
по теплофикационному циклу, %	57	29	58	45	56	55
по конденсационному циклу, тыс. кВт·ч	47234	28665	55965	58615	73751	264230
Отпуск тепловой энергии из регулируемых отборов, Гкал	396044	89158	233558	225335	424467	1368562
Число часов в работе	7059	3203	6902	4837	7456	29457
резерве	183	1959	459	857	52	3510
ремонте	1518	3598	1399	3066	1252	10833
<b>2011 год</b>						
Выработка электрической энергии, тыс. кВт·ч	148734	74141	124343	157433	174300	678950
по теплофикационному циклу, тыс. кВт·ч	92877	43588	85345	114550	115090	451450
по теплофикационному циклу, %	59	41	63	52	56	57
по конденсационному циклу, тыс. кВт·ч	55857	30553	38998	42883	59210	227500
Отпуск тепловой энергии из регулируемых отборов, Гкал	373632	117888	208396	274104	392106	1366126
Число часов в работе	7515	3778	5911	5429	6828	29461
резерве	741	2815	2067	2487	1432	9542
ремонте	504	2167	782	844	500	4797
<b>2012 год</b>						
Выработка электрической энергии, тыс. кВт·ч	155903	34088	126144	207541	185962	709638
по теплофикационному циклу, тыс. кВт·ч	94348	11687	86085	125691	116991	434802
по теплофикационному циклу, %	57	17	53	53	55	54
по конденсационному циклу, тыс. кВт·ч	61555	22401	40059	81850	68971	274836
Отпуск тепловой энергии из регулируемых отборов, Гкал	399815	30739	210357	297235	410681	1348827
Число часов в работе	7415	2704	5899	6462	7329	29809
резерве	771	5266	1733	1506	61	9337
ремонте	598	814	1152	816	1394	4774

Сведения о средневзвешенном числе часов использования установленной электрической мощности представлены на рис. 2.9.6.

Сведения о средневзвешенном числе часов использования установленной тепловой мощности отборов турбоагрегатов приведены соответственно на рис. 2.9.7.



**Рис. 2.9.6. Средневзвешенное число часов использования установленной электрической мощности в 2010 – 2012 гг.**



**Рис. 2.9.7. Средневзвешенное число часов использования установленной тепловой мощности в 2010 – 2012 гг.**

Анализ рис. 2.9.4 и 2.9.5 показывает, что турбоагрегаты по электрической и тепловой мощности загружаются почти равномерно, кроме турбоагрегата ст. №4, который загружен менее всего. Средневзвешенное число часов использования установленной электрической

мощности по станции за отчетный период 2010-2012 гг. не превышает 5200 ч., тепловой – 3800 ч.

Сведения о средневзвешенном времени использования установленной тепловой мощности пиковых водогрейных котлов приведены в табл. 2.9.3 на рис. 2.9.8.

Таблица 2.9.3

Показатели	ПВК ст. № 1	ПВК ст. № 2	ПВК ст. № 3	ПВК ст. № 4	По станции
	КВ-ГМ-100-150	КВ-ГМ-100-150	КВ-ГМ-100-150	КВ-ГМ-100-150	
<b>2010 г.</b>					
Отпуск тепловой энергии, Гкал	7895	17037	10602	16446	51980
Число часов в работе	102	244	146	227	719
<b>2011 г.</b>					
Отпуск тепловой энергии, Гкал	0	0	2338	0	2338
Число часов в работе	0	0	43	0	43
<b>2012 г.</b>					
Отпуск тепловой энергии, Гкал	0	0	2560	325	2885
Число часов в работе	0	0	50	8	58

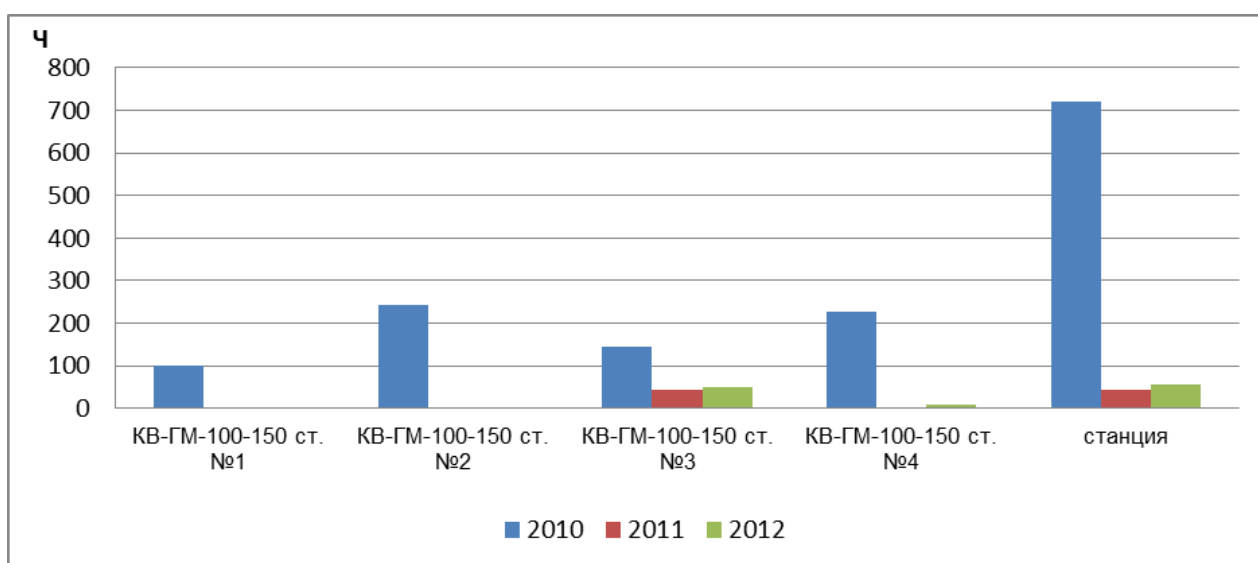


Рис. 2.9.8. Средневзвешенное время использования установленной тепловой мощности пиковых водогрейных котлов в 2010 – 2012 гг.

Из анализа рис. 2.9.6 следует, что водогрейные котлы используются в зависимости от температуры наружного воздуха в отопительный период при тепловой нагрузке ТЭЦ выше максимальной мощности отборов турбоагрегатов. В 2010 году в работу включались все пиковые водогрейные котлоагрегаты. В 2011 и 2012 годах работал только один КВ-ГМ-100-150 ст. № 3.

### 2.9.3. Особенности загрузки оборудования Кировской ТЭЦ-3 в период зимнего максимума потребления тепловой энергии и летнего минимума потребления тепловой энергии

В отопительный период в работе находятся 5 котлоагрегатов (ст. №№ 7,8,9,10,11) и 5 турбоагрегатов (ст. №№ 3,4,5,6,8).

В неотапительный период в работе находятся 5 котлоагрегатов (ст. №№ 7,8,9,10,11) и 5 турбоагрегатов (ст. №№ 3,4,5,6,8).

Пиковые водогрейные котлы эксплуатируются крайне мало, два из четырех котлов с момента монтажа выработали менее 10% своего паркового ресурса, остальные чуть более 10%.

### 2.9.4. Среднегодовая загрузка оборудования котельной микрорайона Каринторф

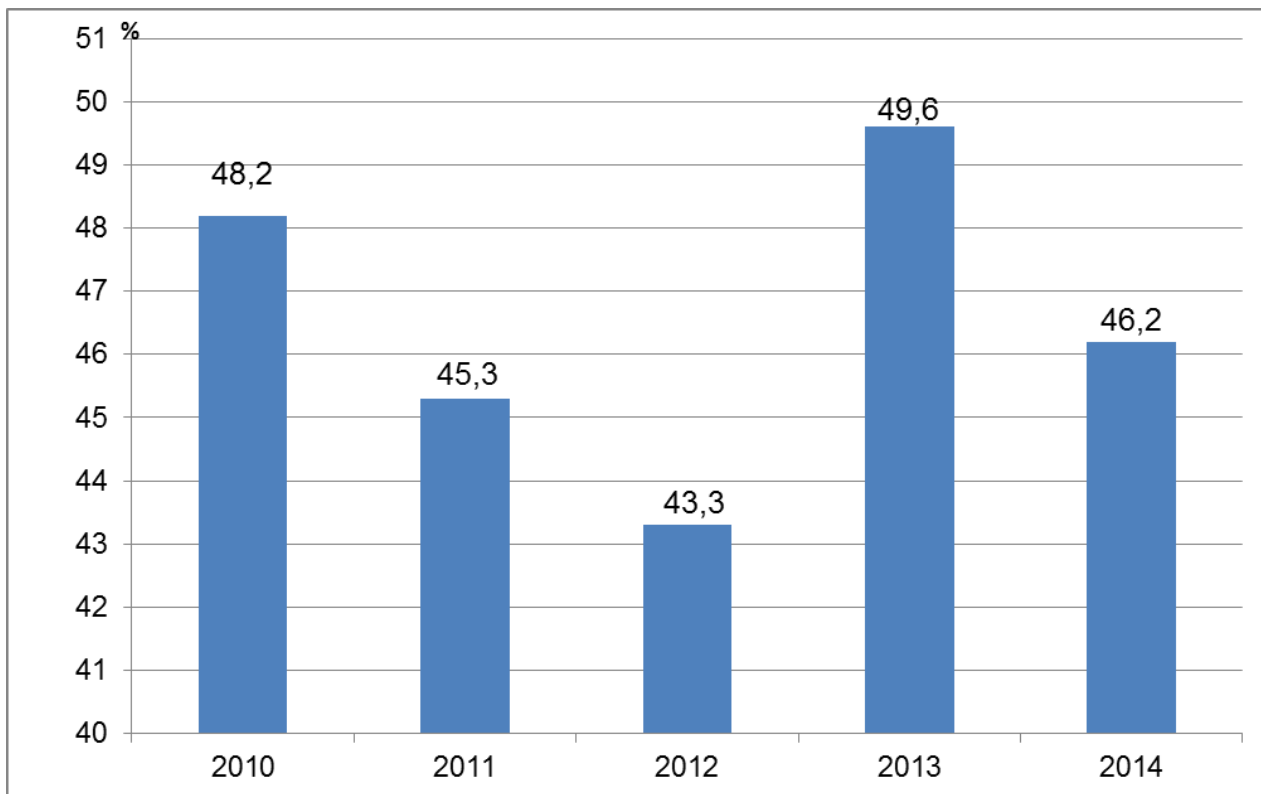
Количество выработанной тепловой энергии за год, среднесуточный отпуск тепловой энергии и среднегодовая загрузка оборудования представлены в таблице 2.9.4 и на графике рис. 2.9.8. Котельная микрорайона Каринторф производит отпуск тепловой энергии в среднем 231 дней в году или 5544 ч/год.

Среднечасовой отпуск тепловой энергии за отопительный период находится в диапазоне 2,38– 2,73 Гкал/ч.

Таблица 2.9.4

Расчётный год	Выработка тепловой энергии, Гкал/год	Располагаемая мощность котельной, Гкал/ч	Среднечасовой отпуск, Гкал/ч	Среднегодовая загрузка оборудования, %
2010	14 703	5,5	2,65	48,2
2011	13 844	5,5	2,49	45,3
2012	13 173	5,5	2,38	43,3
2013	15 118	5,5	2,73	49,6
2014	14 065	5,5	2,54	46,2

Анализ данных, приведённых в таблице 2.9.8., показывает, что среднегодовая загрузка оборудования котельной Каринторф за период 2010–2014 гг. составляла 46,5 %.



**Рис. 2.9.8. Среднегодовая загрузка оборудования котельной Каринторф за период 2010–2014 гг.**

### **2.9.5. Особенности загрузки оборудования котельной Каринторф в период зимнего максимума потребления тепловой энергии и летнего минимума потребления тепловой энергии**

На котельной микрорайона Каринторф в период зимнего максимума потребления тепловой энергии в работе находятся, как правило, или 2 котла: КВаГн "Вулкан"VK-1500 ст. № 1; и КВаГн "Вулкан"VK-2000 ст. № 2; или 2 котла КВаГн "Вулкан"VK-2000; ст. №№ 2,3.

## 2.10. Способы учета тепла, отпущенного в паровые и водяные тепловые сети

### 2.10.1. Способы учета тепла, отпущенного в паровые и водяные тепловые сети от Кировской ТЭЦ-3

Отпуск тепловой энергии с сетевой водой от Кировской ТЭЦ-3 производится по трем направлениям:

- Подпитка теплосети;
- Трубопровод №1 (Ду 400);
- Трубопровод №2 (Ду500).

Измерение расхода сетевой воды производится расходомерными ультразвуковыми двухканальными узлами. На подающих и обратных трубопроводах установлены тепловычислители, датчики избыточного давления и термоэлектрические преобразователи.

Коммерческие узлы учета соответствуют Правилам учета тепловой энергии и теплоносителя, 1995 г., соответствуют ГОСТ 8.586.1-2005, имеют свидетельства о метрологической аттестации и сертифицированы для коммерческих взаиморасчетов. Перечень приборов коммерческого учета, применяемых на Кировской ТЭЦ-3, представлен в табл. 2.10.1.

Таблица 2.10.1

№ п/п	Узел учета теплоносителя	Диаметр трубопровода	Первичный измерительный преобразователь			Вторичный измерительный преобразователь
			Расход	Давление	Температура	
<b>Сетевая вода</b>						
1	Расход пара на ООО «ГалоПолимер»	-	СТД-У	EJA530A	ТПТ	Тепловычислитель СРТ
2	Расход прямой сетевой воды трубопровод №1	500	СТД-У	EJA530A	ТПТ	
3	Расход обратной сетевой воды трубопровод №1	500	СТД-У	EJA530A	ТПТ	
4	Расход прямой сетевой воды трубопровод №2	500	СТД-У	EJA530A	ТПТ	
5	Расход обратной сетевой воды трубопровод №2	500	СТД-У	EJA530A	ТПТ	
6	Расход прямой сетевой воды трубопровод №3	600	СТД-У	EJA530A	ТПТ	
7	Расход обратной сетевой воды трубопровод №3	600	СТД-У	EJA530A	ТПТ	
8	Расход прямой сетевой воды трубопровод №4	700	СТД-У	EJA530A	ТПТ	
9	Расход обратной сетевой воды трубопровод №4	700	СТД-У	EJA530A	ТПТ	

### 2.10.2. Способы учета тепловой энергии, отпущенной в водяные тепловые сети от котельной микрорайона Каринторфф

Прибор учета тепловой энергии, установленный на котельной микрорайона Каринторфф, и его характеристики приведён в табл. 2.10.2.

Таблица 2.10.2

Наименование источника теплоснабжения	Наименование ресурсов	Тип прибора или метод измерения	Марка	Количество, шт.	Единица измерения	Диапазон измерения	Цена деления	Класс точности	Год ввода	Дата последней поверки
Котельная мкр. Каринторфф БМК-8,0	Учет тепловой энергии	Теплосчетчик-регистратор	ТЭМ-104	1	м <sup>3</sup> /ч	2,4-600	1 м <sup>3</sup> /ч	В	2007	15.08.2013

### 2.10.3. Способы учета природного газа, потребляемого котельной микрорайона Каринторфф

Прибор учета расхода природного газа, установленный на котельной микрорайона Каринторфф и его характеристики, приведён в табл. 2.10.3.

Таблица 2.10.3

Наименование источника теплоснабжения	Наименование ресурсов	Тип прибора или метод измерения	Марка	Количество, шт.	Единица измерения
Котельная мкр. Каринторфф БМК-8,0	Газообразное топливо	Расходомер-счетчик газа вихревой	СГ-ЭК-Вз-Т1-0,5-250/1,6	1	нм <sup>3</sup> /ч

Продолжение таблицы 2.10.3

Наименование источника теплоснабжения	Диапазон измерения	Цена деления	Класс точности	Год ввода	Дата последней поверки
Котельная мкр. Каринторфф БМК-8,0	25-250 нм <sup>3</sup> /ч	1 нм <sup>3</sup> /ч	0,5	2007	15.08.2013



## 2.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников теплоснабжения

### 2.11.1. Статистика отказов и восстановлений оборудования Кировской ТЭЦ-3

За период с 2012 г. по 2013 г. произошло 19 отказов основного оборудования станции, из них 6 случаев с котельным оборудованием и 14 с турбинным оборудованием.

Статистика отказов основного оборудования приведена в таблице 2.11.1.

Таблица 2.11.1

№ п/п	Дата и время отказа	Оборудование
1	16.03.2012	котлоагрегат ПК-14/2 ст. № 10
2	05.04.2012	котлоагрегат ПК-14/2 ст. № 10
3	23.04.2012	турбоагрегат Т-25-90 ст. № 4
4	01.06.2012	котлоагрегат ПК-14/2 ст. № 11
5	05.06.2012	котлоагрегат ст. ПК-14/2 № 10, турбоагрегат ПТ-30-90-10/2,5 ст. № 8
6	19.12.2012	турбоагрегат ПТ-30-90-10/2,5 ст. № 8
7	02.01.2013	турбоагрегат ПТ-30-90-10/2,5 ст. № 8
8	24.02.2013	турбоагрегат Т-42/50-90-3 ст. № 6
9	25.02.2013	котлоагрегат ПК-14/2ст. № 11
10	12.03.2013	турбоагрегат Т-25-90 ст. № 5
11	15.03.2013	турбоагрегат Т-25-90 ст. № 5
12	08.04.2013	турбоагрегат Т-25-90 ст. № 4
13	21.04.2013	турбоагрегат ПТ-25-90-10/2,5 ст. № 3
14	13.05.2013	турбоагрегат Т-42/50-90-3 ст. № 6
15	26.05.2013	котлоагрегат ТП-170-1 ст. № 6
16	18.06.2013	турбоагрегат Т-42/50-90-3 ст. № 6
17	28.07.2013	турбоагрегат Т-42/50-90-3 ст. № 6
18	25.08.2013	турбоагрегат Т-42/50-90-3 ст. № 6
19	11.12.2013	турбоагрегат ПТ-30-90-10/2,5 ст. № 8

Анализ статистики отказов основного оборудования показывает, что в 2012 году отказы произошли на турбоагрегатах ПТ-30-90-10/2,5 ст. №8, Т-25-90 ст. №4, и на котлоагрегатах ПК-14/2 ст. №10 и ПК-14/2 ст. № 11. Следует отметить, что турбоагрегаты ПТ-30-90-10/2,5 имели 3 отказа в течение года, аналогично котлоагрегат ПК-14/2 ст. № 10 также имел три отказа. В 2013 году турбоагрегат Т-42/50-90-3 ст. № 6 имел 5 отказов, при этом 3 отказа были в период с 18 июня по 25 августа. Следует также отметить меньшее количество отказов турбоагрегатов Т-25-90 ст. № 5 и ПТ-30-90-10/2,5 ст. № 8, которых было по 2 за год.

### 2.11.2. Статистика отказов и восстановлений оборудования котельной микрорайона Каринторф

По официальной информации, предоставленной теплоснабжающей организацией, на котельной Каринторф в период с 2010 по 2014 гг. не было зафиксировано отказов основного оборудования.

## 2.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации основного оборудования Кировской ТЭЦ-3 и котельной микрорайона Каринторф отсутствуют.

## 2.13. Технико-экономические показатели работы источников теплоснабжения

### 2.13.1. Средневзвешенное значение УРУТ на отпуск электрической и тепловой энергии от Кировской ТЭЦ-3

Значения удельных расходов топлива на отпуск электрической и тепловой энергии, рассчитанных по пропорциональному и физическому методам, представлены в табл. 2.13.1. и на графиках рис. 2.13.1 и 2.13.2.

Таблица 2.13.1

Наименование показателя	2011 г.		2012 г.		2013 г.	
	Пропорц. метод	Физич. метод	Пропорц. метод	Физич. метод	Пропорц. метод	Физич. метод
Удельный расход топлива на отпуск электрической энергии, г у.т./кВт·ч	393,59	324,177	386,112	306,982	388,338	311,603
в отопительный период	369	274,1	356,6	249,9	347,0	238,9
неотопительный период	459,2	447,7	456,6	448,0	473,3	463,3
Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	145,4	174,328	141,482	175,197	139,529	174,055
в отопительный период	140,8	173,4	135,6	173,3	134,2	171,7
неотопительный период	180,6	184,1	180,5	187,4	180,7	191,2

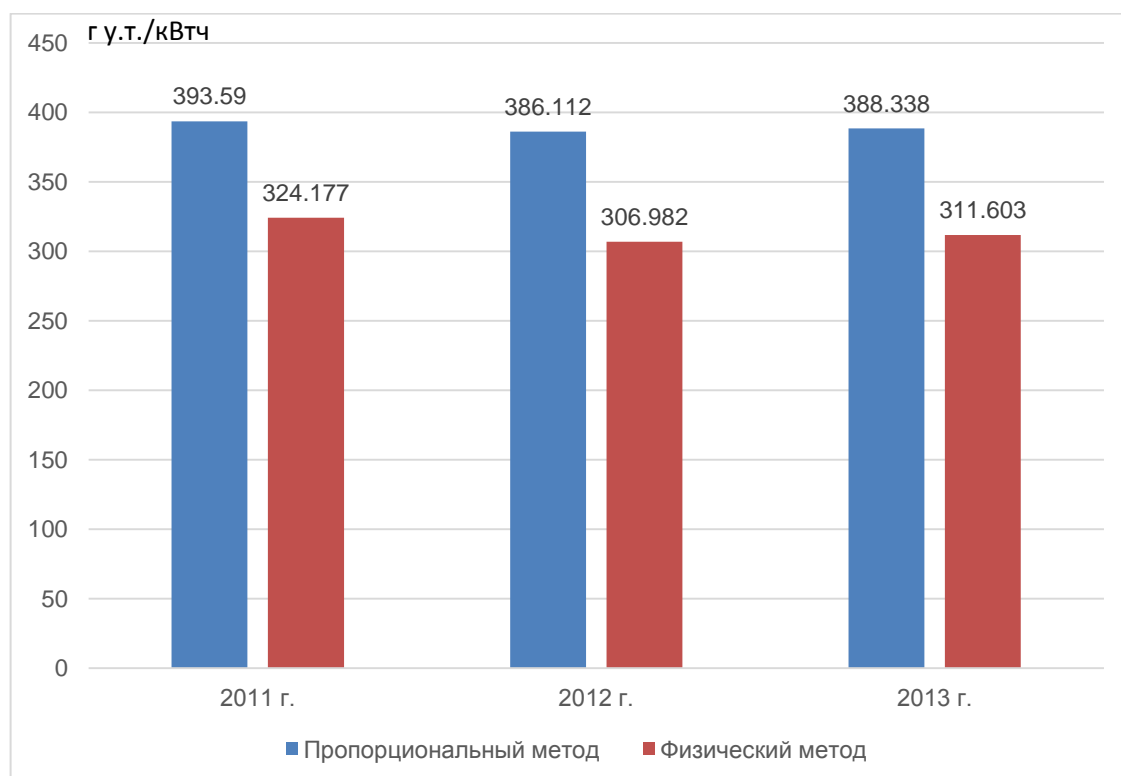
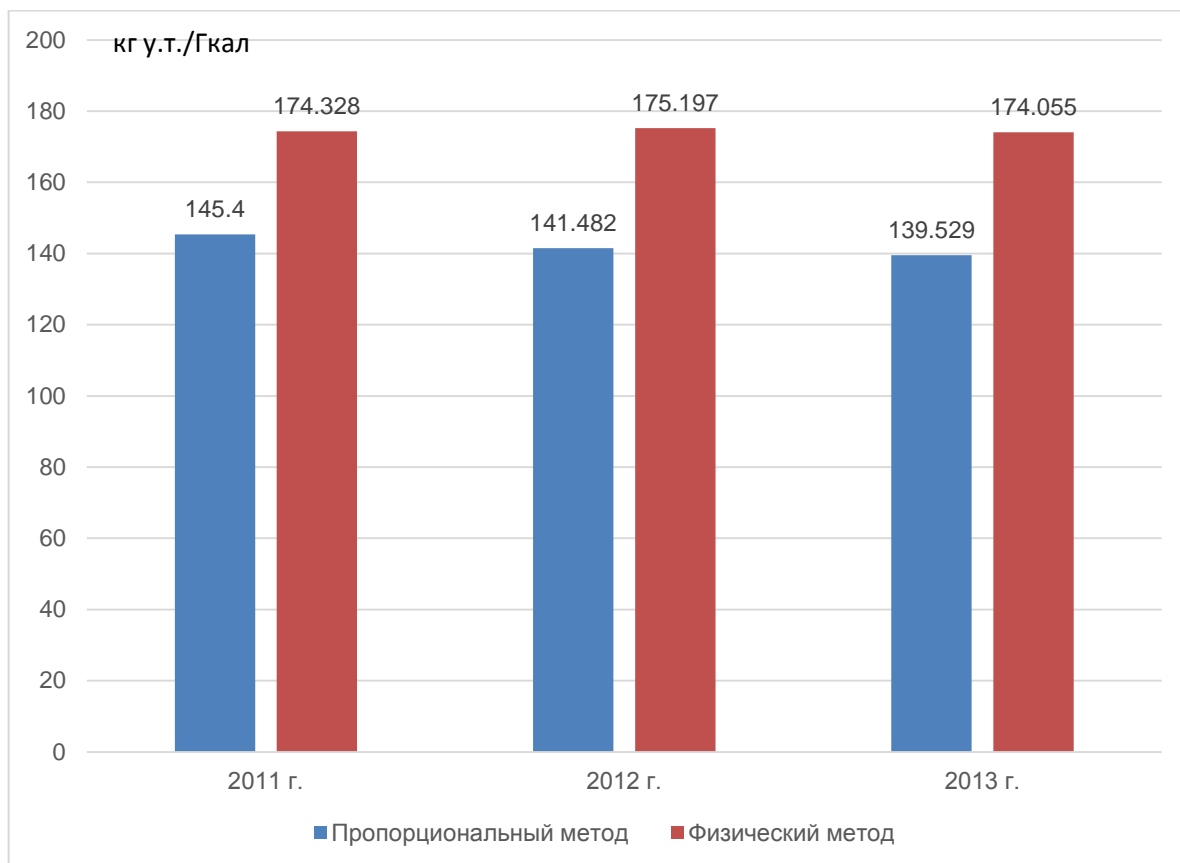


Рис. 2.13.1. Удельные расходы топлива на отпуск электрической энергии от Кировской ТЭЦ-3



**Рис. 2.13.2. Удельные расходы топлива на отпуск тепловой энергии от Кировской ТЭС-3**

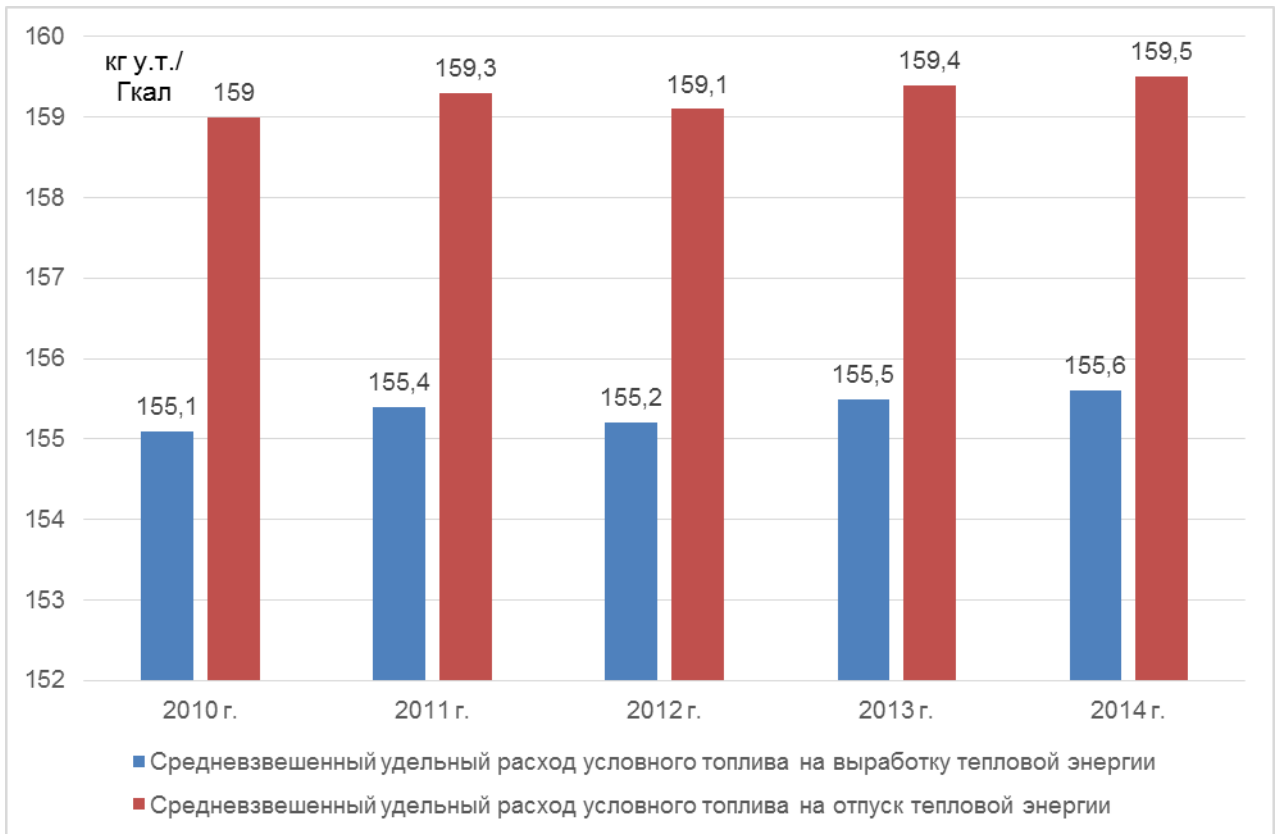
### 2.13.2. Средневзвешенное значение УРУТ на отпуск тепловой энергии от котельной микрорайона Каринторф

Перечень целевых показателей эффективности работы котельной в период 2010 – 2014 гг. приведён в табл. 2.13.2. и графике на рис. 2.13.3.

**Таблица 2.13.2**

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
1	Средневзвешенный удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг у.т. / Гкал	155,1	155,4	155,2	155,5	155,7
2	Собственные нужды	Гкал/ч	0,175	0,175	0,175	0,175	0,175
3	Средневзвешенный удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг у.т. / Гкал	159,0	159,3	159,1	159,4	159,5
4	Удельный расход электроэнергии	кВт·ч/Гкал	36,52	35,77	34,33	30,92	33,24

На графике рис. 2.13.3 показано, что средневзвешенный удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии в период 2010 – 2014 гг. был в диапазоне 155,1 – 155,7 кг/Гкал, а средневзвешенный удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии – 159,0 – 159,5 кг/Гкал.



**Рис. 2.13.3. Средневзвешенный удельный расход условного топлива на выработку и отпуск тепловой энергии от котельной микрорайона Каринторф**

## 2.14. Среднегодовой коэффициент теплофикации источников теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3

Коэффициент теплофикации определяется только для источников теплоснабжения с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.

Значения коэффициентов теплофикации Кировской ТЭЦ-3 за 2010 – 2012 гг. представлены на рис. 2.14.1.

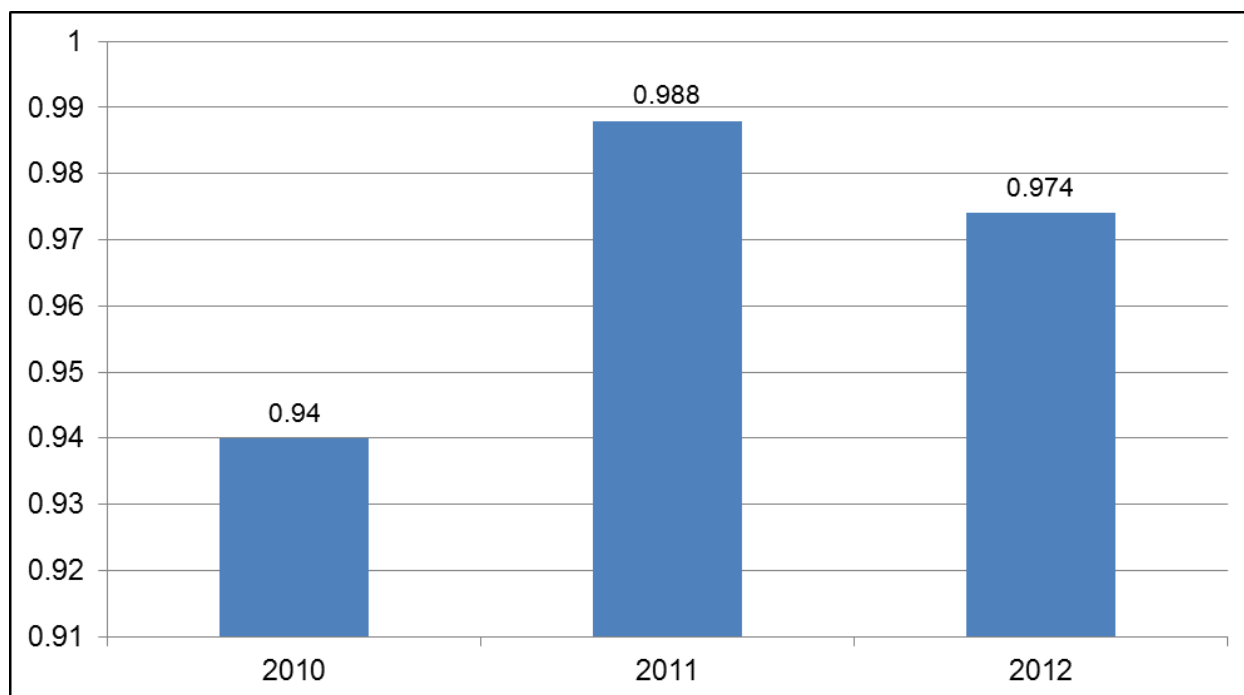


Рис. 2.14.1. Среднегодовые коэффициенты теплофикации Кировской ТЭЦ-3

Из анализа данных, представленных на рис. 2.14.1 следует:

- коэффициент теплофикации Кировской ТЭЦ-3 в последние два года остается примерно на одном уровне;
- доля нагрева сетевой воды в ПВК незначительна.

## 2.15. Анализ видов и станционных номеров теплофикационных агрегатов не прошедших конкурсный отбор мощности

На Кировской ТЭЦ-3 отсутствуют турбоагрегаты не прошедшие конкурсный отбор мощности в соответствии с приказом Министерства энергетики Российской Федерации (Минэнерго России) от 7 сентября 2010 г. № 430 «Об утверждении Порядка учета технических характеристик (параметров) генерирующего оборудования в ходе приема заявок участников конкурентного отбора мощности, а также для определения результатов конкурентного отбора мощности».

### Раздел 3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты

#### 3.1. Описание структуры тепловых сетей Кировской ТЭЦ-3, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов или до ввода в жилой квартал или промышленный объект

Распределение материальной характеристики трубопроводов сетевой воды и суммарные характеристики участков тепловых сетей от Кировской ТЭЦ-3, находящихся на балансе ОАО «КТК», по типу прокладки приведены в табл. 3.1.1 и рис. 3.1.1.

Таблица 3.1.1

Наименование тепловых сетей находящихся на обслуживании ОАО «КТК»	МО «Город Кирово-Чепецк», в 2-х трубном исчислении		
	Магистральные сети, м	Распределительные сети, м	Всего, м
Собственные сети ОАО «КТК»	30 700	58 300	89 000
Арендованные МО КЧ	0	9 600	9 600
Итого:	30 700	67 900	98 600

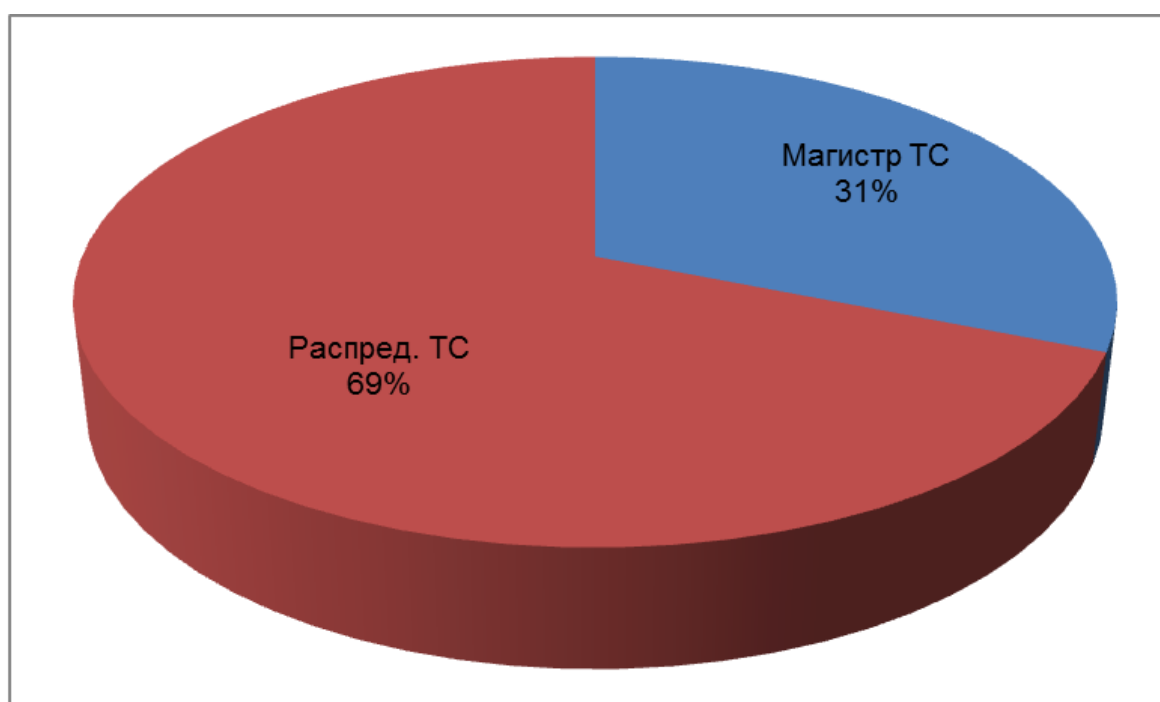
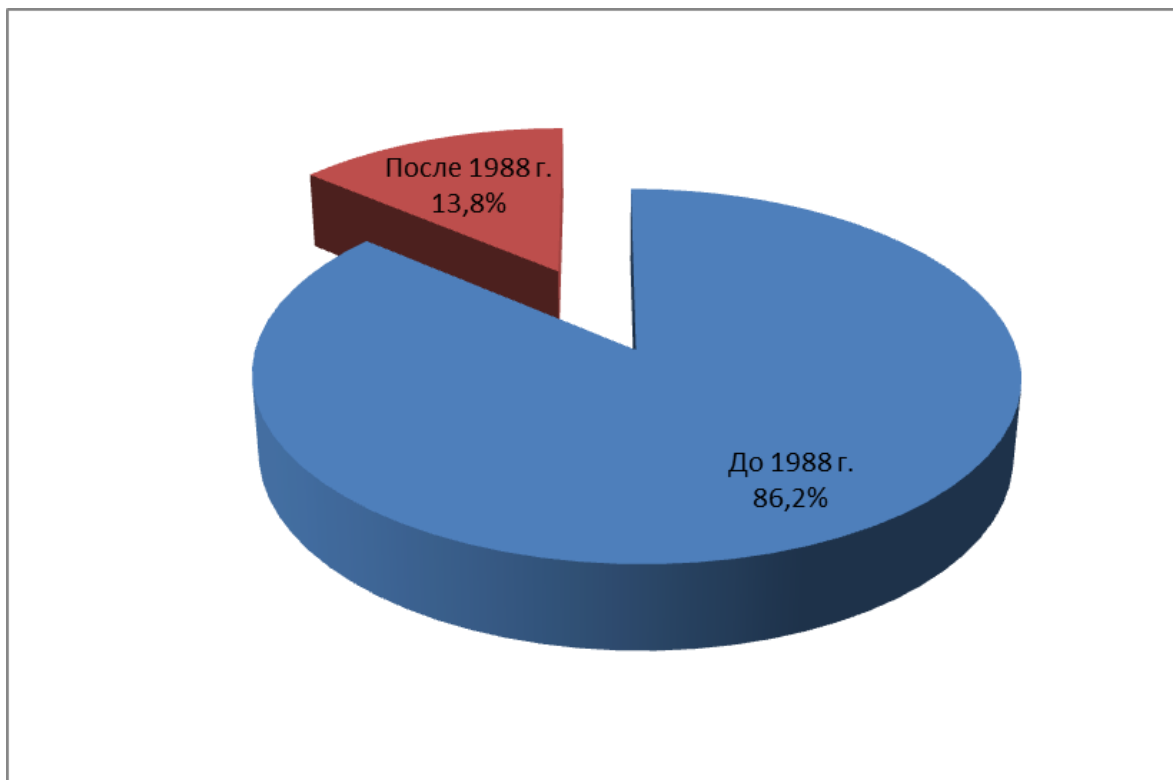


Рис. 3.1.1. Распределение материальной характеристики трубопроводов теплосети по типу

Распределение материальной характеристики магистральных трубопроводов теплосети по годам ввода в эксплуатацию приведено в табл. 3.1.2.

Таблица 3.1.2

Год ввода в эксплуатацию	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>	Проценты, %
До1988 г.	26 456,6	86,2
1988 – 1997гг.	4 044,994	13,2
1997 – 2003 гг.	61,2	0,2
После 2003 г.	137,15	0,4



**Рис. 3.1.2. Распределение материальной характеристики магистральных трубопроводов теплосети по годам ввода в эксплуатацию.**

Из данных табл. 3.1.2 можно сделать вывод, что основная часть магистральных трубопроводов проложена до 1988 г.

### **3.2. Электронные карты (схемы) тепловых сетей в зоне действия источников теплоснабжения**

Для разработки электронной модели существующей схемы теплоснабжения города Кирово-Чепецка 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. Кирово-Чепецк переданы Заказчику.

### **3.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки**

#### **3.3.1. Параметры тепловых сетей от Кировской ТЭЦ-3, включая год начала эксплуатации, тип изоляции и тип прокладки**

Параметры тепловых сетей, тип изоляции, тип прокладки, материальная характеристика магистральных трубопроводов системы теплоснабжения от Кировской ТЭЦ-3 представлены в табл. 3.3.1. и 3.3.2.

Таблица 3.3.1

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Принадлежность	Вид прокладки тепловой сети	Год прокладки	Год капремонта	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>	Объем обратного трубопровода, м <sup>3</sup>	Объем подающего трубопровода, м <sup>3</sup>	Объем трубопроводов, м <sup>3</sup>
1	11НО-17 Павильон	11НО-24	718,17	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Надземная	1976		718,17	141,0	141,0	282,0
2	ТК 3-19	ТК 3-20	93,2	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1953	2005	74,56	11,7	11,7	23,4
3	ТК 3-20	ТК 3-21	15,92	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1953	2005	12,736	2,0	2,0	4,0
4	ТК 3-21	перемычка 3-21	1,58	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1953	2005	1,264	0,2	0,2	0,4
5	Павильон Узловая	перемычка Узловая к 3-16	4,98	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1953	1996	3,984	0,6	0,6	1,3
6	ТК 3-15	Уз, ТК 3-15а	0,59	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1953	1996	0,472	0,1	0,1	0,1
7	ТК 3-13	ТК 3-14	111,21	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1953	1995	88,968	14,0	14,0	27,9
8	ТК 3-12	I-5 I-6	1,03	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1953	1995	0,824	0,1	0,1	0,3
9	ТК 3-11а	перемычка 3-12 от 3-11	79,15	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1953	1995	63,32	9,9	9,9	19,9
10	сужение 3-11	ТК 3-11а	44,54	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1953	1995	35,632	5,6	5,6	11,2
11	Уз, САХ	сужение 3-11	67,05	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Надземная	1953	1995	67,05	13,2	13,2	26,3
12	ТК 3-09	ТК 3-10	64,33	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1953	1995	51,464	8,1	8,1	16,2
13	ТК 3-07	Уз, 3-07-2	0,59	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1953	1995	0,59	0,1	0,1	0,2
14	Уз, ТК 3-08а	ТК 3-09	134,15	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Надземная	1953	1995	134,15	26,3	26,3	52,7
15	ТЭЦ	ТК 3-01	457,16	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Надземная	1953		457,16	89,8	89,8	179,5
16	ТК 3-10	Уз, Техдом	7,3	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Надземная	1953	1995	7,3	1,4	1,4	2,9
17	Павильон Узловая	II-3 II-4	2,5	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1965		2	0,3	0,3	0,6
18	ТК 8-00	ТК 8-00А	56,58	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1965		45,264	7,1	7,1	14,2
19	ТК 8-00А	Уз, 8-00а	29,69	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Надземная	1965		23,752	3,7	3,7	7,5
20	ТК 4-20	2-19 2-20	0,89	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1967		0,712	0,1	0,1	0,2
21	ТК 4-21А	ТК 4-21	58,6	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1967		46,88	7,4	7,4	14,7
22	ТК 4-19	ТК 4-20	88,02	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1965		70,416	11,1	11,1	22,1
23	ТК 4-21	ТК 4-21Б	71,31	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1967		57,048	9,0	9,0	17,9
24	ТК 4-21Б	ТК 4-21В	74,14	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1967		59,312	9,3	9,3	18,6
25	ТК 4-21В	ТК 4-22	56,48	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1967		45,184	7,1	7,1	14,2
26	ТК 4-22	ТК 4-23	56,57	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1967		45,256	7,1	7,1	14,2
27	ТК 4-23	ТК 4-24	76,5	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная			61,2	9,6	9,6	19,2
28	ТК 4-24	перемычка 4-25 от 4-24	75,56	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1967		60,448	9,5	9,5	19,0



№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Принадлежность	Вид прокладки тепловой сети	Год прокладки	Год капремонта	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>	Объем обратного трубопровода, м <sup>3</sup>	Объем подающего трубопровода, м <sup>3</sup>	Объем трубопроводов, м <sup>3</sup>
29	TK 4-25	2-21 2-22	0,27	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1976		0,216	0,0	0,0	0,1
30	TK 4-26	TK 4-27	72,61	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1967		58,088	9,1	9,1	18,2
31	TK 4-27	TK 4-28	163,61	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1967		130,888	20,6	20,6	41,1
32	TK 4-28	TK 4-29	53,5	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1967		42,8	6,7	6,7	13,4
33	TK 4-29	TK 4-30	56,83	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1967		45,464	7,1	7,1	14,3
34	TK 4-30	TK 4-31	113,87	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1967		91,096	14,3	14,3	28,6
35	TK 4-31	TK 4-32	113,08	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1967		90,464	14,2	14,2	28,4
36	TK 4-32	перемычка в сторону TK 4-32	35,96	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1985		28,768	4,5	4,5	9,0
37	TK 5-12	TK 5-13	94,18	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1989		75,344	11,8	11,8	23,7
38	TK 5-13	TK 5-14	92,04	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1989		73,632	11,6	11,6	23,1
39	TK 5-14	TK 5-15	62,5	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1989		50	7,9	7,9	15,7
40	Павильон Узловая	II-1 II-2	2,65	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1961		3,18	0,7	0,7	1,5
41	TK 5-15	TK 5-16	63	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1989		50,4	7,9	7,9	15,8
42	TK 6-08	TK 6-07	97,49	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1961		116,988	27,6	27,6	55,1
43	TK 6-07	Уз, 6ПАВ1-2	96,88	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1961		116,256	27,4	27,4	54,8
44	TK 6-09	TK 6-10	150,14	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1989		180,168	42,4	42,4	84,9
45	TK 6-10	TK 6-11	121,1	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1989		145,32	34,2	34,2	68,5
46	TK 6-11	TK 6-12	77,36	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1989		92,832	21,9	21,9	43,7
47	TK 6-12	TK 6-13	7,2	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1989		8,64	2,0	2,0	4,1
48	TK 6-13	TK 6-14	80,51	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1989		96,612	22,8	22,8	45,5
49	TK 6-14	TK 6-15	97,35	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1989		116,82	27,5	27,5	55,0
50	TK 6-15	TK 6-16	179,54	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1989		215,448	50,8	50,8	101,5
51	TK 6-16	TK 6-17	93,12	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1989		111,744	26,3	26,3	52,7
52	TK 6-17	Уз, 4-10-2	44,38	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1989		53,256	12,5	12,5	25,1
53	Уз, 4-10-2	Уз НПС-1-1	9,36	0,45	0,45	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1962		8,424	1,5	1,5	3,0
54	TK 4-11	TK 4-12	84,86	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1960	1998	84,86	16,7	16,7	33,3
55	III-41 III-42	TK 5-12	0,63	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1989		0,63	0,1	0,1	0,2
56	6 Павильон 1	2-39 2-40	3,32	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1989		3,984	0,9	0,9	1,9
57	TK 5-10	TK 5-11	155,93	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1989		155,93	30,6	30,6	61,2
58	Уз, 4-10-1	TK 4-11	44,44	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1960		44,44	8,7	8,7	17,5

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Принадлежность	Вид прокладки тепловой сети	Год прокладки	Год капремонта	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>	Объем обратного трубопровода, м <sup>3</sup>	Объем подающего трубопровода, м <sup>3</sup>	Объем трубопроводов, м <sup>3</sup>
59	Уз, 4-10-2	ТК 4-10	2,55	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1989		3,06	0,7	0,7	1,4
60	ТК 4-10	2-11 2-12	0,49	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1989		0,588	0,1	0,1	0,3
61	ТК 5-09	ТК 5-10	150,2	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1989		150,2	29,5	29,5	59,0
62	2-11 2-12	Уз, 4-10-1	1,93	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1960		1,93	0,4	0,4	0,8
63	ТК 5-08	ТК 5-09	204,06	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1989		204,06	40,1	40,1	80,1
64	ТК 4-12	ТК 4-13	169,21	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1960	1998	169,21	33,2	33,2	66,4
65	ТК 4-13	ТК 4-14	163,93	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1960	1998	163,93	32,2	32,2	64,4
66	ТК 4-14	перемычка 4-14	1,92	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1960		1,536	0,2	0,2	0,5
67	ТК 4-15	ТК 4-15а	77,53	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1960		62,024	9,7	9,7	19,5
68	ТК 4-15а	ТК 4-16	75,08	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1960		60,064	9,4	9,4	18,9
69	ТК 4-16	ТК 4-17	105,49	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1960		84,392	13,3	13,3	26,5
70	ТК 6-06	перемычка 6Пав1 от 6-06	4,36	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1961		5,232	1,2	1,2	2,5
71	ТК 6-05а	ТК 6-06	56,95	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1961		68,34	16,1	16,1	32,2
72	ТК 4-17	ТК 4-18	119,94	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1960		95,952	15,1	15,1	30,1
73	ТК 4-18	ТК 4-19	86,99	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная бесканальная	1960	2010	69,592	10,9	10,9	21,9
74	ТК 6-05	ТК 6-05а	147,08	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1961		176,496	41,6	41,6	83,2
75	ТК 6-04	Уз, 6НО-28	211,18	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Надземная	1961		253,416	59,7	59,7	119,4
76	ТК 6-03	ТК 6-04	67,8	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1961		81,36	19,2	19,2	38,3
77	ТК 6-01	ТК 6-02	217,98	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Надземная	1961		261,576	61,6	61,6	123,3
78	ТЭЦ	Уз, 6НО-7	265,14	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Надземная	1961		318,168	75,0	75,0	149,9
79	7 павильон 2	3-7 3-8	2,38	0,7	0,7	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1977		3,332	0,9	0,9	1,8
80	ТК 7-01а	ТК 7-02	85,31	0,7	0,7	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1977	1997	119,434	32,8	32,8	65,7
81	ТК 7-02	ТК 7-03	101,88	0,7	0,7	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1977	1997	142,632	39,2	39,2	78,4
82	ТК 7-03	ТК 7-04	92,99	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1977		111,588	26,3	26,3	52,6
83	ТК 7-04	ТК 7-05	106,4	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1977		127,68	30,1	30,1	60,2
84	Уз, 6НО-29	ТК 6-05	252,22	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Надземная	1961		302,664	71,3	71,3	142,6
85	Уз, 6НО-28	Уз, 6НО-29	11,87	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Надземная	1961		14,244	3,4	3,4	6,7
86	ТК 5-04	III-23 III-24	0,72	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1981		0,72	0,1	0,1	0,3
87	ТК 5-05	Уз, НПС-2-1	15,51	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1981		15,51	3,0	3,0	6,1

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Принадлежность	Вид прокладки тепловой сети	Год прокладки	Год капремонта	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>	Объем обратного трубопровода, м <sup>3</sup>	Объем подающего трубопровода, м <sup>3</sup>	Объем трубопроводов, м <sup>3</sup>
88	TK 5-05	Запорная арматура	1,1	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1989		0,88	0,1	0,1	0,3
89	TK 14-1	TK 14-2	82,6	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1989		66,08	10,4	10,4	20,8
90	Уз, НПС-2-1	Уз, НПС-2-2	1,63	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1989		1,63	0,3	0,3	0,6
91	TK 5-03	перемычка 5-04	221,98	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1981		221,98	43,6	43,6	87,2
92	TK 5-02А	TK 5-03	372,08	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1981		372,08	73,1	73,1	146,1
93	TK 5-02	TK 5-02А	195,64	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1981		195,64	38,4	38,4	76,8
94	7 павильон 2	3-9 3-10	3,96	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1981		3,96	0,8	0,8	1,6
95	TK 7-01	TK 7-01а	163,73	0,7	0,7	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1977	1997	229,222	63,0	63,0	126,0
96	Уз, 6НО-23	TK 6-03	177,42	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Надземная	1961		212,904	50,2	50,2	100,3
97	Уз, 6НО-10	УЗ, 6НО-13	249,25	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Надземная	1961		299,1	70,5	70,5	140,9
98	TK 14-2	TK 14-3	150,56	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1989		120,448	18,9	18,9	37,8
99	TK 5-06	TK 5-07	198,48	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1989		198,48	39,0	39,0	77,9
100	TK 5-07	TK 5-08	79,36	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1989		79,36	15,6	15,6	31,2
101	TK 7-07	Запорная арматура	1,19	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1978		1,428	0,3	0,3	0,7
102	TK 10-1	TK 10-2	109,79	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1978		131,748	31,0	31,0	62,1
103	TK 10-2	TK 10-3	116,01	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1978		139,212	32,8	32,8	65,6
104	TK 10-3	TK 10-4	180,87	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1978		217,044	51,1	51,1	102,3
105	TK 10-4	TK 10-5	112,01	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1978		134,412	31,7	31,7	63,3
106	TK 10-5	TK 10-6	111,87	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1989		134,244	31,6	31,6	63,3
107	TK 10-6	TK 10-7	98,14	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1989		117,768	27,7	27,7	55,5
108	TK 10-7	TK 10-8	99,91	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1989		119,892	28,2	28,2	56,5
109	TK 7-06а	TK 7-07	138,77	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1977		166,524	39,2	39,2	78,5
110	TK 7-06	TK 7-06а	96,57	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1977		115,884	27,3	27,3	54,6
111	TK 7-07	TK 7-08	190,26	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1978		228,312	53,8	53,8	107,6
112	TK 7-08	TK 7-09	157,86	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1978		189,432	44,6	44,6	89,3
113	TK 7-09	7 Павильон 3	256,23	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1980		307,476	72,4	72,4	144,9
114	7 Павильон 3	3-19 3-20	2,3	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1980		2,3	0,5	0,5	0,9
115	TK 7-05	TK 7-06	118,4	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1977		142,08	33,5	33,5	67,0
116	УЗ, 6НО-13	Уз, 6НО-14	85,37	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Надземная	1961		102,444	24,1	24,1	48,3

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Принадлежность	Вид прокладки тепловой сети	Год прокладки	Год капремонта	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>	Объем обратного трубопровода, м <sup>3</sup>	Объем подающего трубопровода, м <sup>3</sup>	Объем трубопроводов, м <sup>3</sup>
117	Уз, 6НО-7	Уз, 6НО-10	223,27	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Надземная	1961		267,924	63,1	63,1	126,3
118	ТК 10-8	ТК 10-10	157,77	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1989		189,324	44,6	44,6	89,2
119	ТК 10-10	ТК 10-11	274,44	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1992		329,328	77,6	77,6	155,2
120	ТК 10-11	ТК 10-12	135,8	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1992		162,96	38,4	38,4	76,8
121	ТК 10-12	перемычка 10-13	85,35	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1992		102,42	24,1	24,1	48,3
122	ТК 7-10	Уз, Тепл, хоз-во	57,44	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Надземная	1980		57,44	11,3	11,3	22,6
123	Уз, Тепл, хоз-во	7 Павильон 4	846,16	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Надземная	1980		846,16	166,1	166,1	332,3
124	Уз, 8-00а	ТК 8-01	270,22	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Надземная	1972		216,176	34,0	34,0	67,9
125	ТК 8-01	Уз Ледовый дворец	154,71	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Надземная	1972		123,768	19,4	19,4	38,9
126	7 Павильон 4	3-19а 3-20а	2,2	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Надземная	1980		2,2	0,4	0,4	0,9
127	ТК 7-11	ТК 7-12	5,92	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1980		5,92	1,2	1,2	2,3
128	Уз Ледовый дворец	III-3 III-4	699,21	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Надземная	1972		559,368	87,9	87,9	175,7
129	ТК 7-12	Запорная арматура	0,74	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1980		0,74	0,1	0,1	0,3
130	7 Павильон 1а	Уз, Совхоз Чеп 1	800,15	0,7	0,7	ОАО "КТК"	Надземная	1972		1120,21	307,9	307,9	615,8
131	ТЭЦ	7ТК-4	776,95	0,7	0,7	ОАО "КТК"	Надземная	1977		1087,73	299,0	299,0	598,0
132	7ТК-7	7ТК-8	149,18	0,7	0,7	ОАО "КТК"	Надземная	1977		208,852	57,4	57,4	114,8
133	7ТК-8	Уз, 7НО-10	303,43	0,7	0,7	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1977		424,802	116,8	116,8	233,5
134	7 Павильон 1	7 Павильон 1а	209,64	0,7	0,7	ОАО "КТК"	Надземная	1972		293,496	80,7	80,7	161,4
135	Уз, Совхоз Чеп 1	ПАВ ЛЕПСЕ	341,73	0,7	0,7	ОАО "КТК"	Надземная	1977		478,422	131,5	131,5	263,0
136	Уз, Совхоз Чеп 1	III-13 III-14	5,06	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Надземная	1980		4,048	0,6	0,6	1,3
137	7ТК-6	7ТК-7	122,14	0,7	0,7	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1977		170,996	47,0	47,0	94,0
138	7ТК-5	7ТК-6	141,93	0,7	0,7	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1977		198,702	54,6	54,6	109,2
139	7ТК-4	7ТК-5	64,94	0,7	0,7	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1977		90,916	25,0	25,0	50,0
140	ТЭЦ	11НО-7	509,69	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Надземная	1976		509,69	100,1	100,1	200,1
141	ПАВ ЛЕПСЕ	7 павильон 2	217,74	0,7	0,7	ОАО "КТК"	Надземная	1977		304,836	83,8	83,8	167,6
142	ПАВ ЛЕПСЕ	Запорная арматура	1,08	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Надземная	1977		0,864	0,1	0,1	0,3
143	ТК ЛЕПСЕ	ВЭЛКОНТ	16,56	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1977		13,248	2,1	2,1	4,2
144	Уз, 7НО-10	3-1 3-2	1056,27	0,7	0,7	ОАО "КТК"	Надземная	1977		1478,778	406,5	406,5	813,0
145	Уз, ИЧП Лес	ТК 7-11	246,79	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Надземная	1980		246,79	48,5	48,5	96,9

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Принадлежность	Вид прокладки тепловой сети	Год прокладки	Год капремонта	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>	Объем обратного трубопровода, м <sup>3</sup>	Объем подающего трубопровода, м <sup>3</sup>	Объем трубопроводов, м <sup>3</sup>
146	Уз, 3-07-1	перемычка 3-07а	62,94	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Надземная	1953	1995	62,94	12,4	12,4	24,7
147	Уз, 3-07-2	Уз, 3-07-1	0,78	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1953	1995	0,78	0,2	0,2	0,3
148	перемычка 3-12 от 3-11	Уз, ТК 3-12	2,18	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1953	1995	1,744	0,3	0,3	0,5
149	перемычка 3-12 к 3-13	ТК 3-13	125,26	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1953	1995	100,208	15,7	15,7	31,5
150	I-5 I-6	перемычка 3-12 к 3-13	0,93	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1953	1995	0,744	0,1	0,1	0,2
151	Уз, ТК 3-12	ТК 3-12	1,95	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1953	1995	1,56	0,2	0,2	0,5
152	Уз, ТК 3-15а	перемычка Узловая от 3-15а	33,4	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1953	1996	26,72	4,2	4,2	8,4
153	перемычка Узловая от 3-15а	I-7 I-8	1,65	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1953	1996	1,32	0,2	0,2	0,4
154	I-7 I-8	Павильон Узловая	3,5	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1953	1996	2,8	0,4	0,4	0,9
155	II-1 II-2	ТК 6-08	31,33	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1961		37,596	8,9	8,9	17,7
156	II-3 II-4	ТК 8-00	27,08	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1965		21,664	3,4	3,4	6,8
157	перемычка Узловая к 3-16	ТК 3-16	101,69	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1953	1996	81,352	12,8	12,8	25,6
158	перемычка 3-21	I-9 I-10	126,33	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1953	2004	101,064	15,9	15,9	31,7
159	Уз, Техдом	Уз, САХ	95,67	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Надземная	1953	1995	95,67	18,8	18,8	37,6
160	перемычка 3-07а	I-3 I-4	0,62	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Надземная	1953	1995	0,62	0,1	0,1	0,2
161	I-3 I-4	Уз, ТК 3-08а	37,12	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Надземная	1953	1995	37,12	7,3	7,3	14,6
162	Запорная арматура	Перемычка 7-07	0,76	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1978		0,912	0,2	0,2	0,4
163	перемычка 10-13	ТК 10-13	1,4	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1992		1,68	0,4	0,4	0,8
164	II-41 II-42	6 Павильон 1	2,19	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1961		2,628	0,6	0,6	1,2
165	2-39 2-40	Уз, 6ПАВ-1-1	1,03	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1989		1,236	0,3	0,3	0,6
166	перемычка 6Пав1 от 6-06	6 Павильон 1	4,8	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1961		5,76	1,4	1,4	2,7
167	перемычка 6Пав1 к 6-07	ТК 6-09	142,75	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1989		171,3	40,4	40,4	80,7
168	Уз, 6ПАВ-1-1	Перем. 6Пав1 к 6-07	0,8	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1989		0,96	0,2	0,2	0,5
169	Уз, 6ПАВ1-2	II-41 II-42	1,75	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1961		2,1	0,5	0,5	1,0
170	2-19 2-20	ТК 4-21А	69,18	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1967		55,344	8,7	8,7	17,4
171	перемычка 4-25 от 4-24	ТК 4-25	1,6	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1967		1,28	0,2	0,2	0,4

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Принадлежность	Вид прокладки тепловой сети	Год прокладки	Год капремонта	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>	Объем обратного трубопровода, м <sup>3</sup>	Объем подающего трубопровода, м <sup>3</sup>	Объем трубопроводов, м <sup>3</sup>
172	2-21 2-22	перемычка 4-25 к 4-26	1,22	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1967		0,976	0,2	0,2	0,3
173	перемычка 4-25 к 4-26	ТК 4-26	76,58	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1967		61,264	9,6	9,6	19,2
174	перемычка 4-14	ТК 4-15	73,98	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1960		59,184	9,3	9,3	18,6
175	Уз, 6НО-14	ТК 6-01	2,68	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1961		3,216	0,8	0,8	1,5
176	ТК 6-02	Уз, 6НО-23	428,18	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Надземная	1961		513,816	121,1	121,1	242,1
177	III-17 III-18	ТК 7-06а	1,66	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1977		1,328	0,2	0,2	0,4
178	Перемычка 7-07	ТК 10-1	39,84	0,6	0,6	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1978		47,808	11,3	11,3	22,5
179	перемычка 5-04	ТК 5-04	1,51	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1981		1,51	0,3	0,3	0,6
180	III-23 III-24	ТК 5-05	65,66	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1981		65,66	12,9	12,9	25,8
181	Запорная арматура	ТК 14-1	16,32	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1989		13,056	2,1	2,1	4,1
182	ТК 5-11	перемычка в сторону ТК 5-11	155,62	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1989		155,62	30,6	30,6	61,1
183	перемычка в сторону ТК 5-11	III-41 III-42	0,79	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1989		0,79	0,2	0,2	0,3
184	III-39 III-40	ТК 5-12	0,65	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1985		0,52	0,1	0,1	0,2
185	перемычка в сторону ТК 4-32	III-39 III-40	0,97	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1985		0,776	0,1	0,1	0,2
186	3-19 3-20	ТК 7-10	278,59	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1980		278,59	54,7	54,7	109,4
187	ТК 5-05а	ТК 5-06	223,56	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1989		223,56	43,9	43,9	87,8
188	Запорная арматура	перемычка Пав, Лепсе	0,81	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Надземная	1977		0,648	0,1	0,1	0,2
189	перемычка Пав, Лепсе	ТК ЛЕПСЕ	23,59	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Надземная	1977		18,872	3,0	3,0	5,9
190	3-9 3-10	ТК 5-02	92,31	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1981		92,31	18,1	18,1	36,2
191	3-7 3-8	ТК 7-01	12,84	0,7	0,7	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1977	1997	17,976	4,9	4,9	9,9
192	III-3 III-4	7 Павильон 1а	2,46	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Надземная	1972		1,968	0,3	0,3	0,6
193	3-1 3-2	7 Павильон 1	2,64	0,7	0,7	ОАО "КТК"	Надземная	1977		3,696	1,0	1,0	2,0
194	3-19а 3-20а	Уз, ИЧП Лес	1160,54	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Надземная	1980		1160,54	227,9	227,9	455,7
195	Запорная арматура	ТП база ОРСа	56,3	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1980		56,3	11,1	11,1	22,1
196	11НО-24	5-3 5-4	549,35	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Надземная	1976		549,35	107,9	107,9	215,7
197	11НО-34	11НО-35-1	156,38	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Надземная	1976		125,104	19,7	19,7	39,3
198	11НО-35-1	11НО-35-2	2,31	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Надземная	1976		1,848	0,3	0,3	0,6
199	11НО-35-2	5-5 5-6	4	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Надземная	1976		3,2	0,5	0,5	1,0

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Принадлежность	Вид прокладки тепловой сети	Год прокладки	Год капремонта	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>	Объем обратного трубопровода, м <sup>3</sup>	Объем подающего трубопровода, м <sup>3</sup>	Объем трубопроводов, м <sup>3</sup>
200	11НО-42	11НО-46	210,61	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Надземная	1976		168,488	26,5	26,5	52,9
201	11НО-32	11НО-34	193,65	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Надземная	1976		154,92	24,3	24,3	48,7
202	11НО-50	11НО-54	252,18	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Надземная	1976		201,744	31,7	31,7	63,4
203	11НО-54	11НО-57	241,36	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Надземная	1976		193,088	30,3	30,3	60,7
204	11НО-30	11НО-32	220,25	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Надземная	1976		176,2	27,7	27,7	55,4
205	11НО-7	11НО-8	232,92	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Надземная	1976		232,92	45,7	45,7	91,5
206	11НО-46	11НО-47	80,63	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Надземная	1976		64,504	10,1	10,1	20,3
207	11НО-47	11НО-49	93,25	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Надземная	1976		74,6	11,7	11,7	23,4
208	11НО-49	11НО-50	46,62	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Надземная	1976		37,296	5,9	5,9	11,7
209	11НО-57	11НО-58	82,9	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Надземная	1976		66,32	10,4	10,4	20,8
210	11НО-58	перемычка 11НО-59	22,45	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Надземная	1976		17,96	2,8	2,8	5,6
211	11НО-8	11НО-11	137,15	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Надземная	2010		137,15	26,9	26,9	53,9
212	11НО-11	11НО-15	478,2	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Надземная	1976		478,2	93,9	93,9	187,8
213	перемычка 11НО-59	11НО-59	1,14	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Надземная	1976		0,912	0,1	0,1	0,3
214	5-5 5-6	11НО-42	98,48	0,4	0,4	ОАО "КТК"	Надземная	1976		78,784	12,4	12,4	24,7
215	5-3 5-4	11НО-30	2,49	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Надземная	1976		2,49	0,5	0,5	1,0
216	Уз, НПС-2-2	3-23а 3-26	1,13	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Подвальная	1989		1,13	0,2	0,2	0,4
217	Уз, НПС-2-3	3-30	1,51	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Подвальная	1989		1,51	0,3	0,3	0,6
218	Уз, НПС-2-5	ТК 5-05а	50,83	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1989		50,83	10,0	10,0	20,0
219	Клапан подпора	3-28	1,44	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Подвальная	1989		1,44	0,3	0,3	0,6
220	3-23а 3-26	Клапан рассечки	5,86	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Подвальная	1989		5,86	1,2	1,2	2,3
221	3-28	Уз, НПС-2-2	1,3	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Подвальная	1989		1,3	0,3	0,3	0,5
222	Клапан рассечки	Уз, НПС-2-4	1,15	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Подвальная	1989		1,15	0,2	0,2	0,5
223	Уз, НПС-2-6	Клапан подпора	1,52	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Подвальная	1989		1,52	0,3	0,3	0,6
224	Уз, НПС-2-4	Уз, НПС-2-5	0,57	0,5	0,5	ОАО "КТК"	Подвальная	1989		0,57	0,1	0,1	0,2
225	Уз НПС-1-1	2-7	0,7	0,45	0,45	ОАО "КТК"	Подвальная	1962		0,63	0,1	0,1	0,2
226	Уз НПС-1-4	Уз, 4-10-1	9,49	0,45	0,45	ОАО "КТК"	Подземная канальная	1962		8,541	1,5	1,5	3,0
227	2-7	Уз НПС-1-2	0,7	0,45	0,45	ОАО "КТК"	Подвальная	1962		0,63	0,1	0,1	0,2
228	2-9	Уз НПС-1-4	0,78	0,45	0,45	ОАО "КТК"	Подвальная	1962		0,702	0,1	0,1	0,2
229	Клапан рассечки	Уз НПС-1-3	1,3	0,45	0,45	ОАО "КТК"	Подвальная	1962		1,17	0,2	0,2	0,4

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Принадлежность	Вид прокладки тепловой сети	Год прокладки	Год капремонта	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>	Объем обратного трубопровода, м <sup>3</sup>	Объем подающего трубопровода, м <sup>3</sup>	Объем трубопроводов, м <sup>3</sup>
230	Уз НПС-1-4	2-10	1,49	0,45	0,45	ОАО "КТК"	Подвальная	1962		1,341	0,2	0,2	0,5
231	Клапан подпора	2-8	1,95	0,45	0,45	ОАО "КТК"	Подвальная	1962		1,755	0,3	0,3	0,6
232	Уз НПС-1-2	Клапан рассечки	0,82	0,45	0,45	ОАО "КТК"	Подвальная	1962		0,738	0,1	0,1	0,3
233	2-10	Уз НПС-1-5	4,69	0,45	0,45	ОАО "КТК"	Подвальная	1962		4,221	0,7	0,7	1,5
234	2-8	Уз НПС-1-1	1,1	0,45	0,45	ОАО "КТК"	Подвальная	1962		0,99	0,2	0,2	0,3
235	Уз НПС-1-3	2-9	0,77	0,45	0,45	ОАО "КТК"	Подвальная	1962		0,693	0,1	0,1	0,2
236	Уз НПС-1-6	Клапан подпора	1,36	0,45	0,45	ОАО "КТК"	Подвальная	1962		1,224	0,2	0,2	0,4

Таблица 3.3.2

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Принадлежность	Вид прокладки тепловой сети	Год прокладки	Год капремонта	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>	Объем обратного трубопровода, м <sup>3</sup>	Объем подающего трубопровода, м <sup>3</sup>	Объем трубопроводов, м <sup>3</sup>
1	Уз, Г/К№ И-9	Уз, Тепл, хоз-во	1044,76	0,5	0,5	Потребитель	Надземная	1980		1044,76	205,1	205,1	410,3
2	Уз, Совхоз Чеп 2	Запорная арматура	2,09	0,4	0,4	Потребитель	Надземная	1977		1,672	0,3	0,3	0,5
3	ТК 7-066	III-17 III-18	67,75	0,4	0,4	Потребитель	Подземная канальная	1977		54,2	8,5	8,5	17,0
4	Уз, Тепл, хоз-во	Тепличное хозяйство	300,59	0,5	0,5	Потребитель	Подземная канальная	1980		300,59	59,0	59,0	118,0
5	Уз, Г/К№ И-13	Уз, Г/К№ И-9	13,4	0,5	0,5	Потребитель	Надземная	1980		13,4	2,6	2,6	5,3
6	Уз, Г/К№ И-12	Уз, Г/К№ И-13	202,91	0,5	0,5	Потребитель	Надземная	1980		202,91	39,8	39,8	79,7
7	Уз, Совхоз Чеп 2	Запорная арматура	2,97	0,5	0,5	Потребитель	Надземная	1980		2,97	0,6	0,6	1,2
8	Уз, Г/К№ И-23	III-15 III-16	221,16	0,4	0,4	Потребитель	Надземная	1977		176,928	27,8	27,8	55,6
9	III-15 III-16	ТК 7-066	3,15	0,4	0,4	Потребитель	Подземная канальная	1977		2,52	0,4	0,4	0,8
10	III-13 III-14	Уз, Совхоз Чеп 2	67,73	0,4	0,4	Потребитель	Надземная	1980		54,184	8,5	8,5	17,0
11	Запорная арматура	Уз, Г/К№ И-12	473,25	0,5	0,5	Потребитель	Надземная	1980		473,25	92,9	92,9	185,8
12	Запорная арматура	Уз, Г/К№ И-23	447,17	0,4	0,4	Потребитель	Надземная	1977		357,736	56,2	56,2	112,4

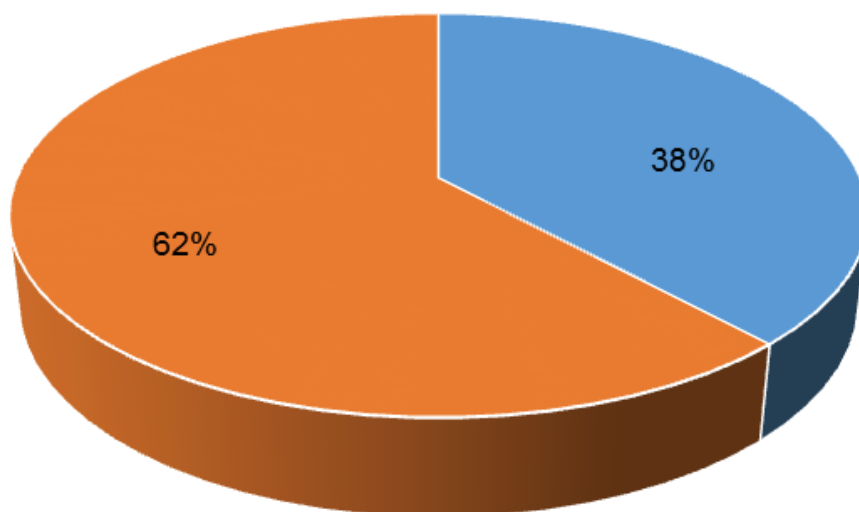


### 3.3.2. Параметры тепловых сетей от котельной микрорайона Каринторфф, включая год начала эксплуатации, тип изоляции и тип прокладки

Параметры тепловых сетей, тип изоляции, тип прокладки трубопроводов системы теплоснабжения от котельной микрорайона Каринторфф представлены в табл. 3.3.3 и на диаграммах рис. 3.3.1 и 3.3.2.

**Таблица 3.3.3**

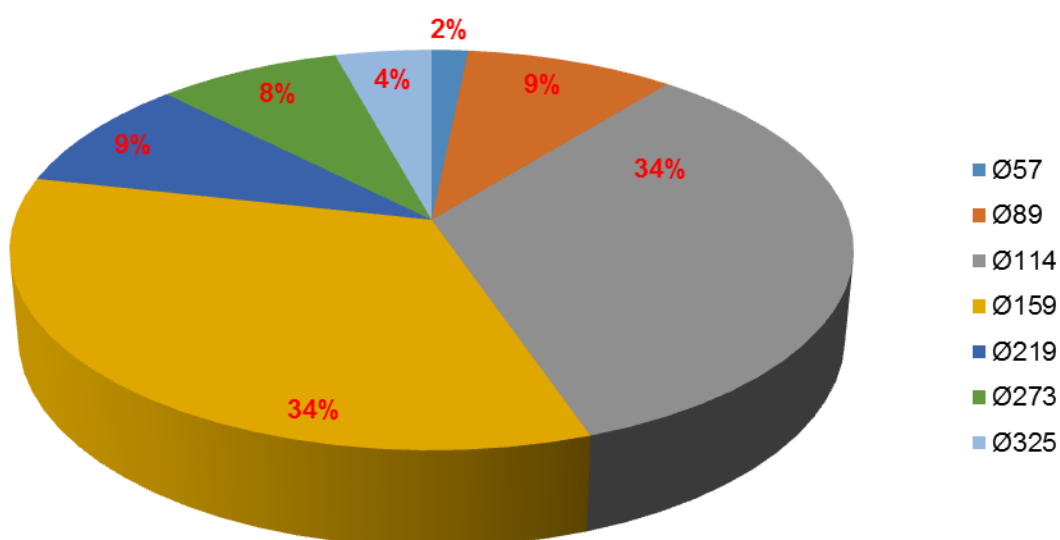
№ уч. ТС	Наименование участка	Тип прокладки, изоляция	Наружный диаметр, мм	Длина (в двухтрубном исчислении), м
1	Котельная - ТК - 02	воздушная, минвата, рубероид	325	93
2	ТК-02 - ТК-3	канальная, минвата, рубероид	273	211
3	ТК-3 - ТК-30	канальная, минвата, рубероид	219	133
4	ТК-30 - ТК-51	воздушная, минвата, стеклопластик	219	161
5	ТК-51 - ТК-64	воздушная, минвата, стеклопластик	159	276
6	ТК-64 - ТК-68	канальная, минвата, рубероид	159	310
7	ТК-68 - ТК-70	воздушная, минвата, рубероид	114	71
8	ТК-70 - д.4,4а,5 ул. Участковая	воздушная, минвата, рубероид	89	60
9	ТК-66 – а. 102	канальная, минвата, рубероид	114	163
10	ТК-62 - ТК-60	канальная, минвата, рубероид	114	151
11	ТК-68 - ТК-58	канальная, минвата, рубероид	114	200
12	ТК-50 - ТК-46	канальная, минвата, рубероид	159	145
13	ТК-01 - ЖДЦ	канальная, минвата, рубероид	89	145
14	ТК-02 – а. 46	канальная, минвата, рубероид	114	350
15	ТК-3 - ТК-22	воздушная, минвата, рубероид	159	440
16	Уз. 35 – Уз. 43	воздушная минвата, рубероид	114	135
17	Уз. 33 – а. 39	воздушная, минвата, рубероид	57	200
18	ТК-8а – Уз. 30	канальная, минвата, рубероид	114	214
19	Уз. 28 – Уз. 29	канальная, минвата, рубероид	89	185
20	Уз. 26 – а. 27	канальная, минвата, рубероид	89	160
21	ТК-51 - ТК-15	воздушная, минвата, рубероид	114	204
22	ТК-30 - ТК-49а	канальная, минвата, рубероид	159	330
23	ТК-49а - ТК-42	канальная, минвата, рубероид	114	84
24	Уз. 80 – Уз. 66	воздушная, минвата, рубероид	89	186
25	ТК-49а – а. 72	канальная, минвата, рубероид	114	46
26	ТК-49а – а. 66	воздушная, минвата, рубероид	114	92
27	ТК-66 – а. 101	канальная, минвата, рубероид	114	163
28	ТК-43а – а. 51	канальная, минвата, рубероид	114	225
	Всего по надземной прокладке			2413
	Всего по подземной прокладке			2720
	Всего по тепловым сетям от котельной			<b>5 133</b>



■ Наземная прокладка    ■ Подземная прокладка

**Рис. 3.3.1. Типы прокладки тепловых сетей от котельной микрорайона Каринторф**

Анализ данных, приведенных на графике рис. 3.3.1 показывает, что 62 % тепловых сетей по материальной характеристике от котельной микрорайона Каринторф проложены надземно на высоких опорах, а 38 % – имеют подземную прокладку в непроходных каналах.



**Рис. 3.3.2. Распределение материальной характеристики трубопроводов тепловых сетей от котельной микрорайона Каринторф по диаметрам**

Анализ данных, приведенных на графике рис. 3.3.2 показывает, что трубопроводы диаметром 114 мм и 159 мм занимают по 34 % материальной характеристики системы теплоснабжения. Трубопроводы диаметром 219 мм и 89 мм занимают по 9 % материальной характеристики системы теплоснабжения, на долю остальных диаметров приходится 8 % – 273 мм, 4 % – 325 мм, 2 % – 57 мм.

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

В системе теплоснабжения от ТЭЦ-3 и котельной микрорайона Каринторф применяется преимущественно стальная арматура.

Количество и условный диаметр арматуры, используемой в тепловых сетях системы теплоснабжения от ТЭЦ-3 представлены в табл. 3.4.1.

Таблица 3.4.1

Условный диаметр Ду, мм	Количество, шт.
50	369
80	519
100	310
125	31
150	242
200	156
250	42
300	64
350	2
400	42
500	27
600	8
800	4
<b>Всего</b>	<b>1 816</b>

### 3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов

Тепловые камеры в системе теплоснабжения от Кировской ТЭЦ-3 котельной микрорайона Каринторф представляют собой сборные железобетонные конструкции, предназначенные для прокладки подземных теплопроводов. Материалом для стенок камер служат кирпич и фундаментные блоки ФБС. Для обеспечения гидроизоляционных свойств тепловых камер используется обмазка битумом.

Такие конструкции позволяют сохранять стабильный температурный режим в трубопроводах на всей его протяженности. Кроме того, подземные коммуникации, проложенные в тепловых камерах, хорошо защищены от проседания грунта и вибраций.

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

#### 3.6.1. Описание графиков регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от Кировской ТЭЦ-3

До декабря 2013 года в тепловых сетях от Кировской ТЭЦ-3 действовал температурный график 150/70 со срезкой на 121 °С. Расчетная температура наружного воздуха -33 °С. Температура воздуха внутри помещения +20°С. Температурный график представлен на рис. 3.6.1.

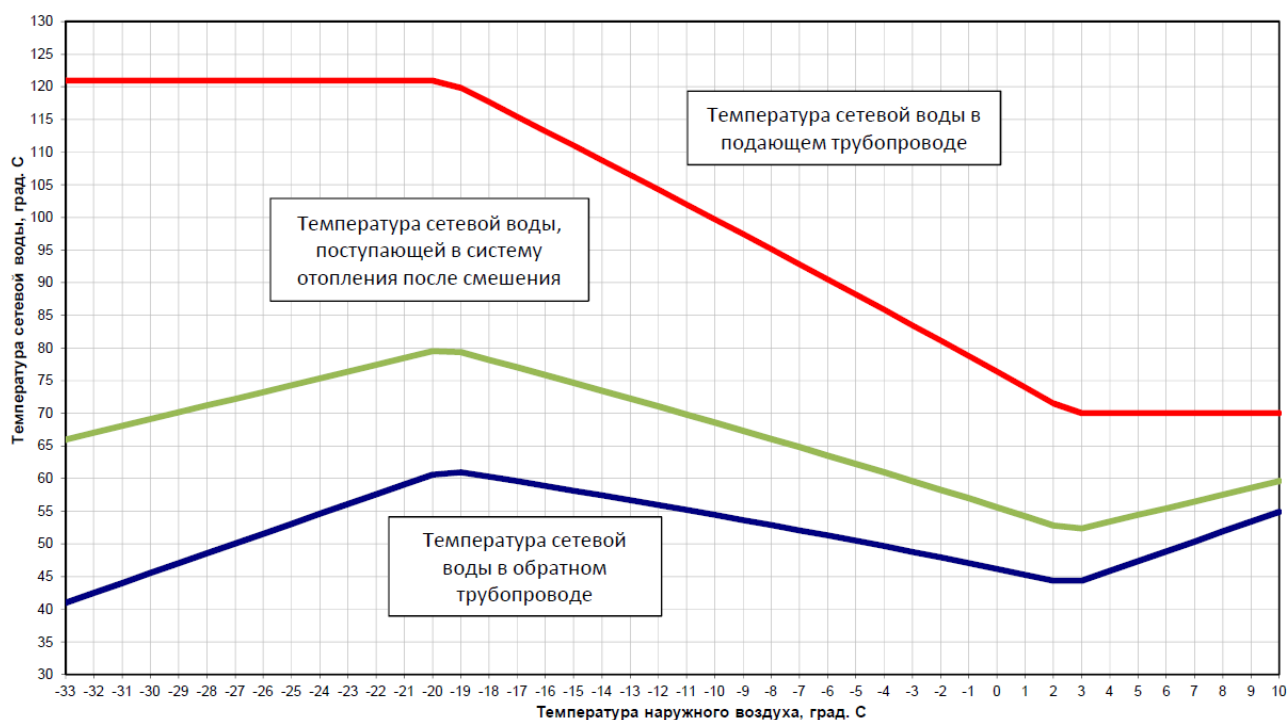


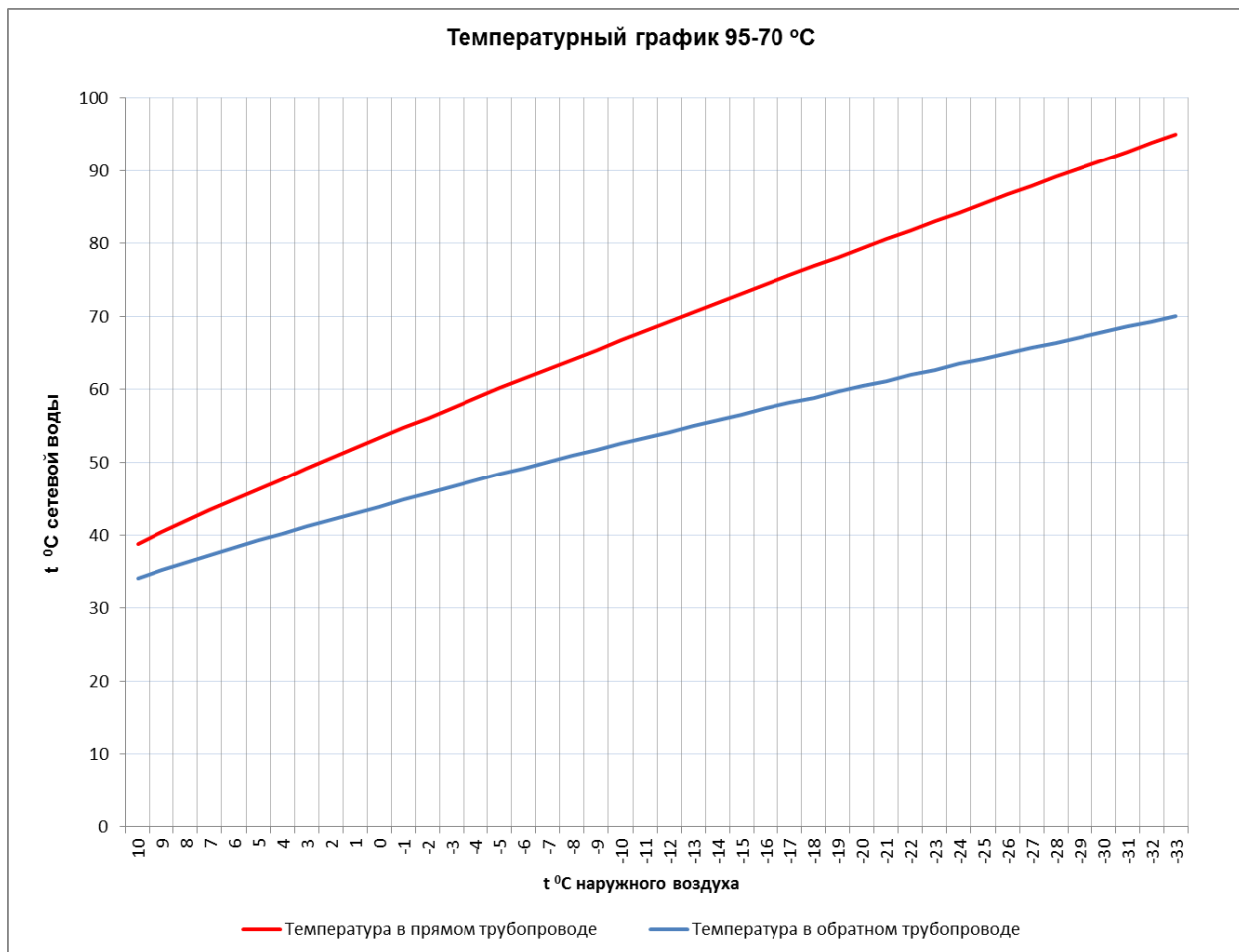
Рис. 3.6.1. Температурный график теплосети Кировской ТЭЦ-3, действовавший до 09.12.2013 года.

С 9 декабря 2013 года действует утвержденный температурный график теплосети 145/70 °С при расчетной температуре наружного воздуха  $t_{нв} = -33^{\circ}\text{C}$  со срезкой на 130°С при температуре наружного воздуха  $t_{нв} = -26^{\circ}\text{C}$ .

#### 3.6.2. Описание графиков регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной микрорайона Каринторф

Для котельной микрорайона Каринторф принято центральное качественное регулирование отпуска тепловой энергии в сетевой воде в диапазоне температур наружного воздуха от + 10 °С до - 33 °С. Для котельной микрорайона Каринторф утвержден температурный график теплосети 95/70 °С.

Утвержденные температурный график отпуска тепловой энергии от котельной микрорайона Каринторф представлен на рис. 3.6.2.



**Рис. 3.6.2. Температурный график отпуска тепловой энергии от котельной микрорайона Каринторф**

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

#### 3.7.1. Фактические температурные режимы отпуска тепловой энергии в тепловые сети Кировской ТЭЦ-3 и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети

Анализ фактических температурных режимов отпуска тепла с сетевой водой в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла выполнялся по данным учета за отопительный период 2012 г, по действующему на тот период температурному графику 150/70 со срезкой на 121 °С. Расчетная температура наружного воздуха -33 °С. Температура воздуха внутри помещения +20°С.

Результаты анализа представлены на рис. 3.7.1.

Результаты сравнений фактических значений температур сетевой воды в подающих трубопроводах системы теплоснабжения г. Кирово-Чепецк с их нормируемыми значениями за отопительный период 2012 г. показывают, что при температурах наружного воздуха ниже 0 °С температурный график отпуска тепловой энергии в сетевой воде от ТЭЦ-3 не соблюдается.

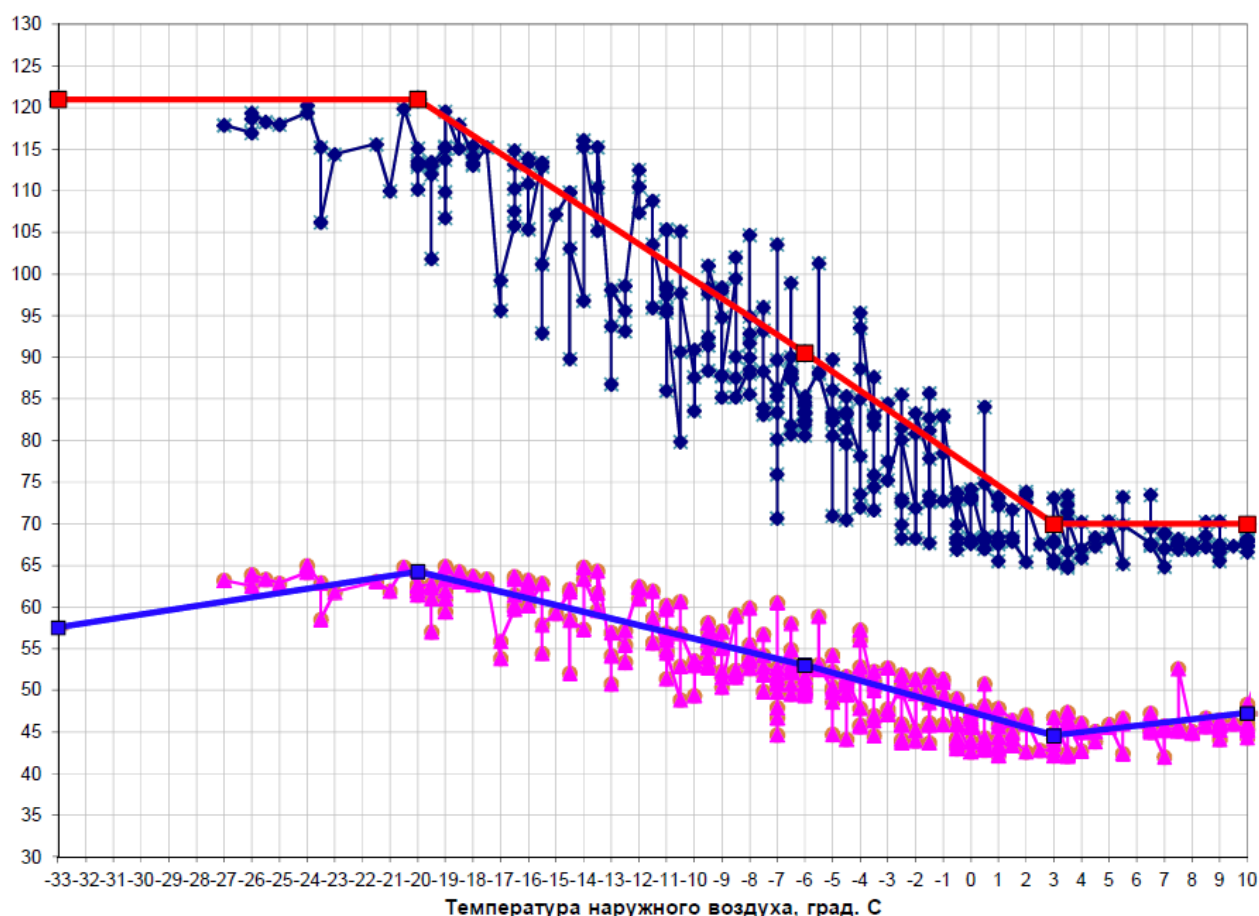


Рис. 3.7.1. Сопоставление фактической температуры сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах тепловых сетей ОАО "КТК" от ТЭЦ-3 г. Кирово-Чепецка с нормируемыми значениями

Результаты сравнений фактических значений температур сетевой воды в обратных трубопроводах системы теплоснабжения г. Кирово-Чепецк с их нормируемыми значениями

за отопительный период 2012 г. показывают, что потребители тепловой энергии в сетевой воде от ТЭЦ-3 выполняют требования п. 6.2.59 ПТЭ Тепловых энергоустановок по допустимому предельному отклонению температуры сетевой воды в обратных трубопроводах от температурного графика во всем диапазоне температур наружного воздуха.

Результаты сравнений фактических значений температур сетевой воды в подающем трубопроводе системы теплоснабжения г. Кирово-Чепецка с их нормируемыми значениями при средней за месяц температуре наружного воздуха за отопительный период 2012 г. представлены в табл. 3.7.1.

Таблица 3.7.1

Месяц	Фактическая температура наружного воздуха, °С	Фактическая температура сетевой воды в подающем трубопроводе, °С	Нормируемая температура сетевой воды в подающем трубопроводе, °С	Степень соответствия фактического значения температуры сетевой воды в подающем трубопроводе нормативному графику
Январь	-12,9	92,9	106,2	-13,3
Февраль	-12,8	92,8	106,1	-13,3
Март	-4,2	82,6	86,4	-3,8
Апрель	4,6	67,8	70,0	-2,2
Сентябрь	7,3	67,7	70,0	-2,3
Октябрь	4,3	67,8	70,0	-2,2
Ноябрь	-2,2	76,0	81,5	-5,5
Декабрь	-10,6	93,4	101,1	-7,7

Результаты сравнений фактических значений температур сетевой воды в обратных трубопроводах системы теплоснабжения г. Кирово-Чепецка с их нормируемыми значениями при средней за месяц температуре наружного воздуха за отопительный период 2012 г. представлены в таблице 3.7.2.

Таблица 3.7.2

Месяц	Фактическая температура наружного воздуха, °С	Фактическая температура сетевой воды в обратном трубопроводе, °С	Нормируемая температура сетевой воды в обратном трубопроводе, °С	Степень соответствия фактического значения температуры сетевой воды в обратном трубопроводе нормативному графику
Январь	-12,9	54,1	58,5	-4,4
Февраль	-12,8	54,0	58,7	-4,7
Март	-4,2	50,5	51,3	-0,8
Апрель	4,6	44,5	45,2	-0,7
Сентябрь	7,3	45,9	46,1	-0,2
Октябрь	4,3	44,6	45,0	-0,4
Ноябрь	-2,2	47,5	49,4	-1,9
Декабрь	-10,6	54,8	56,8	-2,0

Таким образом, имеются отклонения фактического режима отпуска тепла от утвержденного в системе теплоснабжения Кировских ТЭЦ.

### 3.7.2. Фактические температурные режимы отпуска тепловой энергии в тепловые сети котельной микрорайона Каринторф и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети

Анализ фактических температурных режимов отпуска тепла с сетевой водой в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла выполнялся по данным учета за отопительный период 2014- 2015 гг., по действующему температурному графику для котельной микрорайона Каринторф теплосети 95/70 °С.

Расчетная температура наружного воздуха -33 °С. Температура воздуха внутри помещения +20°С. Результаты анализа представлены на рис. 3.7.2.

Результаты сравнений фактических значений температур сетевой воды в подающих трубопроводах системы теплоснабжения от котельной микрорайона Каринторф с их нормируемыми значениями за отопительный период 2014 – 2015 гг. показывают, что при температурах наружного воздуха ниже -11 °С температурный график отпуска тепловой энергии в сетевой воде от котельной микрорайона Каринторф соблюдается не в полной мере.

Результаты сравнений фактических значений температур сетевой воды в обратных трубопроводах системы теплоснабжения от котельной микрорайона Каринторф с их нормируемыми значениями за отопительный период 2014 – 2015 гг. показывают, что потребители тепловой энергии в сетевой воде не в полной мере выполняют требования п. 6.2.59 ПТЭ Тепловых энергоустановок по допустимому предельному отклонению температуры сетевой воды в обратных трубопроводах от температурного графика в диапазоне температур наружного воздуха от + 5 °С до -7 °С.

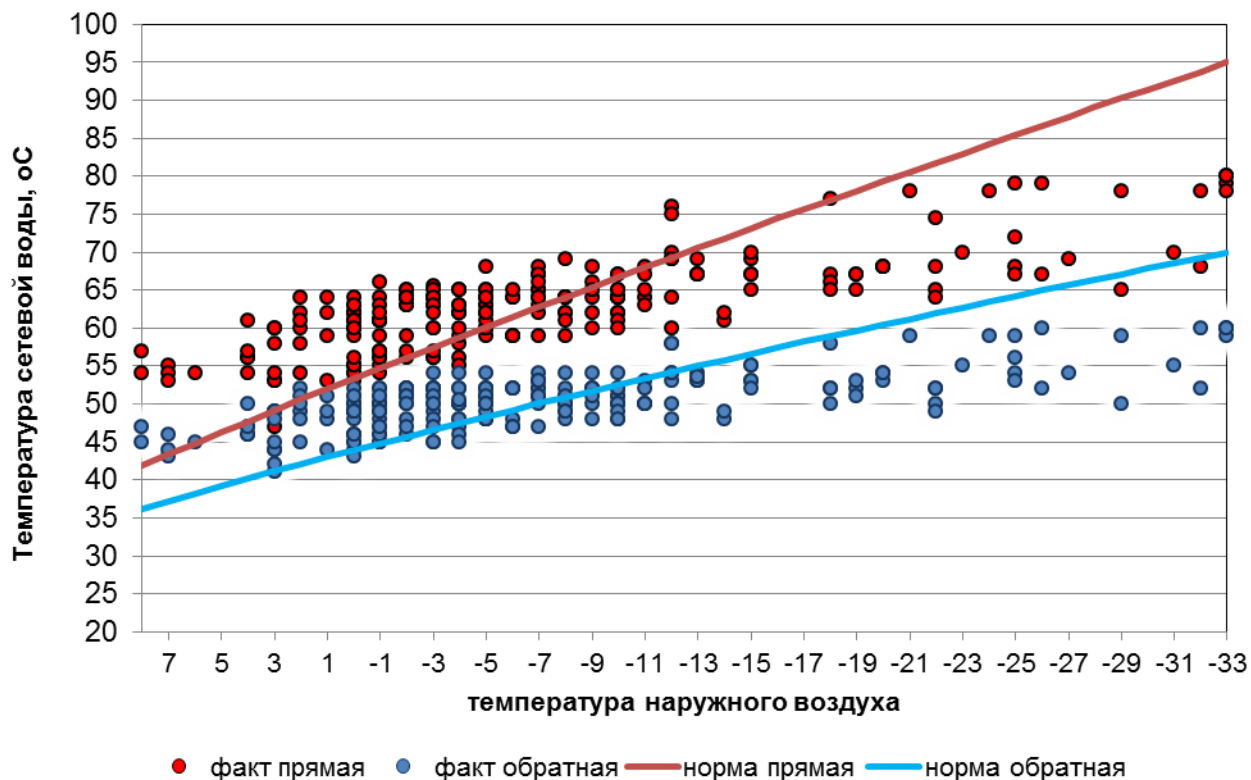


Рис. 3.7.2. Сравнение фактической температуры сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах с температурным графиком отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной микрорайона Каринторф



Результаты сравнений фактических значений температур сетевой воды в подающем трубопроводе системы теплоснабжения от котельной микрорайона Каринторф с их нормируемыми значениями при средней за месяц температуре наружного воздуха за отопительный период 2014 – 2015 гг. представлены в табл. 3.7.3.

Таблица 3.7.3

Фактическая температура наружного воздуха, °С	Фактическая температура сетевой воды в подающем трубопроводе, °С	Нормируемая температура сетевой воды в подающем трубопроводе, °С	Степень соответствия фактического значения температуры сетевой воды в подающем трубопроводе нормативному графику
-30	82	92	-10
-25	77,5	84	-6,5
-20	75	78	-3
-15	71	72	-1
-10	63	66	-3
-5	64	60	4
0	58,5	53	5,5

Результаты сравнений фактических значений температур сетевой воды в обратных трубопроводах системы теплоснабжения от котельной микрорайона Каринторф с их нормируемыми значениями при средней за месяц температуре наружного воздуха за отопительный период 2014 - 2015 гг. представлены в таблице 3.7.4.

Таблица 3.7.4

Фактическая температура наружного воздуха, °С	Фактическая температура сетевой воды в обратном трубопроводе, °С	Нормируемая температура сетевой воды в обратном трубопроводе, °С	Степень соответствия фактического значения температуры сетевой воды в обратном трубопроводе нормативному графику
-30	62,5	68	-5,5
-25	59,5	64	-4,5
-20	57	60	-3
-15	56	56	0
-10	50	52	-2
-5	51	48	3
0	47,5	44	3,5
5	50	39	11

Таким образом, имеются отклонения фактического режима отпуска тепла от утвержденного в системе теплоснабжения от котельной микрорайона Каринторф.

### **3.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики тепловой сети г. Кирово-Чепецка от Кировской ТЭЦ-3 и микрорайона Каринторф котельной БМК-8,0**

#### **3.8.1. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики тепловой сети г. Кирово-Чепецка от Кировской ТЭЦ-3**

Подробный расчёт и анализ гидравлических режимов работы тепловой сети г. Кирово-Чепецка от Кировской ТЭЦ-3 и котельной микрорайона Каринторф по состоянию на 2013 г. приведены в Книге 4.

Для гидравлических расчётов теплосети были выбраны основные тепломагистрали от ТЭЦ-3 до наиболее удалённых потребителей:

1. Тепломагистраль от ТЭЦ-3 до Уз. ПМК-6 (рис. 3.8.1);
2. Тепломагистраль  $\varnothing 350$  ТЭЦ-2 до Уз. 3-47 (рис. 3.8.3);
3. Тепломагистраль  $\varnothing 600$  от ТЭЦ-3 до ТК 4-32 (рис. 3.8.5);
4. Тепломагистраль  $\varnothing 600$  от ТЭЦ-3 до ТК 7-12 (рис. 3.8.7);
5. Тепломагистраль  $\varnothing 700$  от ТЭЦ-3 до 7НО57 (рис. 3.8.9);
6. Тепломагистраль  $\varnothing 700$  от ТЭЦ-3 до Победы 11 (рис. 3.8.11);
7. Тепломагистраль  $\varnothing 700$  от ТЭЦ-3 до ТК 5-22 (рис. 3.8.13).

Ниже приведены основные результаты гидравлического расчёта главных тепломагистралей от ТЭЦ-3 в виде таблиц с данными (табл. 3.8.1 – 3.8.7) и пьезометрических графиков (рис. 3.8.2, 3.8.4, 3.8.6, 3.8.8, 3.8.10, 3.8.12, 3.8.14).

#### **3.8.2. Результаты гидравлического расчёта тепломагистраль от ТЭЦ-3 до Уз. ПМК-6**

Расчётная схема участка теплосети от ТЭЦ-3 до Уз. ПМК-6 приведена на рис. 3.8.1.

Результаты гидравлического расчёта участка теплосети от ТЭЦ-3 до Уз. ПМК-6 приведены в табл. 3.8.1.

Пьезометрический график, построенный по результатам расчёта участка теплосети от ТЭЦ-3 до Уз. ПМК-6 показан на рис. 3.8.2.



Рис. 3.8.1. Расчетная схема участка теплосети от ТЭЦ-3 до Уз. ПМК-6

Таблица 3.8.1

Наименование узла	Геодезическая высота, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м	Располагаемый напор, м
ТЭЦ	122	292.699	168	124.699
11НО-7	116.75	291.882	168.69	123.192
11НО-8	116.8	291.459	168.913	122.546
11НО-11	117.5	291.238	169.107	122.131
11НО-15	118.4	290.419	169.54	120.879
перемычка 11НО-17	116.25	283.402	175.562	107.84
5-1 5-2	116.25	283.312	175.641	107.671
11НО-17 Павильон	116.25	283.254	175.69	107.564
11НО-24	118.2	282.024	176.749	105.275
5-3 5-4	123	281.091	177.553	103.538
11НО-30	123	281.087	177.556	103.531
11НО-32	123.1	280.102	178.405	101.697
11НО-34	120.7	279.313	179.078	100.235
11НО-35-1	123.8	278.767	179.545	99.222

Наименование узла	Геодезическая высота, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м	Располагаемый напор, м
11НО-35-2	123.8	278.761	179.549	99.212
5-5 5-6	123.8	278.745	179.564	99.181
11НО-42	124.8	278.499	179.785	98.714
11НО-46	125.1	278.034	180.197	97.837
11НО-47	125.3	277.863	180.35	97.513
11НО-49	127	277.674	180.517	97.157
11НО-50	126.7	277.596	180.587	97.009
11НО-54	130.1	277.248	180.906	96.342
11НО-57	134	276.914	181.212	95.702
11НО-58	134.5	276.882	181.242	95.64
перемычка 11НО-59	135	276.872	181.25	95.622
11НО-59	135	276.871	181.25	95.621
Запорная арматура	135	276.839	181.28	95.559
Уз. ПМК-1	141.56	265.6	191.173	74.427
Уз. Мелиораторов	140.3	265.201	191.55	73.651
Уз. ПМК-6	140.2	264.909	191.827	73.082

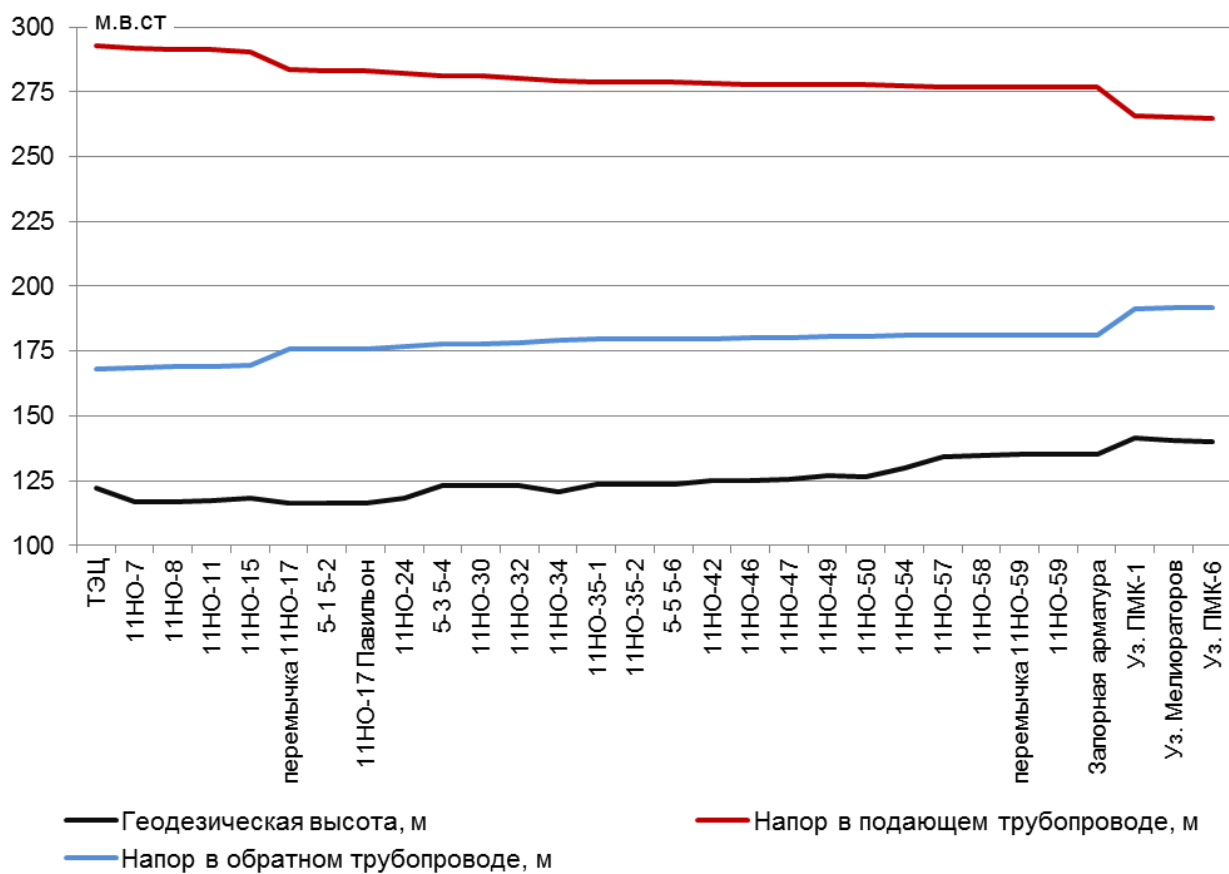


Рис. 3.8.2. Пьезометрический график тепломагистрали от ТЭС-3 до Уз. ПМК-6

### 3.8.3. Результаты гидравлического расчета тепломагистраль от ТЭЦ до ТК 3-47

Расчетная схема участка теплосети от ТЭЦ до ТК 3-47 приведена на рис. 3.8.3.

Результаты гидравлического расчёта участка теплосети от ТЭЦ до ТК 3-47 приведены в табл. 3.8.2.

Пьезометрический график, построенный по результатам расчёта участка теплосети от ТЭЦ до ТК 3-47 показан на рис. 3.8.4.

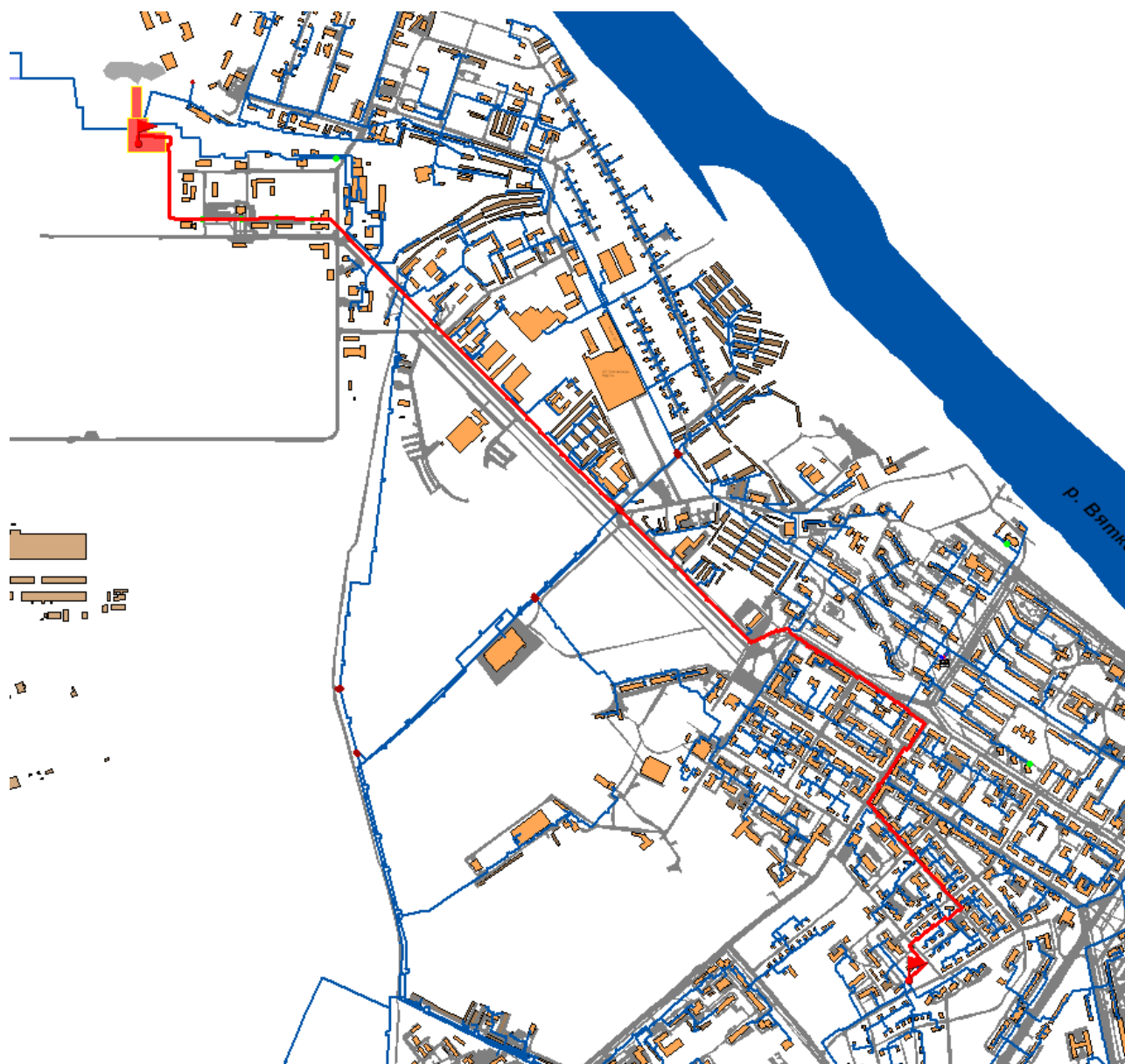


Рис. 3.8.3. Расчетная схема участка теплосети от ТЭЦ-3 до Уз. 3-47

Таблица 3.8.2

Наименование узла	Геодезическая высота, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м	Располагаемый напор, м
ТЭЦ	122	292.699	168	124.699
ТК 3-01	122	287.646	171.91	115.736
ТК 3-02	122	281.892	176.329	105.563
ТК 3-03	122	276.838	180.209	96.629
ТК 3-04	122	271.633	184.206	87.427

Наименование узла	Геодезическая высота, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м	Располагаемый напор, м
ТК 3-05	123	267.867	187.103	80.764
ТК 3-06	123	265.227	189.132	76.095
перемычка 3-07 от 3-06	133	259.909	193.214	66.695
I-1 I-2	133	259.694	193.383	66.311
Уз. 3-07-3	133	259.548	193.499	66.049
ТК 3-07	133	259.538	193.505	66.033
Уз. 3-07-2	133	259.536	193.508	66.028
Уз. 3-07-1	133	259.532	193.511	66.021
перемычка 3-07а	135	259.066	193.874	65.192
I-3 I-4	135	259.027	193.905	65.122
Уз. ТК 3-08а	135.19	258.838	194.052	64.786
ТК 3-09	138.8	257.998	194.703	63.295
ТК 3-10	136.3	256.199	196.099	60.1
Уз. Техдом	136.3	256.165	196.127	60.038
Уз. САХ	135.4	255.357	196.75	58.607
сужение 3-11	137	254.849	197.159	57.69
ТК 3-11а	138	254.22	197.643	56.577
перемычка 3-12 от 3-11	141.38	252.672	198.833	53.839
Уз. ТК 3-12	139.6	252.641	198.857	53.784
ТК 3-12	141.38	252.623	198.87	53.753
I-5 I-6	141.38	252.564	198.913	53.651
перемычка 3-12 к 3-13	141.38	252.556	198.919	53.637
ТК 3-13	143	250.873	200.149	50.724
ТК 3-14	145.8	249.368	201.245	48.123
ТК 3-15	149.28	244.635	204.669	39.966
Уз. ТК 3-15а	149.28	244.629	204.672	39.957
перемычка Узловая от 3-15а	150	244.352	204.873	39.479
I-7 I-8	150	244.292	204.915	39.377
Павильон Узловая	150	244.263	204.936	39.327
перемычка Узловая к 3-16	150	244.236	204.947	39.289
ТК 3-16	153	243.514	205.232	38.282
I-39 I-40	153	243.453	205.255	38.198
ТК 3-17	157	242.114	205.773	36.341
ТК 3-17а	160	241.184	206.131	35.053
ТК 3-18	163	240.363	206.448	33.915
ТК 3-19	170	238.798	207.045	31.753
ТК 3-20	174.4	238.168	207.285	30.883
ТК 3-21	175	238.09	207.314	30.776
перемычка 3-21	175	238.082	207.317	30.765
I-9 I-10	174.53	237.132	207.673	29.459
ТК 3-30	174.53	237.068	207.696	29.372
Уз. ТК 3-30-2	173	237.052	207.703	29.349
Уз. ТК 3-30-1	173	237.041	207.707	29.334
ТК 3-31	170.75	236.317	207.969	28.348

Наименование узла	Геодезическая высота, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м	Располагаемый напор, м
I-11 I-12	170.75	236.208	207.986	28.222
TK 3-32	169.32	231.852	208.636	23.216
TK 3-33	163.57	224.992	209.537	15.455
TK 3-34	163.7	222.733	209.817	12.916
TK 3-35	163	221.211	209.974	11.237
I-17 I-18	164	219.975	210.101	9.874
TK 3-36	164	219.949	210.104	9.845
TK 3-36A	172	219.332	210.13	9.202
TK 3-37	173.7	219.011	210.143	8.868
TK 3-37a	175.6	218.675	210.539	8.136
Уз. 3-37б	174.7	218.61	210.615	7.995
TK 3-37б	174.7	218.609	210.618	7.991
перемычка 3-37б	174.7	218.607	210.62	7.987
I-35 I-36	174.7	218.597	210.631	7.966
TK 3-38	172.7	218.451	210.807	7.644
TK 3-39	171.4	218.287	211.006	7.281
TK 3-40	170.4	218.175	211.149	7.026
TK 3-41	169.3	218.028	211.335	6.693
перемычка 3-42 от 3-41	166.3	217.848	211.612	6.236
I-29 I-30	166.3	217.847	211.613	6.234
TK 3-42	166.3	217.846	211.614	6.232
перемычка 3-42 к 3-43	166.3	217.842	211.62	6.222
TK 3-43	165.3	217.814	211.662	6.152
TK 3-44	165.3	217.767	211.749	6.018
Уз. 3-45-2	165	217.528	212.189	5.339
I-31 I-32	165	217.513	212.216	5.297
TK 3-45	165	217.502	212.237	5.265
Уз. 3-45-1	165	217.494	212.253	5.241
Уз. 3-45а	165.5	217.382	212.477	4.905
Запорная арматура	165.5	217.373	212.5	4.873
Уз. 3-45б	166.3	217.311	212.64	4.671
Уз. 3-45в-1	167	217.232	212.817	4.415
Уз. 3-45в	168	217.077	213.176	3.901
Уз. 3-45г	171	216.843	213.722	3.121
TK 3-45д	170	216.559	214.386	2.173
Уз 3-46	168	216.252	215.107	1.145
Уз 3-47	171	215.993	215.766	0.227

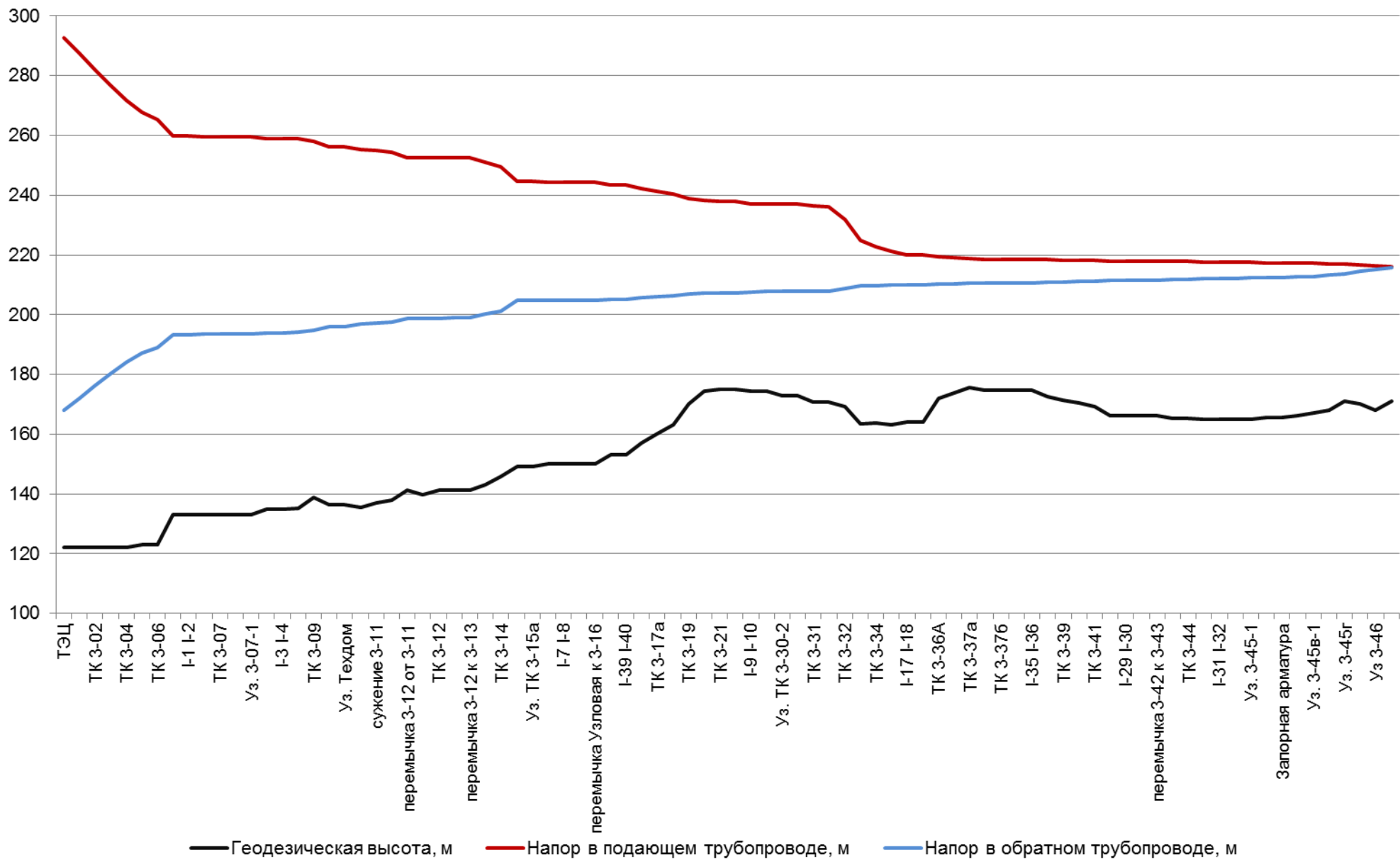


Рис. 3.8.4. Пьезометрический график теплосети от ТЭЦ-3 до Уз. 3-47



### 3.8.4. Результаты гидравлического расчета тепломагистраль от ТЭЦ-3 до ТК 4-32

Расчетная схема участка теплосети от ТЭЦ-3 до ТК 4-32 приведена на рис. 3.8.5.

Результаты гидравлического расчёта участка теплосети от ТЭЦ-3 до ТК 4-32 приведены в табл. 3.8.3.

Пьезометрический график, построенный по результатам расчёта участка теплосети от ТЭЦ-3 до ТК 4-32 показан на рис. 3.8.3.

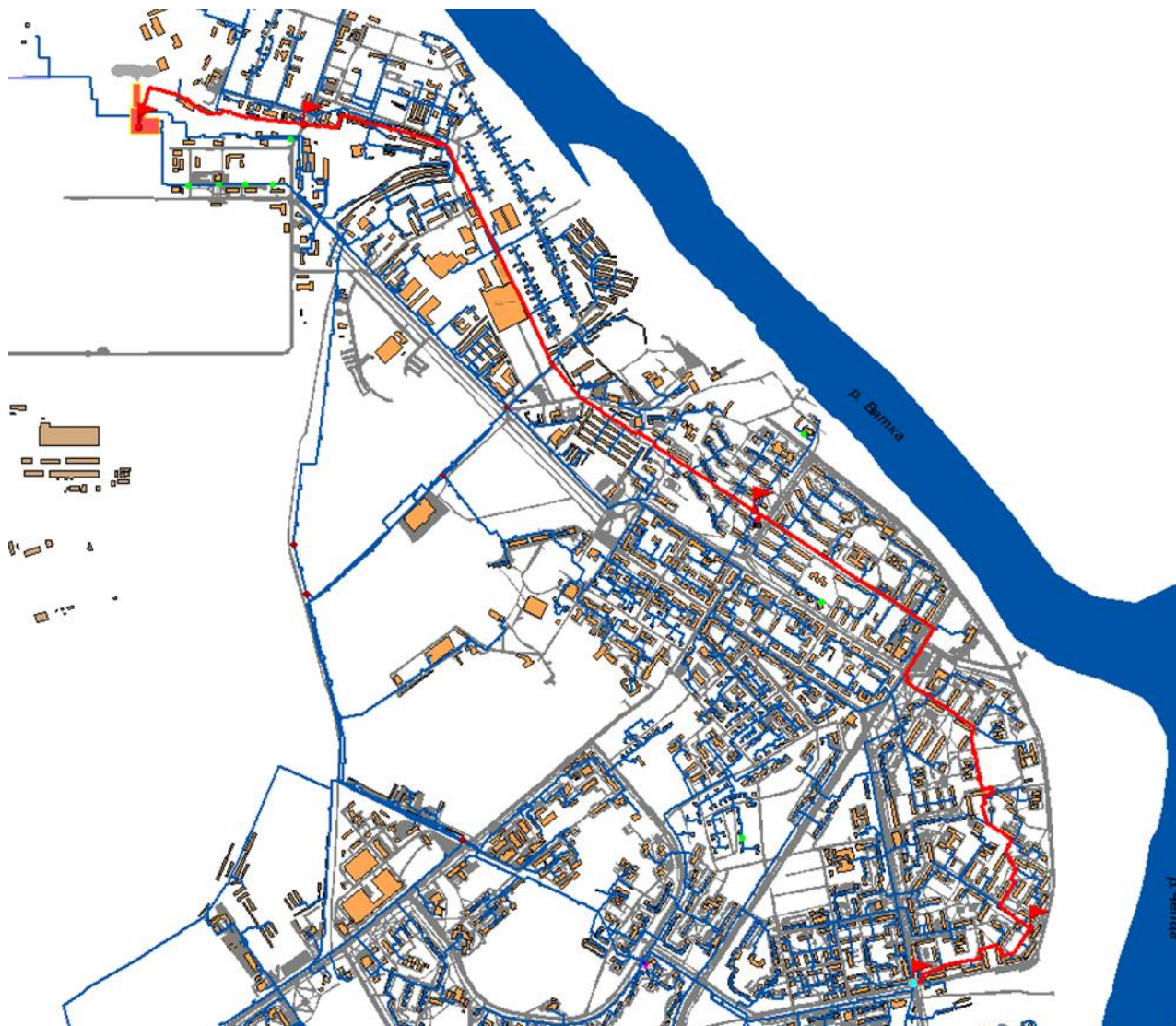


Рис. 3.8.5. Расчетная схема участка теплосети от ТЭЦ-3 до ТК 4-32

Таблица 3.8.3

Наименование узла	Геодезическая высота, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м	Располагаемый напор, м
ТЭЦ	122	292.699	168	124.699
Уз. 6НО-7	125	286.401	172.863	113.538
Уз. 6НО-10	130	279.927	177.884	102.043
Уз. 6НО-13	131.52	275.059	181.615	93.444
Уз. 6НО-14	132.4	273.222	183.025	90.197
ТК 6-01	131.8	272.972	183.22	89.752
ТК 6-02	135.57	268.784	186.43	82.354
Уз. 6НО-23	135.55	259.762	193.358	66.404

Наименование узла	Геодезическая высота, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м	Располагаемый напор, м
ТК 6-03	146.27	255.511	196.605	58.906
ТК 6-04	144.65	254.409	197.44	56.969
Уз. 6НО-28	138.8	250.648	200.29	50.358
Уз. 6НО-29	139.26	250.412	200.47	49.942
ТК 6-05	151	246.883	203.065	43.818
ТК 6-05а	157.9	245.098	204.368	40.73
ТК 6-06	161.3	244.376	204.897	39.479
перемычка 6Пав1 от 6-06	162.27	244.325	204.933	39.392
6 Павильон 1	162.27	244.269	204.974	39.295
2-39 2-40	162.27	244.174	205.072	39.102
Уз. 6ПАВ-1-1	162.27	244.163	205.081	39.082
перемычка 6Пав1 к 6-07	162.27	244.155	205.09	39.065
ТК 6-09	159.85	242.185	207.094	35.091
ТК 6-10	161.92	240.173	209.145	31.028
ТК 6-11	157.42	238.404	210.95	27.454
ТК 6-12	159.76	237.293	212.101	25.192
ТК 6-13	160.27	237.23	212.166	25.064
ТК 6-14	157.83	236.491	212.933	23.558
ТК 6-15	152.63	235.613	213.844	21.769
ТК 6-16	147.07	234.115	215.412	18.703
ТК 6-17	145.26	233.373	216.197	17.176
Уз. 4-10-2	144	233.048	216.548	16.5
Уз НПС-1-1	144.5	232.78	216.835	15.945
2-7	144.5	218.955	156.662	62.293
Уз НПС-1-2	144.5	218.955	156.662	62.293
Клапан рассечки	144.5	218.955	156.662	62.293
Уз НПС-1-3	144.5	218.955	156.662	62.293
2-7	144.5	218.955	156.662	62.293
Уз НПС-1-4	144.5	218.955	156.662	62.293
Уз. 4-10-1	144.88	218.753	156.904	61.849
ТК 4-11	144.14	218.14	157.644	60.496
ТК 4-12	144.44	217.266	158.727	58.539
ТК 4-13	143.27	215.927	160.315	55.612
ТК 4-14	141.58	214.669	161.815	52.854
перемычка 4-14	141.58	214.614	161.88	52.734
ТК 4-15	140.07	212.397	164.455	47.942
ТК 4-15а	138.4	210.319	166.917	43.402
ТК 4-16	136.83	208.472	169.143	39.329
ТК 4-17	135.48	206.534	171.588	34.946
ТК 4-18	134.57	204.407	174.285	30.122
ТК 4-19	134.6	203.177	175.897	27.28
II-17 II-18	134.6	203.113	175.95	27.163

Наименование узла	Геодезическая высота, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м	Располагаемый напор, м
TK 2-01	131.9	200.286	178.21	22.076
TK 2-02	129.6	199.341	178.943	20.398
TK 2-03	127.9	198.836	179.334	19.502
TK 2-04	126.3	198.113	179.902	18.211
2-35 2-36	126.3	198.081	179.927	18.154
TK 2-05	125.9	197.563	180.323	17.24
TK 2-06	125.5	196.419	181.202	15.217
TK 2-06A	125.1	194.8	182.47	12.33
TK 2-07	124.5	194.409	182.77	11.639
TK 2-08	124.3	193.775	183.257	10.518
TK 2-09	121.3	193.159	183.731	9.428
TK 2-10	121.7	193.131	183.754	9.377
TK 2-11	123.04	193.046	183.818	9.228
Запорная арматура	123	192.951	183.892	9.059
TK 2-12	123	192.941	183.9	9.041
Запорная арматура	124.3	192.909	183.937	8.972
TK 2-13	124.3	192.908	183.939	8.969
2-31 2-32	124.3	192.907	183.939	8.968
TK 2-14	124.9	192.901	183.951	8.95
Уз. Лермонтова 14	125.4	192.901	183.957	8.944
TK 2-22	125.85	192.769	184.079	8.69
Запорная арматура	125.83	192.762	184.087	8.675
TK 2-23	125.83	192.761	184.088	8.673
TK 2-24	126.98	192.762	184.089	8.673
Запорная арматура	127.4	192.787	184.08	8.707
TK 2-25	127.4	192.787	184.079	8.708
Запорная арматура	127.23	192.823	184.061	8.762
TK 2-26	127.23	192.826	184.06	8.766
TK 2-27	127.49	192.979	183.977	9.002
TK 2-28	127.5	193.904	183.442	10.462
TK 2-29	127.16	194.212	183.26	10.952
Запорная арматура	127.41	194.709	182.964	11.745
TK 2-30	127.41	194.735	182.949	11.786
TK 2-31	127.82	195.834	182.275	13.559
TK 2-32	128.03	196.68	181.749	14.931
TK 2-33	128.29	196.999	181.55	15.449
TK 2-34	128.41	198.134	180.835	17.299
II-25 II-26	128.38	198.229	180.774	17.455
TK 4-32	128.38	198.239	180.766	17.473

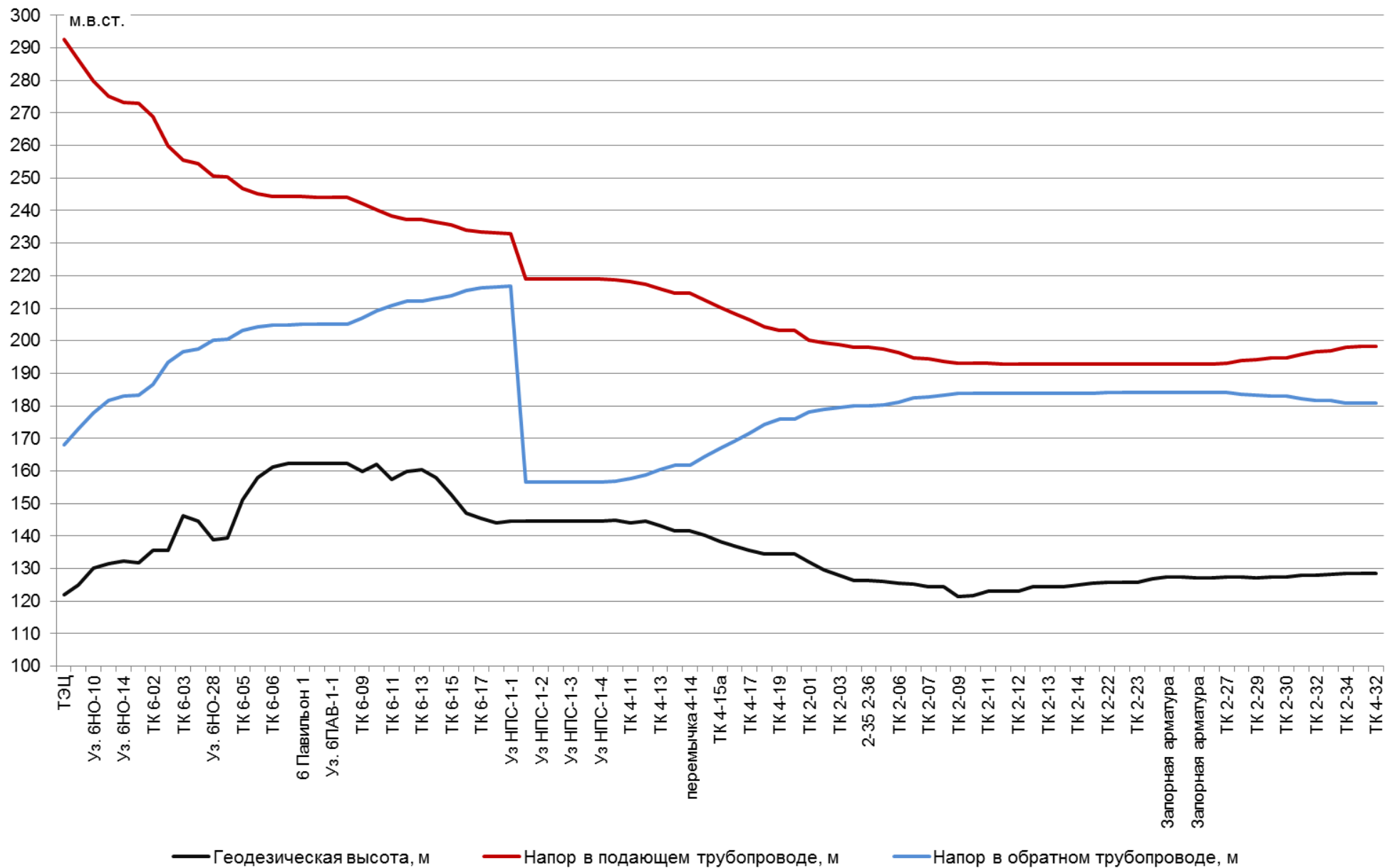


Рис. 3.8.6. Пьезометрический график теплосети от ТЭЦ-3 до ТК 4-32

### 3.8.5. Результаты гидравлического расчета тепломагистраль от ТЭЦ-3 до ТК 7-12

Расчетная схема участка теплосети от ТЭЦ-3 до ТК 7-12 приведена на рис. 3.8.7.

Результаты гидравлического расчёта участка теплосети от ТЭЦ-3 до ТК 7-12 приведены в табл. 3.8.4.

Пьезометрический график, построенный по результатам расчёта участка теплосети от ТЭЦ-3 до ТК 7-12 показан на рис. 3.8.8.



Рис. 3.8.7. Расчетная схема участка теплосети от ТЭЦ-3 до ТК 7-12

Таблица 3.8.4

Наименование узла	Геодезическая высота, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м	Располагаемый напор, м
ТЭЦ	122	292.699	168	124.699
Уз. 6НО-7	125	286.401	172.863	113.538
Уз. 6НО-10	130	279.927	177.884	102.043
Уз. 6НО-13	131.52	275.059	181.615	93.444
Уз. 6НО-14	132.4	273.222	183.025	90.197
ТК 6-01	131.8	272.972	183.22	89.752
ТК 6-02	135.57	268.784	186.43	82.354

Наименование узла	Геодезическая высота, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м	Располагаемый напор, м
Уз. 6НО-23	135.55	259.762	193.358	66.404
ТК 6-03	146.27	255.511	196.605	58.906
ТК 6-04	144.65	254.409	197.44	56.969
Уз. 6НО-28	138.8	250.648	200.29	50.358
Уз. 6НО-29	139.26	250.412	200.47	49.942
ТК 6-05	151	246.883	203.065	43.818
ТК 6-05а	157.9	245.098	204.368	40.73
ТК 6-06	161.3	244.376	204.897	39.479
Перем. 6Пав1 от 6-06	162.27	244.325	204.933	39.392
6 Павильон 1	162.27	244.269	204.974	39.295
2-39 2-40	162.27	244.174	205.072	39.102
Уз. 6ПАВ-1-1	162.27	244.163	205.081	39.082
Перем. 6Пав1 к 6-07	162.27	244.155	205.09	39.065
ТК 6-09	159.85	242.185	207.094	35.091
ТК 6-10	161.92	240.173	209.145	31.028
ТК 6-11	157.42	238.404	210.95	27.454
ТК 6-12	159.76	237.293	212.101	25.192
ТК 6-13	160.27	237.23	212.166	25.064
ТК 6-14	157.83	236.491	212.933	23.558
ТК 6-15	152.63	235.613	213.844	21.769
ТК 6-16	147.07	234.115	215.412	18.703
ТК 6-17	145.26	233.373	216.197	17.176
Уз. 4-10-2	144	233.048	216.548	16.5
Уз НПС-1-1	144.5	232.78	216.835	15.945
2-07	144.5	218.955	156.662	62.293
Уз НПС-1-2	144.5	218.955	156.662	62.293
Клапан рассечки	144.5	218.955	156.662	62.293
Уз НПС-1-3	144.5	218.955	156.662	62.293
2-09	144.5	218.955	156.662	62.293
Уз НПС-1-4	144.5	218.955	156.662	62.293
Уз. 4-10-1	144.88	218.753	156.904	61.849
ТК 4-11	144.14	218.14	157.644	60.496
ТК 4-12	144.44	217.266	158.727	58.539
ТК 4-13	143.27	215.927	160.315	55.612
ТК 4-14	141.58	214.669	161.815	52.854
перемычка 4-14	141.58	214.614	161.88	52.734
ТК 4-15	140.07	212.397	164.455	47.942
ТК 4-15а	138.4	210.319	166.917	43.402

Наименование узла	Геодезическая высота, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м	Располагаемый напор, м
ТК 4-16	136.83	208.472	169.143	39.329
ТК 4-17	135.48	206.534	171.588	34.946
ТК 4-18	134.57	204.407	174.285	30.122
ТК 4-19	134.6	203.177	175.897	27.28
ТК 4-20	135.5	202.418	177.042	25.376
2-19 2-20	135.5	202.379	177.078	25.301
ТК 4-21А	133.2	201.81	177.571	24.239
ТК 4-21	131.9	201.343	177.976	23.367
ТК 4-21Б	132.9	200.936	178.337	22.599
ТК 4-21В	136.84	200.514	178.713	21.801
ТК 4-22	135.4	200.165	179.024	21.141
ТК 4-23	134.1	199.839	179.313	20.526
ТК 4-24	134.24	199.483	179.63	19.853
Перем. 4-25 от 4-24	134.2	199.13	179.943	19.187
ТК 4-25	134.2	199.102	179.967	19.135
2-21 2-22	134.2	199.082	179.986	19.096
перемычка 4-25 к 4-26	134.2	199.076	179.991	19.085
ТК 4-26	135.6	198.719	180.308	18.411
ТК 4-27	133.42	198.504	180.497	18.007
ТК 4-28	131.2	198.247	180.733	17.514
ТК 4-29	130.09	198.21	180.772	17.438
ТК 4-30	130.19	198.211	180.772	17.439
ТК 4-31	129.09	198.225	180.77	17.455
ТК 4-32	128.38	198.239	180.766	17.473

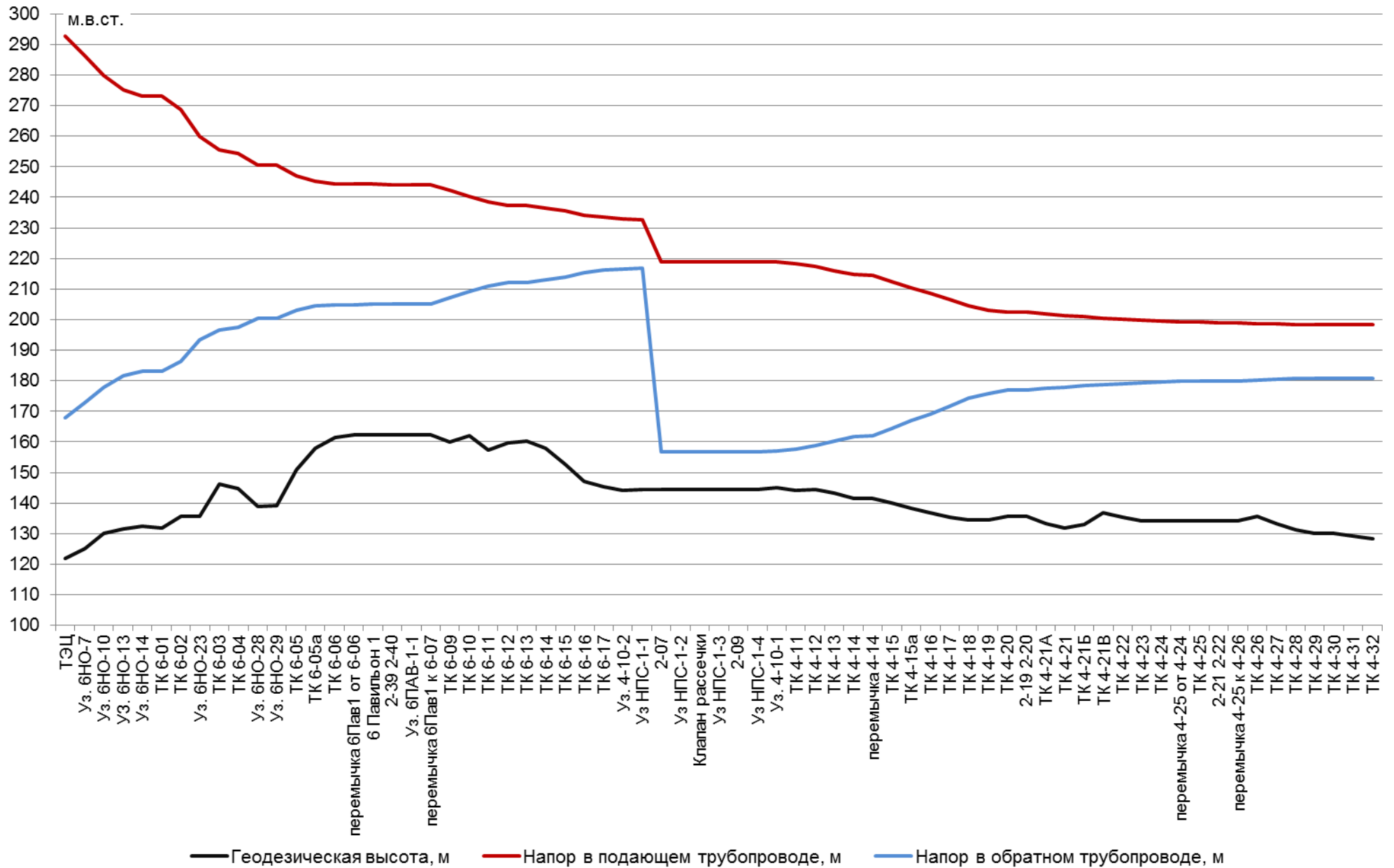


Рис. 3.8.8. Пьезометрический график теплосети от ТЭЦ-3 до ТК 7-12



### 3.8.6. Результаты гидравлического расчета тепломагистраль от ТЭЦ-3 до 7НО57

Расчетная схема участка теплосети от ТЭЦ-3 до 7НО57 приведена на рис. 3.8.5.

Результаты гидравлического расчёта участка теплосети от ТЭЦ-3 до Уз. ПМК-6 приведены в табл. 3.8.9.

Пьезометрический график, построенный по результатам расчёта участка теплосети от ТЭЦ-3 до 7НО57 показан на рис. 3.8.10.

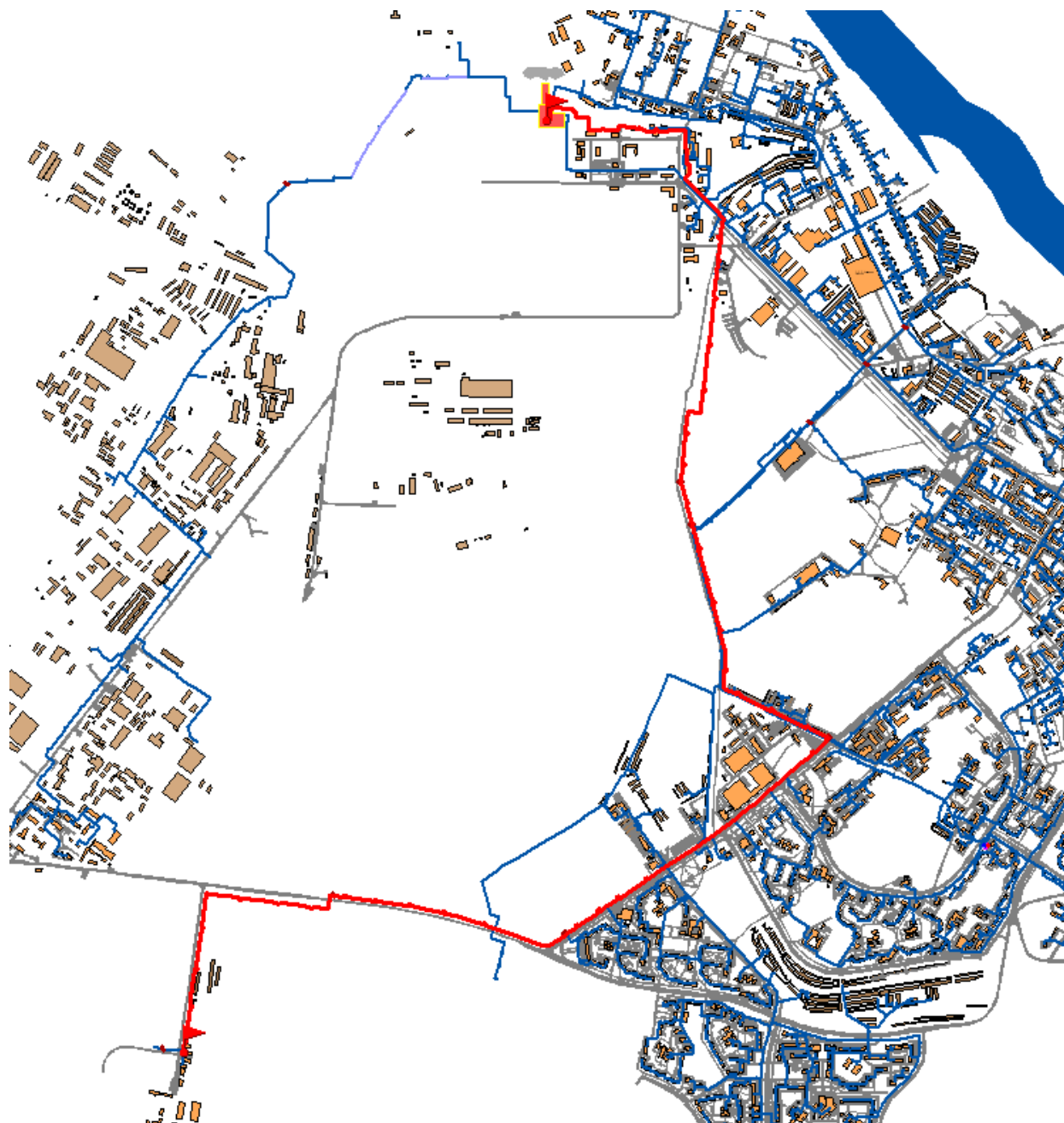


Рис. 3.8.9. Расчетная схема участка теплосети от ТЭЦ-3 до 7НО57

Таблица 3.8.5

Наименование узла	Геодезическая высота, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м	Располагаемый напор, м
ТЭЦ	122	292.699	168	124.699
7ТК-4	131	280.076	176.855	103.221
7ТК-5	130.01	279.135	177.515	101.62

Наименование узла	Геодезическая высота, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м	Располагаемый напор, м
7ТК-6	129.45	276.873	179.103	97.77
7ТК-7	128.4	275.134	180.321	94.813
7ТК-8	135.15	272.152	182.425	89.727
Уз. 7НО-10	137	266.91	186.115	80.795
3-1 3-2	136.11	249.968	198.021	51.947
7 Павильон 1	136.11	249.933	198.045	51.888
7 Павильон 1а	132.5	246.635	200.365	46.27
Уз.Совхоз Чеп 1	139.4	236.044	206.83	29.214
ПАВ ЛЕПСЕ	145	231.852	209.378	22.474
7 павильон 2	150.27	229.51	210.781	18.729
3-7 3-8	150.27	229.486	210.796	18.69
ТК 7-01	151.3	229.463	210.81	18.653
ТК 7-01а	153.1	229.068	211.06	18.008
ТК 7-02	155	228.909	211.16	17.749
ТК 7-03	155.1	228.724	211.276	17.448
ТК 7-04	152.31	228.323	211.519	16.804
ТК 7-05	149.21	227.866	211.795	16.071
ТК 7-06	146.64	227.362	212.14	15.222
ТК 7-06а	149	226.933	212.436	14.497
ТК 7-07	150.5	226.371	212.82	13.551
ТК 7-08	150.5	226.354	212.831	13.523
ТК 7-09	150	226.339	212.841	13.498
7 Павильон 3	152.5	226.331	212.847	13.484
3-19 3-20	152.5	226.33	212.847	13.483
ТК 7-10	150	226.326	212.849	13.477
7 Павильон 4	124	226.316	212.856	13.46
3-19а 3-20а	124	226.316	212.856	13.46
Уз. ИЧП Лес	133	226.302	212.865	13.437
ТК 7-11	133.6	226.298	212.867	13.431
ТК 7-12	133.6	226.298	212.867	13.431

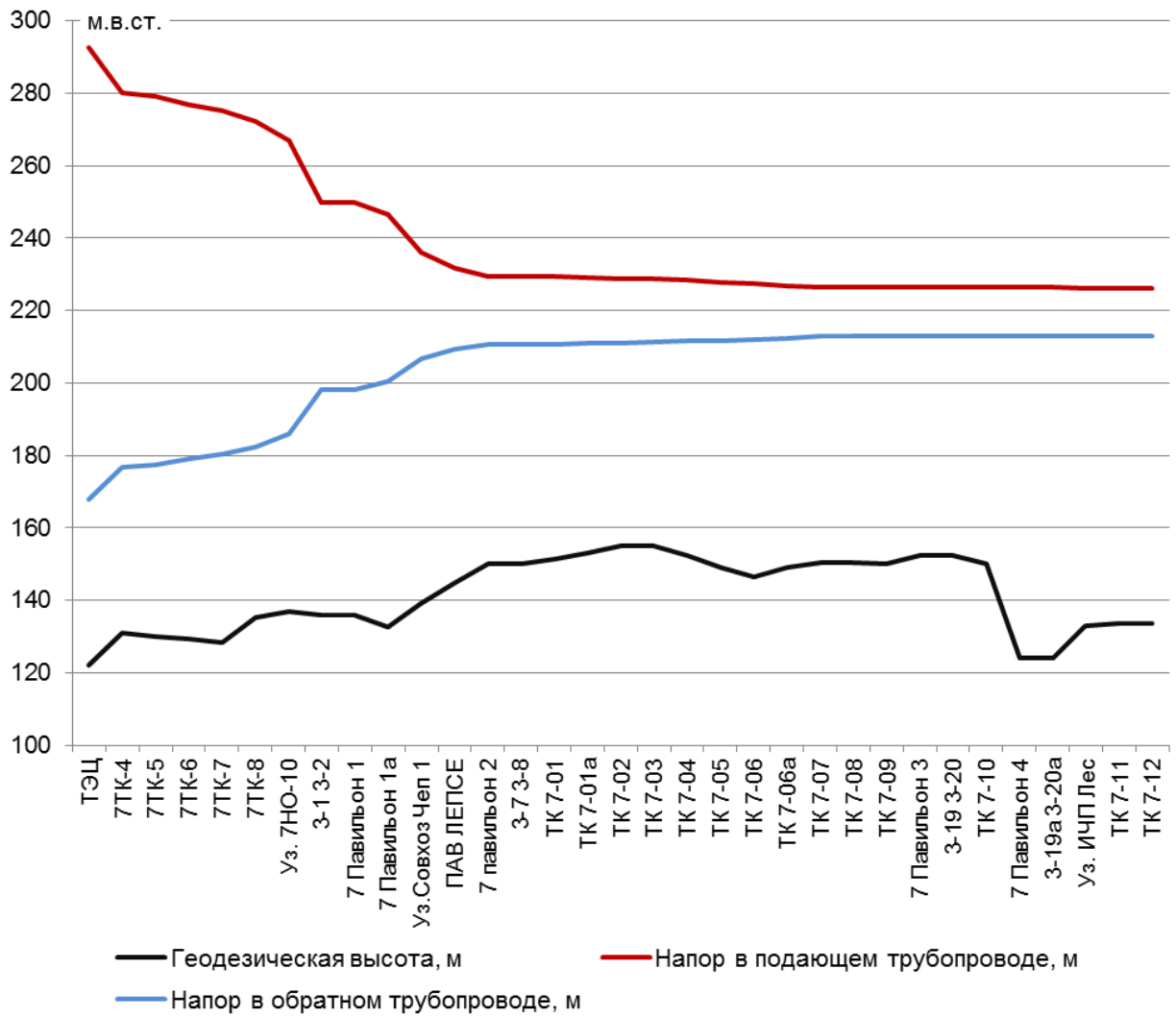


Рис. 3.8.10. Пьезометрический график теплосети от ТЭС-3 до 7НО57

### 3.8.7. Результаты гидравлического расчета тепломагистраль от ТЭЦ-3 до ул. Победы 11

Расчетная схема участка теплосети от ТЭЦ-3 до ул. Победы 11 приведена на рис. 3.8.11. Результаты гидравлического расчета участка теплосети от ТЭЦ-3 до ул. Победы 11 приведены в табл. 3.8.6.

Пьезометрический график, построенный по результатам расчета участка теплосети от ТЭЦ-3 до ул. Победы 11 показан на рис. 3.8.12.



Рис. 3.8.11. Расчетная схема участка теплосети от ТЭЦ-3 до ул. Победы 11

Таблица 3.8.6

Наименование узла	Геодезическая высота, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м	Располагаемый напор, м
ТЭЦ	122	292.699	168	124.699
7ТК-4	131	279.981	176.872	103.109
7ТК-5	130.01	279.032	177.533	101.499
7ТК-6	129.45	276.754	179.124	97.63
7ТК-7	128.4	275.001	180.344	94.657
7ТК-8	135.15	271.997	182.452	89.545
Уз. 7НО-10	137	266.715	186.149	80.566
3-1 3-2	136.11	249.645	198.077	51.568
7 Павильон 1	136.11	249.611	198.102	51.509
7 Павильон 1а	132.5	246.287	200.426	45.861
Уз. Совхоз Чеп 1	139.4	235.451	206.87	28.581
ПАВ ЛЕПСЕ	145	231.159	209.41	21.749
7 павильон 2	150.27	228.758	210.808	17.95
3-7 3-8	150.27	228.734	210.822	17.912
ТК 7-01	151.3	228.713	210.836	17.877
ТК 7-01а	153.1	228.333	211.077	17.256
ТК 7-02	155	228.181	211.173	17.008
ТК 7-03	155.1	228.004	211.286	16.718
ТК 7-04	152.31	227.619	211.52	16.099
ТК 7-05	149.21	227.181	211.787	15.394
ТК 7-06	146.64	226.695	212.117	14.578
ТК 7-06а	149	226.282	212.4	13.882
ТК 7-07	150.5	225.741	212.768	12.973
Запорная арматура	150.5	225.723	212.78	12.943
Перемычка 7-07	150.5	225.721	212.781	12.94
ТК 10-1	150	225.639	212.837	12.802
ТК 10-2	152	225.351	213.032	12.319
ТК 10-3	154.8	225.152	213.165	11.987
ТК 10-4	154.09	224.851	213.368	11.483
ТК 10-5	153.4	224.594	213.542	11.052
ТК 10-6	154.18	224.444	213.643	10.801
ТК 10-7	154.68	224.323	213.724	10.599
ТК 10-8	154.8	224.159	213.833	10.326
ТК 10-10	151.4	224.1	213.872	10.228
ТК 10-11	156.8	224.061	213.898	10.163
ТК 10-12	161	224.057	213.901	10.156
перемычка 10-13	159.2	224.055	213.904	10.151
ТК 10-13	159.2	224.055	213.904	10.151
Запорная арматура	159.2	224.051	213.907	10.144
ТК 10-14	164.7	223.938	213.989	9.949
ТК 10-15	169.5	223.867	214.042	9.825
ТК 10-16	172.4	223.171	214.572	8.599
ТК 10-17	172.08	222.797	214.87	7.927

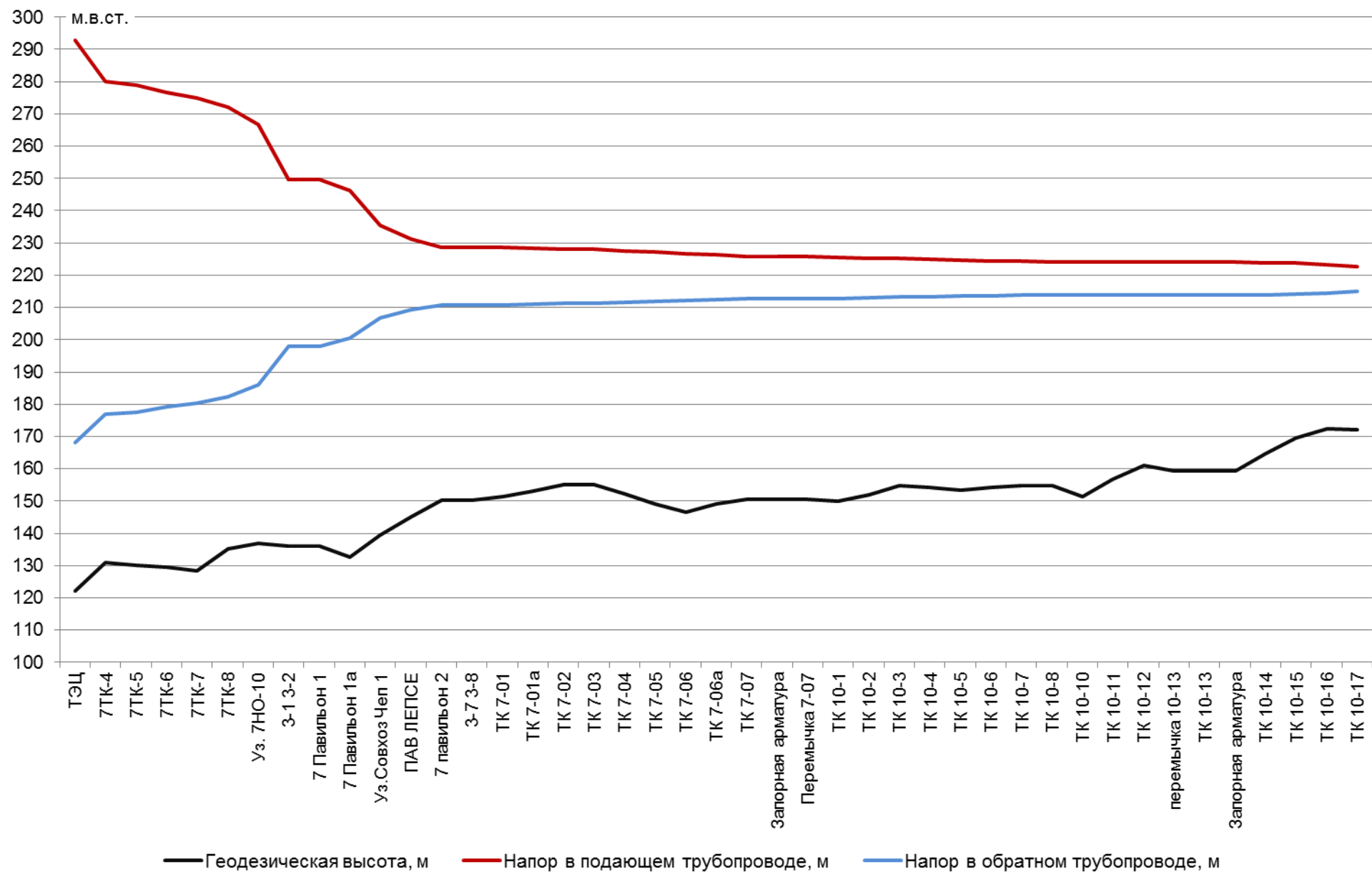


Рис. 3.8.12. Пьезометрический график теплосети от ТЭЦ-3 до ул. Победы 11

### 3.8.8. Результаты гидравлического расчета тепломагистраль от ТЭЦ-3 до ул. Победы 11

Расчетная схема участка теплосети от ТЭЦ-3 до ул. Победы 11 приведена на рис. 3.8.13. Результаты гидравлического расчета участка теплосети от ТЭЦ-3 до ул. Победы 11 приведены в табл. 3.8.7.

Пьезометрический график, построенный по результатам расчета участка теплосети от ТЭЦ-3 до ул. Победы 11 показан на рис. 3.8.14.



Рис. 3.8.13. Расчетная схема участка теплосети от ТЭЦ-3 до ТК 5-22

Таблица 3.8.7

Наименование узла	Геодезическая высота, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м	Располагаемый напор, м
ТЭЦ	122	292.699	168,0	124.699
7ТК-4	131	280.076	176.855	103.221
7ТК-5	130.01	279.135	177.515	101.62
7ТК-6	129.45	276.873	179.103	97.77
7ТК-7	128.4	275.134	180.321	94.813
7ТК-8	135.15	272.152	182.425	89.727
Уз. 7НО-10	137	266.91	186.115	80.795
3-1 3-2	136.11	249.968	198.021	51.947
7 Павильон 1	136.11	249.933	198.045	51.888
7 Павильон 1а	132.5	246.635	200.365	46.27
Уз. Совхоз Чеп 1	139.4	236.044	206.83	29.214
ПАВ ЛЕПСЕ	145	231.852	209.378	22.474
7 павильон 2	150.27	229.51	210.781	18.729
3-9 3-10	150.27	229.382	210.856	18.526
ТК 5-02	154.92	228.099	211.604	16.495
ТК 5-02А	161.76	225.194	213.175	12.019
ТК 5-03	179.32	219.859	216.029	3.83
перемычка 5-04	167.7	216.87	217.621	-0.751
ТК 5-04	167.7	216.784	217.666	-0.882
III-23 III-24	167.7	216.709	217.707	-0.998
ТК 5-05	159.5	215.574	218.316	-2.742
Уз. НПС-2-1	159.48	215.415	218.461	-3.046
Уз. НПС-2-2	159.48	215.416	218.655	-3.239
3-28	159.48	215.429	218.668	-3.239
Клапан подпора	159.48	215.502	218.741	-3.239
Уз. НПС-2-6	159.48	220.546	223.785	-3.239
НПС-2 понизительная группа	159.48	204.146	169.48	34.666
3-30	159.48	208.118	173.452	34.666
Уз. НПС-2-3	159.48	208.192	173.526	34.666
Клапан рассечки	159.48	208.193	173.557	34.636
Уз. НПС-2-4	159.48	208.192	173.568	34.624
Уз. НПС-2-5	159.48	208.192	173.574	34.618
ТК 5-05а	159.4	207.308	174.258	33.05
ТК 5-06	147.93	203.912	176.877	27.035
ТК 5-07	139.23	202.065	178.169	23.896
ТК 5-08	135.52	201.51	178.555	22.955
ТК 5-09	130.45	200.219	179.453	20.766



Наименование узла	Геодезическая высота, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м	Располагаемый напор, м
ТК 5-10	129.2	199.37	180.039	19.331
ТК 5-11	126.73	198.797	180.413	18.384
перемычка в сторону ТК 5-11	127.52	198.302	180.732	17.57
III-41 III-42	127.52	198.299	180.733	17.566
ТК 5-12	127.52	198.282	180.744	17.538
ТК 5-13	126.18	197.813	181.077	16.736
ТК 5-14	124.85	197.377	181.387	15.99
ТК 5-15	124.67	197.051	181.619	15.432
ТК 5-16	127.26	196.747	181.837	14.91
ТК 5-17	127.28	196.33	182.179	14.151
III-43 III-44	127.28	196.325	182.185	14.14
ТК 5-18	123.6	195.974	182.508	13.466
ТК 5-19	122.56	195.799	182.674	13.125
ТК 5-20А	124.3	195.67	182.796	12.874
ТК 5-20	124.45	195.431	183.01	12.421
Запорная арматура	124.45	195.395	183.04	12.355
Уз. Водозабор	141.2	191.137	186.711	4.426

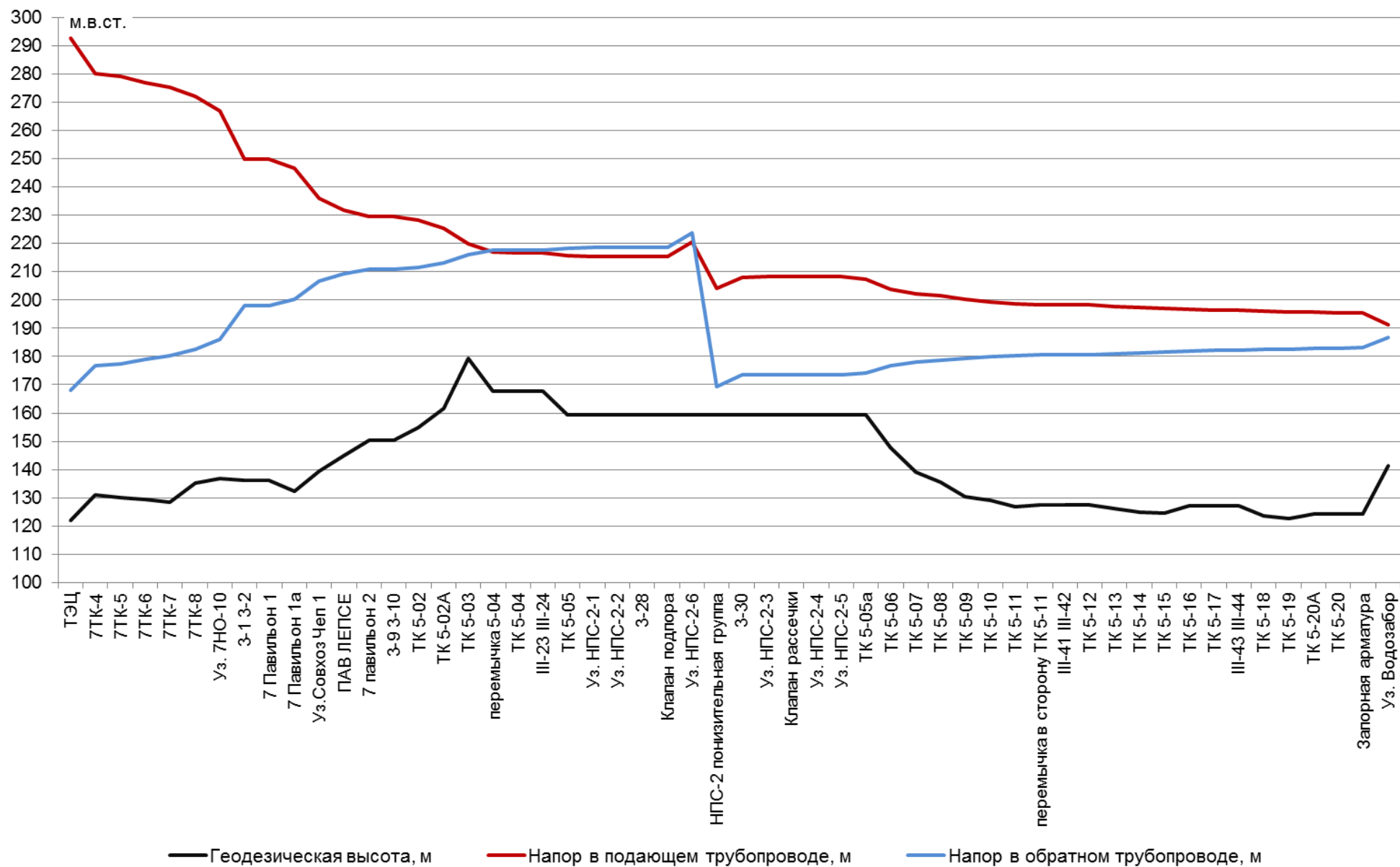


Рис. 3.8.14. Пьезометрический график теплосети от ТЭЦ-3 до ТК 5-22

### 3.8.9. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики тепловой сети микрорайона Каринторф от котельной БМК-8,0

Расчетный участок теплосети от котельной мкр. Каринторф показан на рис. 3.8.15.

Результаты гидравлических расчетов участка тепловой сети от котельной БМК-8,0 мкр. Каринторф приведены в табл. 3.8.8.

Пьезометрический график, построенный по результатам расчёта участка теплосети от котельной БМК-8,0, показан на графике рис. 3.8.16.



Рис. 3.8.15. Расчетный участок теплосети от котельной мкр. Каринторф

Таблица 3.8.8.

Параметры работы теплосети от котельной мкр. Каринторф в 2013 г.

Наименование узла	Геодезическая высота, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м	Располагаемый напор, м
Котельная	117	163,0	143,0	20,0
ТК – 01	117	162.891	143.105	19.786
ТК – 02	117	162.811	143.184	19.627
Уз. – 17	117	161.123	144.82	16.303
Уз. – 20	118	160.084	145.829	14.256
ТК – 3	119	158.551	147.317	11.234
ТК – 29	119	157.748	148.097	9.651
Уз. – 48	119	157.436	148.4	9.035

Наименование узла	Геодезическая высота, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м	Располагаемый напор, м
ТК – 30	119	156.252	149.55	6.701
Уз. – 67	119	156.101	149.697	6.404
ТК – 50	119	155.968	149.827	6.141
ТК – 51	119	155.65	150.135	5.515
Уз. – 98	120	155.362	150.416	4.946
Уз. – 99	120	155.29	150.485	4.805
Уз. – 102	120	155.184	150.588	4.597
Уз. – 103	120	155	150.768	4.232
ТК – 62	120	154.898	150.867	4.031
ТК – 63	121	154.694	151.066	3.628
ТК – 64	120	154.613	151.144	3.469
Уз. – 106	120	154.347	151.403	2.944
ТК – 66	120	154.316	151.434	2.882
Уз. – 110	120	154.257	151.491	2.765
ТК – 67	119	154.206	151.541	2.665
Уз. – 112	118	154.174	151.572	2.602
ТК – 68	118	154.099	151.645	2.454
Уз. – 114	118	154.046	151.697	2.348
Уз. - 115	117,5	153.9	151.879	2.3

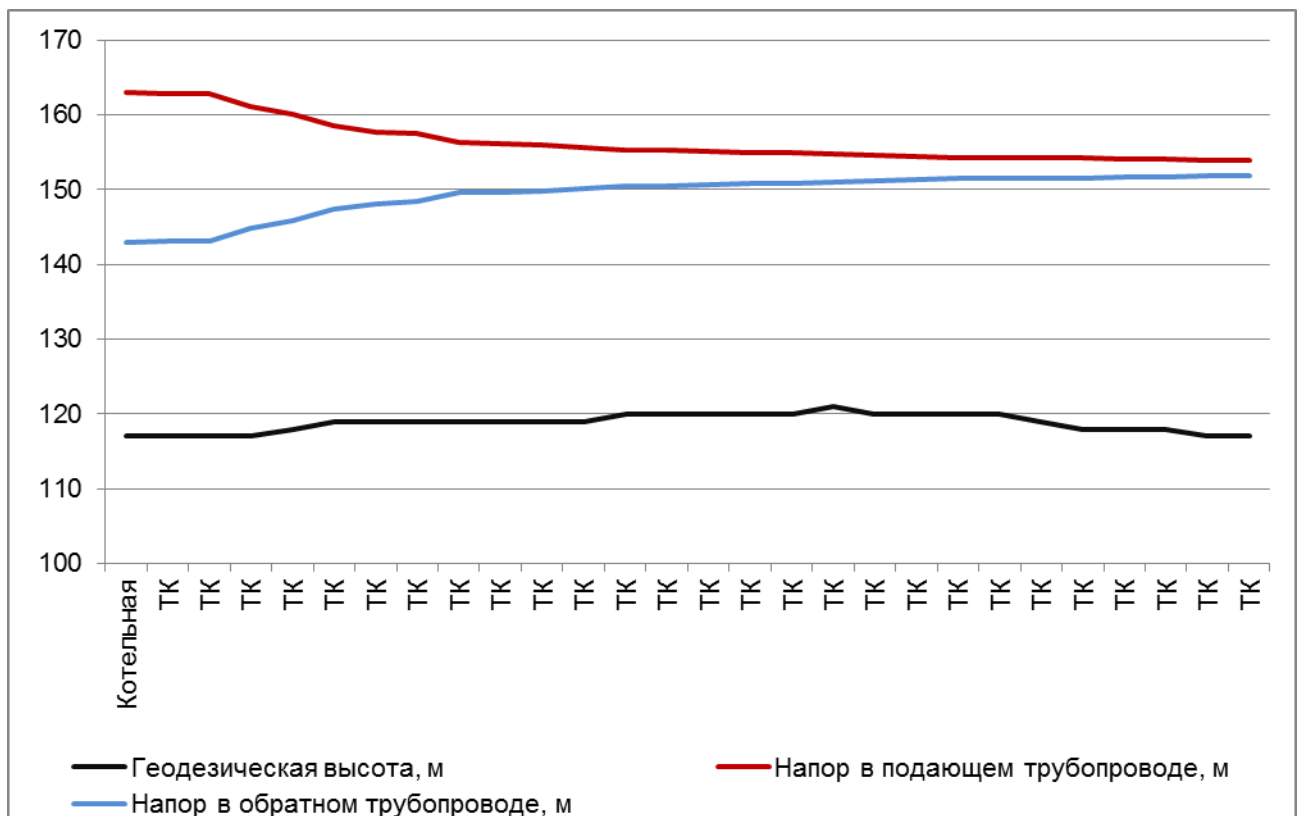


Рис. 3.8.16. Параметры работы теплосети от котельнио мкр. Каринторф в 2013 г.

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

Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет на трубопроводах в отопительный сезон и ремонтный период Кировского филиала ОАО «ТГК-5» представлена в таблице 3.9.1.

Таблица 3.9.1

Год	Продолжительность работы тепловых сетей						Итого
	0 - 5 лет	5 - 10 лет	10 - 15 лет	15 - 20 лет	20 - 25 лет	более 25 лет	
2009	0	0	0	5	20	98	123
2010	0	0	0	6	29	138	173
2011	0	0	0	8	24	127	159
2012	0	0	0	4	30	138	172
2013	0	0	0	6	21	106	133

### 3.10. 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 Кировской ТЭЦ-3 производятся в соответствии с утвержденным графиком.

Диагностика сетей проводится по утверждаемым планам шурфовок. Ежегодно выполняются исследования металла труб тепловых сетей и экспертиза промышленной безопасности сторонними организациями. По результатам инженерной диагностики составляются и корректируются планы перспективных ремонтов и перекладок тепловых сетей.

### 3.11. 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 3.9.1.

Таблица 3.9.1

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

### **3.12. 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.

Нормативы технологических потерь утверждены приказом Министерства энергетики Российской Федерации № 579 от 12 декабря 2011 г.

Информация об утвержденных нормативах технологических потерь в тепловых сетях принадлежащих Кировскому филиалу ОАО «ТГК-5» представлена в табл. 3.12.1.

**Таблица 3.12.1**

<b>Вид теплоносителя</b>	<b>Балансовая принадлежность теплосетей</b>	<b>Эксплуатирующая организация</b>	<b>Периодичность разработки нормативов</b>	<b>Дата проведения</b>	<b>Утвержденный норматив потери тепловой энергии, Гкал</b>	<b>Утвержденный норматив потери теплоносителя (сетевая вода), м<sup>3</sup></b>
Вода	ОАО «КТК»	ОАО «КТК»	Ежегодно	2013	135 708	388 454

### 3.13. Оценка тепловых потерь в тепловых сетях

#### 3.13.1. Потери тепловой энергии за последние 3 года от Кировской ТЭЦ-3

Оценка тепловых потерь в магистральных тепловых сетях в системе теплоснабжения от Кировской ТЭЦ-3 проводилась на основании фактических данных приборов коммерческого учета, предоставленных за 2010 – 2012 гг. и разработанных энергетических характеристик тепловых сетей по показателю «тепловые потери». Результаты расчетов представлены в таблице 3.13.1.

Таблица 3.13.1

Показатель	2010 г.	2011 г.	2012 г.
Отпуск тепловой энергии, Гкал	1 431 013	1 355 692	1 357 477
Потери тепловой энергии, Гкал	141 648	151 095	129 654
<b>Доля потерь тепловой энергии, %</b>	<b>9,9</b>	<b>11,1</b>	<b>9,6</b>

Анализ данных, приведенных в табл. 3.13.1. показывает достаточно умеренные значения тепловых потерь в магистральных трубопроводах в системе теплоснабжения от Кировской ТЭЦ-3, которые находились в диапазоне 9,6 – 11,1 % в период 2010 – 2012 гг.

#### 3.13.2. Потери тепловой энергии в тепловых сетях за последние 5 лет от котельной микрорайона Каринторфф

Оценка тепловых потерь в тепловых сетях в системе теплоснабжения от котельной микрорайона Каринторфф проводилась на основании фактических данных приборов коммерческого учета, предоставленных за 2010 – 2014 гг. Результаты расчетов представлены в таблице 3.13.2 и на графике рис. 3.13.1.

Таблица 3.13.2.

Показатель	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
Отпуск тепловой энергии, Гкал	14 703	13 844	13 173	15 118	14 065
Потери тепловой энергии, Гкал	1 063	656	976	1 120	1 941
<b>Доля потерь тепловой энергии, %</b>	<b>7,2</b>	<b>4,7</b>	<b>7,4</b>	<b>7,4</b>	<b>13,8</b>

Анализ данных, приведенных в табл. 3.13.2. и на графике рис.3.13.1 показывает резкий рост тепловых потерь в трубопроводах системы теплоснабжения от котельной микрорайона Каринторфф в 2014 г, что требует детального анализа представленных данных по величине потерь тепловой энергии за 2014 г. и проведения испытаний тепловых сетей на тепловые потери.

Следует отметить, что в период 2010 – 2013 гг. тепловые потери находились в диапазоне 4,7 – 7,4 %.

**Рис. 3.13.1. Тепловые потери в тепловых сетях в системе теплоснабжения от котельной микрорайона Каринторф**

### **3.14. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения**

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и рекомендации по устранению недостатков представлены в табл. 3.14.1.

Основные необходимые мероприятия, указанные в предписаниях надзорных органов:

1. Обеспечить водоудаление в тепловых камерах.
2. Улучшить работу систем вентиляции тепловых камер.
3. Восстановление теплоизоляционных покрытий в тепловых камерах.
4. Нанесение антикоррозионных покрытий в тепловых камерах.



Таблица 3.14.1

№ п/п	Начальная камера	Конечная камера	Ду, мм	Выводы по результатам технического диагностирования	Необходимые мероприятия	Срок выполнения
1	7-03	7-04	600	Устранить выявленные неисправности	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Обеспечить водоудаление в камере 7-03</li> <li>- Улучшить работу системы вентиляции в камере 7-03</li> <li>- Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере 7-03</li> <li>- Нанести антикоррозионное покрытие в камере 7-03</li> <li>- Обеспечить водоудаление в камере 7-04</li> <li>- Улучшить работу системы вентиляции в камере 7-04</li> <li>- Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере 7-04</li> <li>- Нанести антикоррозионное покрытие в камере 7-04</li> </ul>	до 31.12.2014
2	7-04	7-05	600	Устранить выявленные неисправности	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Обеспечить водоудаление в камерах</li> <li>- Улучшить работу системы вентиляции в камере 7-04</li> <li>- Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере 7-04</li> <li>- Нанести антикоррозионное покрытие в камере 7-04</li> <li>- Улучшить работу системы вентиляции в камере 7-05</li> </ul>	до 31.12.2014
3	7-05	7-06	600	Устранить выявленные неисправности	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Обеспечить водоудаление в камере 7-05</li> <li>- Улучшить работу системы вентиляции в камере 7-05</li> <li>- Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере 7-05</li> <li>- Нанести антикоррозионное покрытие в камере 7-05</li> <li>- Обеспечить водоудаление в камере 7-06</li> <li>- Улучшить работу системы вентиляции в камере 7-06</li> <li>- Нанести антикоррозионное покрытие в камере 7-06</li> <li>- Провести дополнительный дефектоскопический контроль с шурфовкой отрезка с 55 до 63 метров</li> </ul>	до 31.12.2014
4	7-06	7-06А	600	Устранить выявленные неисправности	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Улучшить работу системы вентиляции в камере 7-06</li> <li>- Улучшить работу системы вентиляции в камере 7-06А</li> <li>- Провести дополнительный дефектоскопический контроль с шурфовкой отрезка с 67 до 74 метров</li> </ul>	до 31.12.2014
5	7НО-16	7НО-1а	700	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах.</li> <li>2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.</li> </ol>	- Отсутствуют.	до 31.12.2014
6	7НО-1а	7НО-1	700	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах.</li> <li>2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.</li> </ol>	- Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере 7НО-1 по обратному трубопроводу.	до 31.12.2014

№ п/п	Начальная камера	Конечная камера	Ду, мм	Выводы по результатам технического диагностирования	Необходимые мероприятия	Срок выполнения
7	7НО-1	7НО-2	700	1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах. 2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.	- Восстановить теплоизоляционное покрытие с 63 м до 103 м. - Нанести антикоррозионное покрытие с 63 м до 103 м. - Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере 7НО-2 - Нанести антикоррозионное покрытие в камере 7НО-2	до 31.12.2014
8	7НО-2	7НО-2а	700	1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах. 2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.	- Восстановить теплоизоляционное покрытие на расстоянии 8 м. - Восстановить теплоизоляционное покрытие на расстоянии 12 м. - Восстановить теплоизоляционное покрытие на расстоянии 16 м.	до 31.12.2014
9	7НО-2а	7НО-3	700	1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах. 2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.	- Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере 7НО-2а - Монтировать теплоизоляционное покрытие в камере 7НО-3	до 31.12.2014
10	7НО-3	7ТК-4	700	1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах. 2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.	- Монтировать теплоизоляционное покрытие в камере 7НО-3 - Восстановить теплоизоляционное покрытие на расстоянии 24 м - Нанести антикоррозионное покрытие на расстоянии 24 м - Закрепить лестницу в камере 7ТК-4 - Удалить ил с основания в камере 7ТК-4 - Улучшить систему вентиляции в камере 7ТК-4	до 31.12.2014
11	7ТК-4	7ТК-5	700	1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах. 2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.	- Закрепить лестницу в камере 7ТК-4 - Удалить ил с основания в камере 7ТК-4 - Улучшить систему вентиляции в камере 7ТК-4 - Монтировать теплоизоляционное покрытие на расстоянии 145 м - Закрепить лестницу в камере 7ТК-5 - Улучшить систему вентиляции в камере 7ТК-5	до 31.12.2014
12	7ТК-5	7ТК-6	700	1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах. 2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.	- Закрепить лестницу в камере 7ТК-5 - Улучшить систему вентиляции в камере 7ТК-5 - Закрепить лестницу в камере 7ТК-6 - Удалить ил с основания в камере 7ТК-6 - Улучшить систему вентиляции в камере 7ТК-6	до 31.12.2014
13	7ТК-6	7НО-7	700	1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах. 2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.	- Закрепить лестницу в камере 7ТК-6 - Удалить ил с основания в камере 7ТК-6 - Улучшить систему вентиляции в камере 7ТК-6 - Выполнить герметизацию стыков плит перекрытия в камере 7НО-7 - Обеспечить водоудаление в камере 7НО-7.	до 31.12.2014

№ п/п	Начальная камера	Конечная камера	Ду, мм	Выводы по результатам технического диагностирования	Необходимые мероприятия	Срок выполнения
14	7НО-7	7ТК-8	700	<p>1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах.</p> <p>2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Выполнить герметизацию стыков плит перекрытия в камере 7НО-7</li> <li>- Обеспечить водоудаление в камере 7НО-7</li> <li>- Улучшить систему вентиляции в камере 7НО-7</li> <li>- Монтировать теплоизоляционное покрытие на расстоянии 40 м</li> <li>- Восстановить теплоизоляционное покрытие на расстоянии 79 м по подающему трубопроводу</li> <li>- Восстановить теплоизоляционное покрытие на расстоянии 126 м по обратному трубопроводу</li> </ul>	до 31.12.2014
15	7ТК-8	7НО-9	700	<p>1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах.</p> <p>2. Выявлен участок, требующий проведения планового локально-вставочного ремонта. Область неподвижной опоры в 7НО-9 по подающему и обратному трубопроводам.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Провести локально-вставочный ремонт в камере 7НО-9 по подающему трубопроводу</li> <li>- Нанести антикоррозионное покрытие в камере 7НО-9 по обратному трубопроводу</li> <li>- Провести локально-вставочный ремонт в камере 7НО-9 по обратному трубопроводу.</li> </ul>	до 31.12.2014
16	7НО-9	7НО-10	700	<p>1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах.</p> <p>2. Выявлен участок, требующий проведения планового локально-вставочного ремонта. Область неподвижной опоры в 7НО-9 по подающему и обратному трубопроводам.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Провести локально-вставочный ремонт в камере 7НО-9 по подающему трубопроводу</li> <li>- Провести локально-вставочный ремонт в камере 7НО-9 по обратному трубопроводу</li> <li>- Восстановить теплоизоляционное покрытие в местах его разрушения.</li> </ul>	до 31.12.2014
17	7НО-10	7НО-10а	700	<p>1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах.</p> <p>2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Восстановить теплоизоляционное покрытие и антикоррозионное покрытие по всему участку в местах разрушения</li> </ul>	до 31.12.2014
18	7НО-10а	7НО-11	700	<p>1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах.</p> <p>2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Восстановить теплоизоляционное покрытие и антикоррозионное покрытие по всему участку в местах разрушения</li> </ul>	до 31.12.2014
19	7НО-11	7НО-12	700	<p>1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах.</p> <p>2. Участков, требующих проведения</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Монтировать теплоизоляционное покрытие и антикоррозионное покрытие по всему участку в местах разрушения</li> </ul>	до 31.12.2014

№ п/п	Начальная камера	Конечная камера	Ду, мм	Выводы по результатам технического диагностирования	Необходимые мероприятия	Срок выполнения
				ремонтных работ, не выявлено.		
20	7НО-12	7НО-13	700	1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах. 2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.	- Восстановить изоляционную конструкцию по всему участку в местах разрушения	до 31.12.2014
21	7НО-13	7НО-14	700	1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах. 2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.	- Монтировать гидроизоляционное покрытие в камере 7НО-13 - Монтировать гидроизоляционное покрытие в камере 7НО-14	до 31.12.2014
22	7НО-14	7НО-15	700	1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах. 2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.	- Восстановить гидроизоляционное покрытие по всему участку в местах разрушения	до 31.12.2014
23	7НО-15	7НО-16	700	1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах. 2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.	- Восстановить гидроизоляционное покрытие в камере 7НО-15 - Монтировать теплоизоляционное покрытие на расстоянии 81 м - Восстановить гидроизоляционное покрытие в камере 7НО-16	до 31.12.2014
24	7НО-16	7НО-17	700	1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах. 2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.	- Восстановить изоляционную конструкцию по всему участку в местах разрушения	до 31.12.2014
25	ТК А-5А (опуск)	А6	200	Устранить выявленные неисправности	- Очистить основание в камере ТК А-5А (опуск) - Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере ТК А-5А (опуск) - Провести ремонт плиты перекрытия на расстоянии 69 м - Восстановить теплоизоляционное покрытие на расстоянии 69 м - Удалить ил с основания в камере А6 - Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере А6 по подающему трубопроводу - Устранить утечку рабочей среды через запорную арматуру в камере А6 по подающему трубопроводу	до 31.12.2014

№ п/п	Начальная камера	Конечная камера	Ду, мм	Выводы по результатам технического диагностирования	Необходимые мероприятия	Срок выполнения
26	A6	A7	200	Устранить выявленные неисправности	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Удалить ил с основания в камере A6</li> <li>- Монтировать теплоизоляционное покрытие в камере A6 по подающему трубопроводу</li> <li>- Устранить утечку рабочей среды через запорную арматуру в камере A6 по подающему трубопроводу</li> <li>- Удалить ил с основания в камере A7</li> <li>- Монтировать теплоизоляционное покрытие в камере A7 по подающему трубопроводу</li> <li>- Нанести антикоррозионное покрытие в камере A7 по подающему трубопроводу</li> </ul>	до 31.12.2014
27	A7	A8	200	Устранить выявленные неисправности	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Удалить ил с основания в камере A7</li> <li>- Монтировать теплоизоляционное покрытие в камере A7 по подающему трубопроводу</li> <li>- Нанести антикоррозионное покрытие в камере A7 по подающему трубопроводу</li> <li>- Удалить ил с основания в камере A8</li> <li>- Улучшить систему вентиляции в камере A8</li> <li>- Монтировать теплоизоляционное покрытие в камере A8</li> <li>- Нанести антикоррозионное покрытие в камере A8</li> </ul>	до 31.12.2014
28	A8	A9	200	Устранить выявленные неисправности	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Удалить ил с основания в камере A8</li> <li>- Улучшить систему вентиляции в камере A8</li> <li>- Монтировать теплоизоляционное покрытие в камере A8</li> <li>- Нанести антикоррозионное покрытие в камере A8</li> <li>- Удалить ил с основания в камере A9</li> <li>- Улучшить систему вентиляции в камере A9</li> <li>- Монтировать теплоизоляционное покрытие в камере A9</li> <li>- Нанести антикоррозионное покрытие в камере A9</li> </ul>	до 31.12.2014
29	A9	A9A	200	Устранить выявленные неисправности	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Удалить ил с основания в камере A9</li> <li>- Улучшить систему вентиляции в камере A9</li> <li>- Монтировать изоляционную конструкцию на всем участке</li> <li>- Закрепить лестницу в камере A9A</li> <li>- Удалить ил с основания в камере A9A</li> </ul>	до 31.12.2014
30	A9A	A9Б	200	Устранить выявленные неисправности	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Закрепить лестницу в камере A9A</li> <li>- Удалить ил с основания в камере A9A</li> <li>- Монтировать теплоизоляционное покрытие в камере A9A</li> <li>- Нанести антикоррозионное покрытие в камере A9A</li> <li>- Устранить утечку рабочей среды через запорную арматуру в камере A9Б</li> </ul>	до 31.12.2014

№ п/п	Начальная камера	Конечная камера	Ду, мм	Выводы по результатам технического диагностирования	Необходимые мероприятия	Срок выполнения
31	A9Б	A9В	200	Устранить выявленные неисправности	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Устранить утечку рабочей среды через запорную арматуру в камере А9Б</li> <li>- Монтировать теплоизоляционное покрытие на расстоянии 19 м</li> <li>- Монтировать теплоизоляционное покрытие на расстоянии 31 м</li> <li>- Монтировать теплоизоляционное покрытие в камере А9В</li> </ul>	до 31.12.2014
32	A9В	A10	200	Устранить выявленные неисправности	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Монтировать теплоизоляционное покрытие в камере А9В</li> <li>- Монтировать теплоизоляционное покрытие на расстоянии 10 м</li> <li>- Нанести антикоррозионное покрытие на расстоянии 10 м</li> <li>- Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере А10</li> </ul>	до 31.12.2014
33	ТК А-5	ТК А-5А	200	Устранить выявленные неисправности	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Удалить ил с основания в камере ТК А-5</li> <li>- Улучшить работу системы вентиляции в камере ТК А-5</li> <li>- Монтировать теплоизоляционное покрытие в камере ТК А-5</li> <li>- Нанести антикоррозионное покрытие в камере ТК А-5</li> <li>- Удалить ил с основания в камере ТК А-5А</li> <li>- Монтировать теплоизоляционное покрытие в камере ТК А-5А</li> <li>- Нанести антикоррозионное покрытие в камере ТК А-5А</li> </ul>	до 31.12.2014
34	19-5	19-6	150	<p>1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах</p> <p>2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Удалить ил с основания в камере 19-5</li> <li>- Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере 19-5</li> <li>- Удалить ил с основания в камере 19-6</li> <li>- Монтировать теплоизоляционное покрытие в камере 19-6</li> </ul>	до 31.12.2014
35	19-6	19-7	150	<p>1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах</p> <p>2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Удалить ил с основания в камере 19-6</li> <li>- Монтировать теплоизоляционное покрытие в камере 19-6</li> <li>- Закрепить лестницу в камере 19-7</li> <li>- Очистить основание в камере 19-7</li> <li>- Монтировать теплоизоляционное покрытие в камере 19-7</li> </ul>	до 31.12.2014
36	19-7	19-8	150	Устранить выявленные неисправности	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Закрепить лестницу в камере 19-7</li> <li>- Очистить основание в камере 19-7</li> <li>- Монтировать теплоизоляционное покрытие в камере 19-7</li> <li>- Монтировать теплоизоляционное покрытие в камере 19-8</li> </ul>	до 31.12.2014
37	19-8	19-9	150	Устранить выявленные неисправности	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Монтировать теплоизоляционное покрытие в камере 19-8</li> <li>- Улучшить работу системы вентиляции в камере 19-9</li> <li>- Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере 19-9</li> <li>- Монтировать гидроизоляционное покрытие в камере 19-9</li> </ul>	до 31.12.2014
38	19-9	19-10	150	Устранить выявленные неисправности	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Улучшить работу системы вентиляции в камере 19-9</li> <li>- Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере 19-9</li> <li>- Монтировать гидроизоляционное покрытие в камере 19-9</li> <li>- Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере 19-10</li> </ul>	до 31.12.2014

№ п/п	Начальная камера	Конечная камера	Ду, мм	Выводы по результатам технического диагностирования	Необходимые мероприятия	Срок выполнения
39	9-16	9-17	250	1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах. 2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.	- Очистить дренажный приямок в камере 9-16 - Очистить основание в камере 9-17 - Улучшить систему вентиляции в камере 9-17 - Монтировать теплоизоляционное покрытие в камере 9-17	до 31.12.2014
40	9-17	9-18	250	1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах. 2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.	- Очистить основание в камере 9-17 - Улучшить систему вентиляции в камере 9-17 - Монтировать теплоизоляционное покрытие в камере 9-17 - Очистить основание в камере 9-18 - Улучшить систему вентиляции в камере 9-18 - Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере 9-18 - Провести дополнительный дефектоскопический контроль с шурфовкой отрезка с 85 до 93 метров	до 31.12.2014
41	9-18	9-19	250	1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах. 2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.	- Очистить основание в камере 9-18 - Улучшить систему вентиляции в камере 9-18 - Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере 9-18 - Нанести антикоррозионное покрытие в камере 9-18 - Очистить основание в камере 9-19 - Улучшить систему вентиляции в камере 9-19 - Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере 9-19	до 31.12.2014
42	9-19	9-20	250	1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах. 2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.	- Очистить основание в камере 9-19 - Улучшить систему вентиляции в камере 9-19 - Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере 9-19 - Удалить ил с основания в камере 9-20 - Улучшить систему вентиляции в камере 9-20 - Монтировать теплоизоляционное покрытие в камере 9-20	до 31.12.2014
43	7-03	18-1	200	1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах 2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено	- Обеспечить водоудаление в камере 7-03 - Улучшить работу системы вентиляции в камере 7-03 - Улучшить систему вентиляции в камере 7-03 - Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере 7-03 - Нанести антикоррозионное покрытие в камере 7-03 - Устранить утечку рабочей среды через запорную арматуру в камере 7-03 - Монтировать теплоизоляционное покрытие на расстоянии 110 м - Обеспечить водоудаление в камере 18-1 - Улучшить работу системы вентиляции в камере 18-1 - Монтировать теплоизоляционное покрытие в камере 18-1	до 31.12.2014

№ п/п	Начальная камера	Конечная камера	Ду, мм	Выводы по результатам технического диагностирования	Необходимые мероприятия	Срок выполнения
44	18-1	18-2	150	1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах 2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено	- Обеспечить водоудаление в камере 18-1 - Улучшить работу системы вентиляции в камере 18-1 - Монтировать теплоизоляционное покрытие в камере 18-1 - Устранить утечку рабочей среды через запорную арматуру в камере 18-1 - Монтировать вытяжку в камере 18-2 - Удалить ил с основания в камере 18-2 - Монтировать теплоизоляционное покрытие в камере 18-2	до 31.12.2014
45	18-2	Сосновая,6	150	1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах 2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено	- Монтировать вытяжку в камере 18-2 - Удалить ил с основания в камере 18-2 - Монтировать теплоизоляционное покрытие в камере 18-2	до 31.12.2014
46	6НО-25 (лоток)	6-03	600	Устранить выявленные неисправности	- Монтировать гидроизоляционное покрытие в камере 6НО-25(лоток) - Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере 6-03 по подающему трубопроводу - Провести ремонт компенсатора в камере 6-03 по подающему трубопроводу	до 31.12.2014
47	6-03	6-04	600	Устранить выявленные неисправности	- Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере 6-03 по подающему трубопроводу - Провести ремонт компенсатора в камере 6-03 по подающему трубопроводу - Монтировать гидроизоляционное покрытие в камере 6-04 - Монтировать крышку люка в камере 6-04 - Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере 6-04 - Нанести антикоррозионное покрытие в камере 6-04	до 31.12.2014
48	6-04	6НО-27	600	Устранить выявленные неисправности	- Монтировать гидроизоляционное покрытие в камере 6-04 - Монтировать крышку люка в камере 6-04 - Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере 6-04 - Нанести антикоррозионное покрытие в камере 6-04 - Нанести антикоррозионное покрытие в камере 6НО-27	до 31.12.2014
49	4-32	2-34	200	1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах. 2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.	- Улучшить работу системы вентиляции в камере 4-32 - Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере 4-32 - Обеспечить водоудаление в камере 2-34 - Улучшить работу системы вентиляции в камере 2-34 - Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере 2-34 - Нанести антикоррозионное покрытие на запорную арматуру в камере 2-34	до 31.12.2014



№ п/п	Начальная камера	Конечная камера	Ду, мм	Выводы по результатам технического диагностирования	Необходимые мероприятия	Срок выполнения
50	2-34	2-33	150	1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах. 2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Обеспечить водоудаление в камере 2-34</li> <li>- Улучшить работу системы вентиляции в камере 2-34</li> <li>- Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере 2-34</li> <li>- Нанести антикоррозионное покрытие на запорную арматуру в камере 2-34</li> <li>- Окрасить лестницу в камере 2-33</li> <li>- Очистить дренажный приямок в камере 2-33</li> <li>- Улучшить работу системы вентиляции в камере 2-33</li> <li>- Монтировать теплоизоляционное покрытие в камере 2-33</li> </ul>	до 31.12.2014
51	2-33	2-32	150	1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах. 2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Окрасить лестницу в камере 2-33</li> <li>- Очистить дренажный приямок в камере 2-33</li> <li>- Улучшить работу системы вентиляции в камере 2-33</li> <li>- Монтировать теплоизоляционное покрытие в камере 2-33</li> <li>- Заменить лестницу в камере 2-32</li> <li>- Удалить ил с основания в камере 2-32</li> <li>- Улучшить работу системы вентиляции в камере 2-32</li> <li>- Монтировать теплоизоляционное покрытие в камере 2-32</li> </ul>	до 31.12.2014
52	ТК 4-28	ж.д. по пр. Мира, 47	200	1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах. 2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере ТК 4-28</li> <li>- Очистить основание в камере ж.д. по пр. Мира, 47</li> <li>- Улучшить работу системы вентиляции в камере ж.д. по пр. Мира, 47</li> <li>- Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере ж.д. по пр. Мира, 47</li> </ul>	до 31.12.2014
53	4-19	2-01	250	1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах. 2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Улучшить работу системы вентиляции в камере 4-19</li> <li>- Устранить утечку рабочей среды через запорную арматуру в камере 4-19</li> <li>- Выполнить герметизацию стыков плит перекрытия в камере 2-01</li> <li>- Удалить ил с основания в камере 2-01</li> <li>- Улучшить работу системы вентиляции в камере 2-01</li> <li>- Монтировать теплоизоляционное покрытие в камере 2-01</li> <li>- Нанести антикоррозионное покрытие в камере 2-01</li> </ul>	до 31.12.2014
54	2-01	2-02	250	1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах. 2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Выполнить герметизацию стыков плит перекрытия в камере 2-01</li> <li>- Удалить ил с основания в камере 2-01</li> <li>- Улучшить работу системы вентиляции в камере 2-01</li> <li>- Монтировать теплоизоляционное покрытие в камере 2-01</li> <li>- Нанести антикоррозионное покрытие в камере 2-01</li> <li>- Выполнить герметизацию стыков плит перекрытия в камере 2-02</li> <li>- Провести ремонт бетонной части неподвижной опоры в камере 2-02</li> <li>- Удалить ил с основания в камере 2-02</li> <li>- Улучшить работу системы вентиляции в камере 2-02</li> </ul>	до 31.12.2014

№ п/п	Начальная камера	Конечная камера	Ду, мм	Выводы по результатам технического диагностирования	Необходимые мероприятия	Срок выполнения
					- Монтировать теплоизоляционное покрытие в камере 2-02	
55	2-02	2-03	250	1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах. 2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.	- Выполнить герметизацию стыков плит перекрытия в камере 2-02 - Провести ремонт бетонной части неподвижной опоры в камере 2-02 - Удалить ил с основания в камере 2-02 - Улучшить работу системы вентиляции в камере 2-02 - Монтировать теплоизоляционное покрытие в камере 2-02 - Устранить дефект трубы в камере 2-02 - Удалить ил с основания в камере 2-03 - Улучшить работу системы вентиляции в камере 2-03 - Провести дополнительный дефектоскопический контроль с шурфовкой отрезка с 20 до 25 метров	до 31.12.2014
56	2-03	2-04	250	1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах. 2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.	- Удалить ил с основания в камере 2-03 - Улучшить работу системы вентиляции в камере 2-03 - Удалить ил с основания в камере 2-04 - Улучшить работу системы вентиляции в камере 2-04 - Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере 2-04 - Нанести антикоррозионное покрытие в камере 2-04	до 31.12.2014
57	2-04	2-05	200	1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах. 2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.	- Удалить ил с основания в камере 2-04 - Улучшить работу системы вентиляции в камере 2-04 - Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере 2-04 - Нанести антикоррозионное покрытие в камере 2-04 - Закрепить лестницу в камере 2-05 - Удалить ил с основания в камере 2-05 - Улучшить работу системы вентиляции в камере 2-05 - Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере 2-05 - Нанести антикоррозионное покрытие в камере 2-05	до 31.12.2014
58	2-05	2-06	200	1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах. 2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.	- Закрепить лестницу в камере 2-05 - Удалить ил с основания в камере 2-05 - Улучшить работу системы вентиляции в камере 2-05 - Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере 2-05 - Нанести антикоррозионное покрытие в камере 2-05 - Улучшить работу системы вентиляции в камере 2-06	до 31.12.2014
59	2-06	2-06А	200	1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах. 2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.	- Улучшить работу системы вентиляции в камере 2-06 - Нанести антикоррозионное покрытие в камере 2-06 - Обеспечить водоудаление в камере 2-06А - Улучшить работу системы вентиляции в камере 2-06А - Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере 2-06А	до 31.12.2014

№ п/п	Начальная камера	Конечная камера	Ду, мм	Выводы по результатам технического диагностирования	Необходимые мероприятия	Срок выполнения
					- Нанести антикоррозионное покрытие в камере 2-06А - Устранить утечку рабочей среды через запорную арматуру в камере 2-06А	
60	2-06А	2-07	200	1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах. 2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.	- Обеспечить водоудаление в камере 2-06А - Улучшить работу системы вентиляции в камере 2-06А - Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере 2-06А - Нанести антикоррозионное покрытие в камере 2-06А - Устранить утечку рабочей среды через запорную арматуру в камере 2-06А	до 31.12.2014
61	2-07	2-08	200	1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах. 2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.	- Восстановить теплоизоляционное покрытие на расстоянии 49 м - Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере 2-08	до 31.12.2014
62	2-08	2-09	200	1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах. 2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.	- Окрасить лестницу в камере 2-09 - Удалить ил с основания в камере 2-09 - Улучшить работу системы вентиляции в камере 2-09 - Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере 2-09 - Нанести антикоррозионное покрытие в камере 2-09 - Устранить утечку рабочей среды через запорную арматуру в камере 2-09	до 31.12.2014
63	2-09	2-10	200	1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах. 2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.	- Окрасить лестницу в камере 2-09 - Удалить ил с основания в камере 2-09 - Улучшить работу системы вентиляции в камере 2-09 - Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере 2-09 - Нанести антикоррозионное покрытие в камере 2-09 - Обеспечить водоудаление в камере 2-10 - Улучшить работу системы вентиляции в камере 2-10 - Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере 2-10	до 31.12.2014
64	2-10	2-11	200	1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах. 2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.	- Обеспечить водоудаление в камере 2-10 - Улучшить систему вентиляции в камере 2-10 - Окрасить лестницу на расстоянии 56 м - Удалить ил с основания на расстоянии 56 м - Восстановить теплоизоляционное покрытие на расстоянии 56 м - Нанести антикоррозионное покрытие на расстоянии 56 м	до 31.12.2014
65	2-11	2-12	200	1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах. 2. Участков, требующих проведения	- Окрасить лестницу в камере 2-11 - Удалить ил с основания в камере 2-11 - Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере 2-11 - Нанести антикоррозионное покрытие в камере 2-11	до 31.12.2014

№ п/п	Начальная камера	Конечная камера	Ду, мм	Выводы по результатам технического диагностирования	Необходимые мероприятия	Срок выполнения
				ремонтных работ, не выявлено.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Выполнить герметизацию стыков плит перекрытия на расстоянии 2 м</li> <li>- Выполнить герметизацию стыков плит перекрытия на расстоянии 83 м</li> <li>- Заменить лестницу в камере 2-12</li> <li>- Обеспечить водоудаление в камере 2-12</li> <li>- Устранить утечку рабочей среды через запорную арматуру в камере 2-12 по обратному трубопроводу</li> <li>- Провести дополнительный дефектоскопический контроль с шурфовкой отрезка с 65 до 70 метров</li> </ul>	
66	3-36	3-36-1	150	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах.</li> <li>2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.</li> </ol>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Удалить ил с основания в камере 3-36</li> <li>- Улучшить систему вентиляции в камере 3-36</li> <li>- Монтировать теплоизоляционное покрытие в камере 3-36</li> <li>- Удалить ил с основания в камере 3-36-1</li> <li>- Улучшить систему вентиляции в камере 3-36-1</li> </ul>	до 31.12.2014
67	3-36-1	3-36-2	150	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах.</li> <li>2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.</li> </ol>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Удалить ил с основания в камере 3-36-1</li> <li>- Улучшить систему вентиляции в камере 3-36-1</li> <li>- Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере 3-36-1</li> <li>- Удалить ил с основания в камере 3-36-2</li> <li>- Улучшить систему вентиляции в камере 3-36-2</li> <li>- Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере 3-36-2</li> <li>- Нанести антикоррозионное покрытие в камере 3-36-2</li> </ul>	до 31.12.2014
68	3-36-2	3-36-3	150	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах.</li> <li>2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.</li> </ol>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Удалить ил с основания в камере 3-36-2</li> <li>- Улучшить систему вентиляции в камере 3-36-2</li> <li>- Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере 3-36-2</li> <li>- Нанести антикоррозионное покрытие в камере 3-36-2</li> <li>- Очистить основание в камере 3-36-3</li> <li>- Улучшить систему вентиляции в камере 3-36-3</li> </ul>	до 31.12.2014
69	3-36-3	3-36-4	150	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах.</li> <li>2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.</li> </ol>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Очистить основание в камере 3-36-3</li> <li>- Улучшить систему вентиляции в камере 3-36-3</li> <li>- Монтировать гидроизоляционное покрытие в камере 3-36-4</li> <li>- Обеспечить водоудаление в камере 3-36-4</li> <li>- Улучшить систему вентиляции в камере 3-36-4</li> </ul>	до 31.12.2014
70	3-36-4	3-36-5	150	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах.</li> <li>2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.</li> </ol>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Выполнить герметизацию стыков плит перекрытия в камере 3-36-4</li> <li>- Обеспечить водоудаление в камере 3-36-4</li> <li>- Улучшить систему вентиляции в камере 3-36-4</li> <li>- Улучшить систему вентиляции в камере 3-36-5</li> <li>- Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере 3-36-5</li> </ul>	до 31.12.2014

№ п/п	Начальная камера	Конечная камера	Ду, мм	Выводы по результатам технического диагностирования	Необходимые мероприятия	Срок выполнения
71	3-36-5	3-36-6	125	1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах. 2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.	- Улучшить систему вентиляции в камере 3-36-5 - Восстановить теплоизоляционное покрытие на расстоянии 16 м - Закрепить лестницу в камере 3-36-6 - Удалить ил с основания в камере 3-36-6	до 31.12.2014
72	3-36-6	3-36-7	125	1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах. 2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.	- Закрепить лестницу в камере 3-36-6 - Обеспечить водоудаление в камере 3-36-6 - Удалить ил с основания в камере 3-36-7 - Улучшить работу системы вентиляции в камере 3-36-7 - Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере 3-36-7	до 31.12.2014
73	3-36-7	3-36-8	100	1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах. 2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.	- Удалить ил с основания в камере 3-36-7 - Улучшить работу системы вентиляции в камере 3-36-7 - Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере 3-36-7 - Окрасить лестницу в камере 3-36-8 - Удалить ил с основания в камере 3-36-8 - Улучшить работу системы вентиляции в камере 3-36-8 - Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере 3-36-8	до 31.12.2014
74	3-31	3-32	250	1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах. 2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.	- Обеспечить водоудаление в камере 3-31 - Улучшить систему вентиляции в камере 3-31 - Обеспечить водоудаление в камере 3-32 - Провести плановую перекладку участка в течение 2-х лет	до 31.12.2014
75	3-32	3-33	250	1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах. 2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.	- Обеспечить водоудаление в камере 3-32 - Улучшить систему вентиляции в камере 3-33	до 31.12.2014
76	3-33	3-34	250	1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах. 2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.	- Улучшить систему вентиляции в камере 3-33 - Удалить ил с основания в камере 3-34 - Монтировать теплоизоляционное покрытие в камере 3-34 - Провести дополнительный дефектоскопический контроль с шурфовкой отрезка с 52 до 57 метров	до 31.12.2014
77	3-34	3-35	250	1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах. 2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.	- Удалить ил с основания в камере 3-34 - Монтировать теплоизоляционное покрытие в камере 3-34 - Удалить ил с основания в камере 3-35 - Улучшить систему вентиляции в камере 3-35 - Монтировать теплоизоляционное покрытие в камере 3-35	до 31.12.2014

№ п/п	Начальная камера	Конечная камера	Ду, мм	Выводы по результатам технического диагностирования	Необходимые мероприятия	Срок выполнения
78	3-35	3-36	250	1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах. 2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.	- Удалить ил с основания в камере 3-35 - Улучшить систему вентиляции в камере 3-35 - Монтировать теплоизоляционное покрытие в камере 3-35 - Удалить ил с основания в камере 3-36 - Улучшить систему вентиляции в камере 3-36 - Монтировать теплоизоляционное покрытие в камере 3-36	до 31.12.2014
79	2-13	2-14	150	1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах. 2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.	- Удалить ил с основания в камере 2-13 - Улучшить работу системы вентиляции в камере 2-13 - Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере 2-13 - Нанести антикоррозионное покрытие в камере 2-13 - Очистить дренажный приемок в камере 2-14 - Улучшить работу системы вентиляции в камере 2-14 - Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере 2-14	до 31.12.2014
80	2-14	2-15А	150	1. Участок допускается к дальнейшей эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах. 2. Участков, требующих проведения ремонтных работ, не выявлено.	- Очистить дренажный приемок в камере 2-14 - Улучшить работу системы вентиляции в камере 2-14 - Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере 2-14 - Улучшить работу системы вентиляции в камере 2-15А - Монтировать теплоизоляционное покрытие в камере 2-15А - Нанести антикоррозионное покрытие в камере 2-15А - Нанести антикоррозионное покрытие на запорную арматуру в камере 2-15А - Устранить дефект в камере 2-15А	до 31.12.2014
81	НО-2	НО-3	300	Устранить выявленные неисправности	- Монтировать теплоизоляционное покрытие на расстоянии 76 м - Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере НО-3	до 31.12.2014
82	НО-3	8-01	300	Устранить выявленные неисправности	- Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере НО-3 - Выполнить герметизацию стыков плит перекрытия в камере 8-01	до 31.12.2014
83	8-01	8-03	250	Устранить выявленные неисправности	- Выполнить герметизацию стыков плит перекрытия в камере 8-01 - Монтировать теплоизоляционное покрытие на расстоянии 5 м по обратному трубопроводу - Монтировать теплоизоляционное покрытие на расстоянии 19 м по подающему трубопроводу - Монтировать теплоизоляционное покрытие на расстоянии 39 м по подающему трубопроводу - Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере 8-03	до 31.12.2014
84	19-3	19-4	200	Устранить выявленные неисправности	- Удалить ил с основания в камере 19-3 - Улучшить работу системы вентиляции в камере 19-3 - Нанести антикоррозионное покрытие в камере 19-3 - Удалить ил с основания в камере 19-4 - Улучшить работу системы вентиляции в камере 19-4 - Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере 19-4	до 31.12.2014

№ п/п	Начальная камера	Конечная камера	Ду, мм	Выводы по результатам технического диагностирования	Необходимые мероприятия	Срок выполнения
					- Нанести антикоррозионное покрытие в камере 19-4	
85	6 НО-30 (опуск)	6-05	600	1. Необходимо устранить выявленные неисправности. 2. Необходимо провести локально-вставочный ремонт на расстоянии 104-106 метров в связи с наличием утечки теплоносителя.	- Закрепить лестницу в камере 6-05 - Обеспечить водоудаление в камере 6-05 - Улучшить систему вентиляции в камере 6-05	до 31.12.2014
86	ТК6-05	ТК6-05А	600	Устранить выявленные неисправности	- Закрепить лестницу в камере ТК6-05 - Обеспечить водоудаление в камере ТК6-05 - Улучшить систему вентиляции в камере ТК6-05 - Улучшить систему вентиляции в камере ТК6-05А - Монтировать теплоизоляционное покрытие в камере ТК6-05А - Нанести антикоррозионное покрытие в камере ТК6-05А	до 31.12.2014
87	ТК6-05А	ТК6-06	600	Устранить выявленные неисправности	- Закрепить лестницу в камере ТК6-05А - Улучшить систему вентиляции в камере ТК6-05А - Монтировать теплоизоляционное покрытие в камере ТК6-05А - Нанести антикоррозионное покрытие в камере ТК6-05А - Закрепить лестницу в камере ТК6-06 - Улучшить систему вентиляции в камере ТК6-06 - Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере ТК6-06 - Нанести антикоррозионное покрытие в камере ТК6-06 - Провести дополнительный дефектоскопический контроль с шурфовкой отрезка с 35 до 40 метров	до 31.12.2014
88	ТК6-06	6Пав.-1	600	Устранить выявленные неисправности	- Закрепить лестницу в камере ТК6-06 - Улучшить систему вентиляции в камере ТК6-06 - Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере ТК6-06 - Нанести антикоррозионное покрытие в камере ТК6-06 - Закрепить лестницу в камере 6Пав.-1 - Удалить ил с основания в камере 6Пав.-1 - Восстановить теплоизоляционное покрытие в камере 6Пав.-1 - Нанести антикоррозионное покрытие в камере 6Пав.-1	до 31.12.2014

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

Теплопотребляющие установки потребителей тепловой энергии в г. Кирово-Чепецк от Кировской ТЭЦ-3 и по отоплению присоединены к тепловым сетям по зависимой схеме, по ГВС – по открытой схеме.

Теплопотребляющие установки потребителей от котельной микрорайона Каринторф присоединены к тепловым сетям по зависимой схеме, горячее водоснабжение в микрорайоне отсутствует.

### 3.16. 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 3.16.1.

Таблица 3.16.1

Источник тепло-снабжения	Балансовая принадлежность теплосетей	Эксплуатирующая организация	Обеспеченность потребителей приборами учета по годам, %						
			2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 – 2022 гг.	2023 – 2027 гг.
Кировская ТЭЦ-3	КФ ОАО «ТГК-5»	КФ ОАО «ТГК-5»	100	100	100	100	100	100	100
Котельная Каринторф	МУП ЖКХ г. Кирово-Чепецк	МУП ЖКХ г. Кирово-Чепецк	80	82	85	87	92	100	100

В соответствии с федеральным законом 161-ФЗ от 23.11.2009 г., все расчеты между поставщиком и потребителем энергоресурсов должны производиться по показаниям приборов учета.

Новые узлы учета тепловой энергии у потребителей планируется устанавливать вместе со вводом в эксплуатацию объектов строительства для каждого потребителя.



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

#### **3.17.1. Общие положения**

##### 1. Наименование:

- полное наименование: диспетчерская служба обособленного структурного подразделения «Кирово-Чепецкая площадка» открытого акционерного общества «Кировская тепло-снабжающая компания»;

- сокращенное наименование: диспетчерская служба ОСП «Кирово-Чепецкая площадка»

- местонахождение: г. Кирово-Чепецк, ул. Заводская, 11.

- Диспетчерская служба является отдельным структурным подразделением ОСП «Кирово-Чепецкая площадка» со структурой, включающей в себя: старшего диспетчера и 4-х диспетчеров

- Диспетчерская служба в административном отношении подчиняется техническому директору – главному инженеру ОСП «Кирово-Чепецкая площадка» ОАО «КТК» (далее ДС ОСП «КЧП»); в функциональном, оперативном отношении заместителю главного инженера ОСП «КЧП»

2. В своей деятельности диспетчерская служба ОСП «Кирово-Чепецкая площадка» руководствуется:

- действующим законодательством РФ;

- Федеральным законом от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении»;

- Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок;

- Правилами техники безопасности РФ;

- Правилами Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору;

- Правилами Госстандарта РФ;

- нормативными актами, инструкциями, другими руководящими материалами, локальными нормативными актами Общества;

- Уставом Общества,

- приказами и распоряжениями директора Кировского филиала ОАО «ТГК-5», Заместителя директора Кировского филиала по продаже тепловой энергии - Исполнительного директора по управлению ОАО «КТК»;

- распоряжениями Технического директора - главного инженера ОАО «КТК»,

- распоряжениями технического директора-главного инженера ОСП «КЧП» и его заместителя;

- Работники диспетчерской службы обязаны безусловно выполнять законы, отраслевые нормы, правила по устройству и условиям безопасной эксплуатации энергоустановок, предписания, действующих в Российской Федерации органов по контролю за обеспечением

надлежащего состояния электрических и теплоизолирующих установок, правила охраны окружающей среды и природных ресурсов, требования по безопасности труда на производстве и внедрению новых средств и способов предупреждения производственного травматизма.

3. Диспетчерская служба ОСП «Кирово-Чепецкая площадка» ОАО «КТК» старшим диспетчером. Настоящее положение одновременно является должностной инструкцией старшего диспетчера.

### **3.17.2. Структура и штатная численность подразделения**

1. Организационную структуру утверждает технический директор-главный инженер ОСП «КЧП» в рамках положения об ОСП «Кирово-Чепецкая площадка»;

2. Организационная структура подразделений диспетчерской службы ОСП «Кирово-Чепецкая площадка»: старший диспетчер (числ.:1), диспетчер (числ. 4).

### **3.17.3. Основные цели и задачи диспетчерской службы**

1. Целями диспетчерской службы ОСП «Кирово-Чепецкая площадка» являются обеспечения подачи тепловой энергии потребителям, обеспечение заданного уровня готовности и надёжности работы оборудования и тепловых сетей,

2. Основными задачами эксплуатационного района ОСП «Кирово-Чепецкая площадка» являются:

- осуществление передачи тепловой энергии;
- обеспечение надежного и качественного теплоснабжения потребителей при соблюдении договорных обязательств и установленных нормативно-правовых актов, при условии надлежащего исполнения договорных обязательств со стороны потребителей;
- обеспечение безопасности работы оборудования и тепловых сетей ОАО «КТК» так и безопасности работающих на данном оборудовании и тепловых сетях;

### **3.17.4. Функции диспетчерской службы**

Для решения определённых перед диспетчерской службой ОСП «Кирово-Чепецкая площадка» задач за ним закрепляются следующие функции на территории г. Кирово-Чепецка:

1. в сфере осуществления передачи тепловой энергии:
  - контроль за работой теплоэнергетического и иного оборудования, обслуживаемого ОАО «КТК»;
  - ведение оперативной работы на сетях по поддержанию режима работы сетей, производству оперативных переключений и ведению оперативных переговоров;
2. в сфере обеспечения надежного и качественного теплоснабжения потребителей при соблюдении договорных обязательств и установленных нормативно-правовых актов, при условии надлежащего исполнения договорных обязательств со стороны потребителей:
  - осуществляет настройку работы обслуживаемого теплоэнергетического оборудования для выхода на заданные параметры работы сети;

3. в сфере обеспечения безопасности работы оборудования и тепловых сетей и безопасности персонала работающего на данном оборудовании и тепловых сетях:

- проводит подготовку рабочих мест и совместно с УКС следит за выполнением работ по строительству, реконструкции и техническому перевооружению проводимыми подрядными организациями;
- проводит обучение, инструктажи, тренинги, противоаварийные и противопожарные тренировки персонала;
- следит за выполнением персоналом безопасных приёмов и методов работы при обслуживании и ремонте оборудования и тепловых сетей ОАО «КТК»;
- следит за применением персоналом спецодежды и спецобуви.

4. в сфере недопущения нерационального использования материально-технических ресурсов и обеспечения снижения издержек:

- организует и непосредственно выполняет отключения неплательщиков на основании действующего на предприятии регламента

### **3.17.5. Права и полномочия диспетчерской службы**

Для выполнения возложенных на него функций диспетчерская служба ОСП «Кирово-Чепецкая площадка» в лице, начальника района, а также других должностных лиц в соответствии с распределением обязанностей (должностными инструкциями) имеет право:

1. при обслуживании и контроле над работой теплоэнергетического и иного оборудования обслуживаемого ОАО «КТК»:

- согласовывать заявки, через ДС «КП» от имени технического директора-главного инженера ОСП «Кирово-Чепецкая площадка» ОАО «КТК», либо его заместителя, на вывод в текущий, капитальный ремонт теплоэнергетического оборудования ОАО «ТГК-5»;
- подавать заявки, через ДС на вывод в текущий, капитальный, аварийный ремонт теплоэнергетического оборудования обслуживаемого ОАО «КТК»;
- при разрешённой заявке проводить работы по плановым и аварийным включениям, отключениям и переключениям на теплоэнергетическом оборудовании обслуживаемом ОАО «КТК»;
- проводить работы по отключению и включению потребителей согласно утверждённого в ОАО «КТК» регламента.

2. при проведении подготовки рабочих мест, для выполнения работ на теплоэнергетическом оборудовании и тепловых сетях обслуживаемых ОАО «КТК»:

- при разрешённой заявке – отключает выводимое в ремонт теплоэнергетическое оборудование, согласно Правил, указанных в п.1.3;
- проверяет на гидравлическую плотность (отсутствие избыточного давления) отключенный участок (объект) теплоэнергетического оборудования, с оформлением необходимой документации.

3. для обеспечения безопасности работающих на теплоэнергетическом оборудовании обслуживаемом ОАО «КТК»:

- требует от персонала выполнения безопасных приёмов и методов работы при обслуживании и ремонте оборудования и тепловых сетей ОАО «КТК»;
  - требует от персонала применением персоналом спецодежды и спецобуви.
4. для обеспечения снижения издержек:
- \* проводит отключение потребителей неплательщиков согласно действующего на предприятии регламента;
  - организовывает выполняет мероприятия по ликвидации последствий аварий и инцидентов.

#### 5. Старший диспетчер

##### **имеет право:**

- руководить диспетчерской службой ОСП «Кирово-Чепецкая площадка»
- взаимодействовать с подразделениями Общества для решения оперативных вопросов деятельности, входящих в компетенцию диспетчерской службы ОСП «Кирово-Чепецкая площадка»;
- организовывать и участвовать в совещаниях и семинарах по вопросам, входящим в компетенцию диспетчерской службы ОСП «Кирово-Чепецкая площадка»
- знакомится с проектами локальных актов Общества по вопросам, входящим в компетенцию ОСП «Кирово-Чепецкая площадка» ОАО «КТК».

##### **наделён следующими полномочиями:**

- визировать документы, поступающие от персонала диспетчерской службы ОСП «Кирово-Чепецкая площадка» ОАО «КТК» на имя технического директора- главного инженера ОСП «КЧП» связанные с выполнением функций управления службой;
- выносит представления на имя технического директора-главного инженера ОСП «КЧП» предложения о мерах поощрения и наложении взысканий в соответствии с правилами внутреннего трудового распорядка и действующим трудовым законодательством Российской Федерации на работников диспетчерской службы;
- осуществлять контроль соблюдения режима труда и отдыха в службе, соблюдения охраны труда и техники безопасности.

### **3.17.6. Организация деятельности диспетчерской службы**

1. Управление диспетчерской службой ОСП «Кирово-Чепецкая площадка» осуществляет старший диспетчер, назначаемый основе приказом Заместителя директора Кировского филиала по продаже тепловой энергии - Исполнительного директор по управлению ОАО «КТК»

- Категория должности – руководитель;
- На должность старшего диспетчера может быть назначено лицо, имеющее высшее теплотехническое или техническое образование и стаж работы по специальности не менее 3-х лет или среднетехническое образование по теплотехнической специальности и стаж работы не менее 5 лет;
- Назначение, перемещение и освобождение от должности старшего диспетчера про-

изводится приказом Заместителя директора Кировского филиала по продаже тепловой энергии - Исполнительного директор по управлению ОАО «КТК»;

- Старший диспетчер к самостоятельной работе при положительном результате проверки знаний правил, норм и инструкций по технической эксплуатации, охране труда, промышленной и пожарной безопасности;

- Периодичность проверки знаний правил, норм и инструкций Технического директора-главного инженера не реже 1 раза в год;

- В период временного отсутствия (отпуск, болезнь и т.п.) старшего диспетчера, его обязанности исполняет лицо, назначенное техническим директором – главным инженером ОСП «Кирово-Чепецкая площадка»

- старший диспетчер должен знать в объеме, необходимом для надлежащего исполнения своих должностных обязанностей, нормативные правовые акты Российской Федерации, субъектов Российской Федерации, на которых Филиал осуществляет свою операционную деятельность, организационно-распорядительные и локальные нормативные акты Общества (Филиала);

- В своей деятельности старший диспетчер руководствуется действующими нормами федерального законодательства и законодательства субъектов Российской Федерации, на территории которых Филиал осуществляет операционную деятельность, муниципальными правовыми актами, решениями Общего собрания акционеров, Совета директоров Общества, приказами, распоряжениями единоличного исполнительного органа Общества, директора Филиала ОАО «ТГК-5» «Кировский», Заместителя директора Кировского филиала по продаже тепловой энергии - Исполнительного директор по управлению ОАО «КТК», указаниями технического директора-главного инженера ОСП «КЧП»

2. Старший диспетчер в пределах возложенных на него настоящим Положением обязанностей несёт ответственность в соответствии с действующим законодательством и локальными нормативными актами Общества (Филиала) за:

- Результаты не выполнения целей, за несвоевременное и ненадлежащее выполнение задач и функций службы, в т. ч. За несвоевременность выполнения отключений и переключений на оборудовании и сетях в пределах границ эксплуатационной ответственности, ненадлежащее функционирование энергетического и иного оборудования, связанного с передачей тепловой энергии;

- За несвоевременность выполнения приказов, распоряжений, поручений и указаний руководства Общества и Филиала и технического директора-главного инженера ОСП «КЧП», иные допущения производственного характера, ответственность за которые возложена на службу действующим законодательством. Локальными нормативными актами общества (Филиала), положением о службе, должностными инструкциями;

- Принесенные Обществу убытки, вызванные неисполнением и (или) ненадлежащим исполнением своих обязанностей;

- Обеспечение сохранности имущества службы, соблюдение правил пожарной безопасности, техники безопасности и иных обязательных в силу закона требований;

- Разглашение сведений, составляющих коммерческую тайну;
  - Соблюдение трудовой и производственной дисциплины;
3. Ответственность работников службы определяется их должностными инструкциями;
  4. Основной задачей начальника района является управление деятельностью ОСП, для реализации закрепленных за ним функций, направленное на достижение поставленных целей;

5. Диспетчерская служба ОСП «Кирово-Чепецкая площадка» взаимодействует с другими подразделениями Общества в соответствии с утвержденными Положениями, приказами и распоряжениями Заместителя директора Кировского филиала по продаже тепловой энергии - Исполнительного директора по управлению ОАО «КТК»,

### **3.17.6. Заключительные положения**

1. Настоящее Положение разработано в соответствии с приказом директора Филиала от 06.10.2011 № 178 «О разработке положений о структурных подразделениях и должностных инструкций работников Кировского филиала ОАО «ТГК-5»».

2. Оригинал настоящего Положения хранится в Управлении по работе с персоналом Филиала, копия – в ОСП.

3. Изменения и дополнения в Положение вносятся в порядке, предусмотренном для его утверждения.

4. Основаниями для пересмотра настоящего Положения являются:
- изменения организационной структуры Общества, в том числе затрагивающие подчиненность ОСП;
  - изменение задач и функций службы,
  - утверждение новых Рекомендаций по разработке Положений о структурных подразделениях или внесение в них изменений, если характер внесенных изменений вызывает необходимость пересмотра Положения о районе.

### **3.18. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций**

Верхняя зона НПС-2 работает в автоматическом режиме с применением ЧРП.

Для нижних зон НПС-1 и НПС-2 предусмотрена автоматизация с применением ЧРП и дистанционное управление, которые в настоящий момент проходят наладку для опробования в тестовом режиме.

### **3.19. Сведения о наличии защиты тепловых сетей**

Для предотвращения превышения давления в обратных трубопроводах нижних зон НПС – 1 и НПС – 2, на подающих трубопроводах предусмотрены клапана рассечки РК – 1 (Ду 500 мм).

### **3.20. Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию**

Бесхозяйных тепловых сетей в г. Кирово-Чепецке и микрорайоне Каринторф не выявлено.

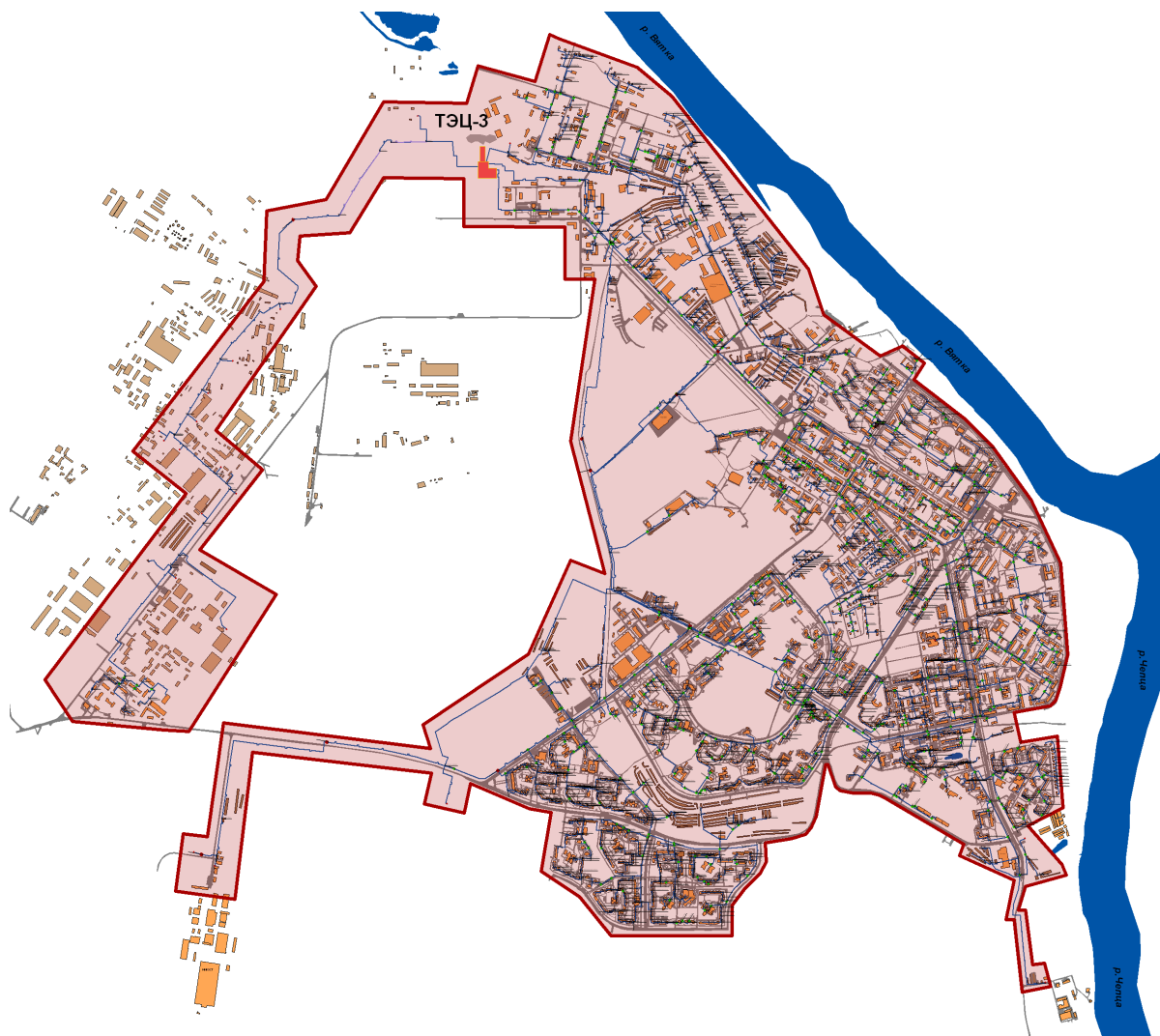
## Раздел 4. Зоны действия источников тепловой энергии

### 4.1. Зона действия Кировской ТЭЦ-3

Кировская ТЭЦ-3 одна из четырех станций, входящих в состав филиала Кировского филиала ОАО «ТГК-5».

Кировская ТЭЦ-3 расположена по адресу: г. Кирово-Чепецк, переулочек Рабочий, д. 4. Место расположения Кировской ТЭЦ-3 на карте города представлено на рис. 4.1.

Кировская ТЭЦ-3 является единственным источником тепловой мощности на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения г. Кирово-Чепецк.



**Рис. 4.1. Зона действия Кировской ТЭЦ-3 (выделена красным) с указанием тепловых сетей (выделены синим)**

Кировская ТЭЦ-3 отпускает тепловую энергию в сетевой воде потребителям на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения жилого сектора, административных, культурно-бытовых зданий и промышленности г. Кирово-Чепецка.

Кроме того, Кировская ТЭЦ-3 отпускает тепловую энергию в виде пара на производственные нужды ООО «ГалоПолимерКирово-Чепецк», ООО «ЗЖБИ», МУП «Водоканал» и других промышленных предприятий г. Кирово-Чепецк.

Температурный график теплосети 145/70°C при расчетной температуре наружного воздуха  $t_{нв} = -33^{\circ}\text{C}$ , со срезкой на 130 °C при температуре наружного воздуха  $t_{нв} = -26^{\circ}\text{C}$ . Температурный график введен в действие 09.12.2013 г.

Для системы теплоснабжения г. Кирово-Чепецка отпуск тепловой энергии принят в режиме центрального качественного регулирования в диапазоне температур наружного воздуха от + 8°C до - 33°C. Продолжительность отопительного периода составляет 5 544 ч., неотапительного – 3216 ч. Тип прокладки трубопроводов тепловой сети – подземная и надземная.

Зона действия и эффективный радиус теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3, который составляет 3,1 км, и представлены на рис. 4.2.

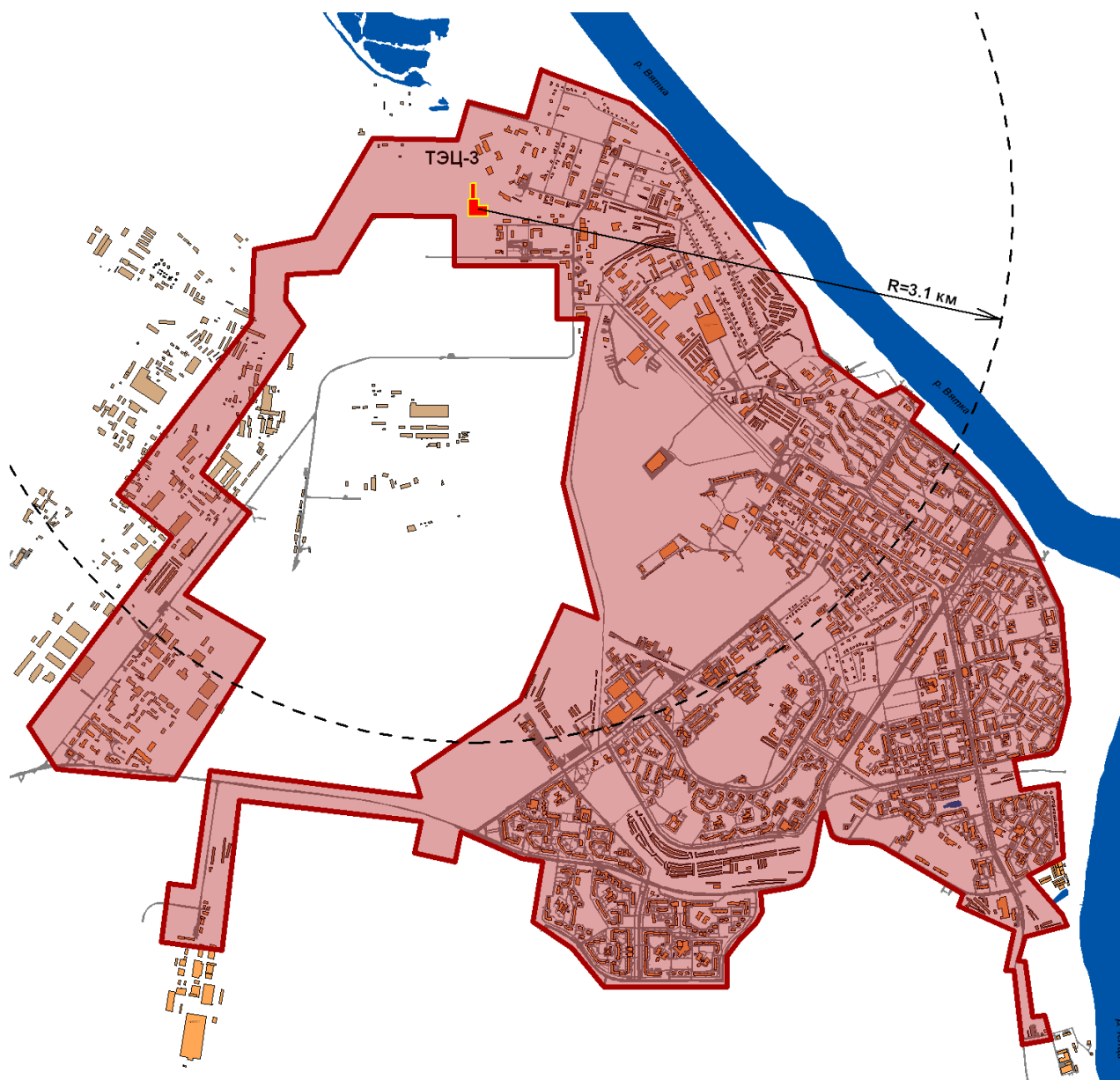


Рис. 4.2. Зона действия и эффективный радиус теплоснабжения (черная пунктирная линия) Кировской ТЭЦ-3



## 4.2. Зона действия котельной микрорайона Каринторф

Котельная БМК-8,0 является единственным источником тепловой мощности на нужды отопления и вентиляции микрорайона Каринторф.

Зона действия котельной изображена на рис. 4.3.



**Рис. 4.1. Зона действия котельной (выделена красным) с указанием тепловых сетей (выделены синим)**

Котельной БМК – 8,0 осуществляет теплоснабжение потребителей тепловой энергии в микрорайоне Каринторф на улицах Вокзальная, Дачная, Кооперативная, Лесная, Ленинская, Комсомольская, Октябрьская Советская, Участковая и Алексея Краева.

Кроме того котельная осуществляет теплоснабжение ЗАО «ВяткаТорф», СБО Водоканал, ОАО Ростелеком, КОГУП ЦРА-99 и ряда других предприятий и организаций.

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

### 5.1. Значения потребления тепловой энергии (мощности) в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха в зоне действия Кировской ТЭЦ-3

Значения потребления тепловой энергии для каждого потребителя в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха представлены в Приложении 1 настоящей Книги.

Суммарная тепловая нагрузка ТЭЦ-3 в паре и горячей воде согласно заключённым договорам теплоснабжения составляет 559,62 Гкал/ч (см. табл. 5.1.1).

Таблица 5.1.1

№ п/п	Потребитель	Тепловая нагрузка, Гкал/ч			
		Пар	Горячая вода		
			Отопление и вентиляция	ГВС (средне-недельный)	Всего
1	ОАО «КТК» (город)	-	360,5	81,5	442
2	ООО "Завод Полимеров КЧХК"	36,00	71,09	-	71,09
3	ООО "Русплитпром"	7,72	-	-	-
4	МУП "Водоканал"	1,25	-	-	-
5	ОАО "АТХ"	-	0,652	-	0,652
6	ООО "ЗЖБИ"	0,28	-	-	-
7	ООО "ЭСО КЧХК"	-	0,1738	-	0,1738
8	ООО "Вуком"	-	0,090	-	0,090
9	ЧП Катаев	-	0,0275	-	0,0275
10	Нижегородская Таможня	-	0,025	-	0,025
11	Козулин К.И.	-	0,0119	-	0,0119
12	Гаражный кооператив А3-9	-	0,010	-	0,010
13	Управление государственного автодорожного надзора	-	0,005	-	0,005
14	ОАО "Кировэнергоспецремонт"	-	0,184	-	0,184
15	ООО "Вятка-Промжелдортранс"	-	0,0994	-	0,0994
<b>Итого</b>		<b>45,25</b>	<b>432,87</b>	<b>81,5</b>	<b>514,37</b>

Для определения фактических тепловых нагрузок потребителей в городе был произведён анализ данных коммерческих приборов учёта, установленных на ТЭЦ-3 за 2011, 2012, 2013 гг. Фактические данные отпуска тепловой энергии с горячей водой от ТЭЦ-3 за 2011 - 2013 гг. представлены на рис. 5.1.1.

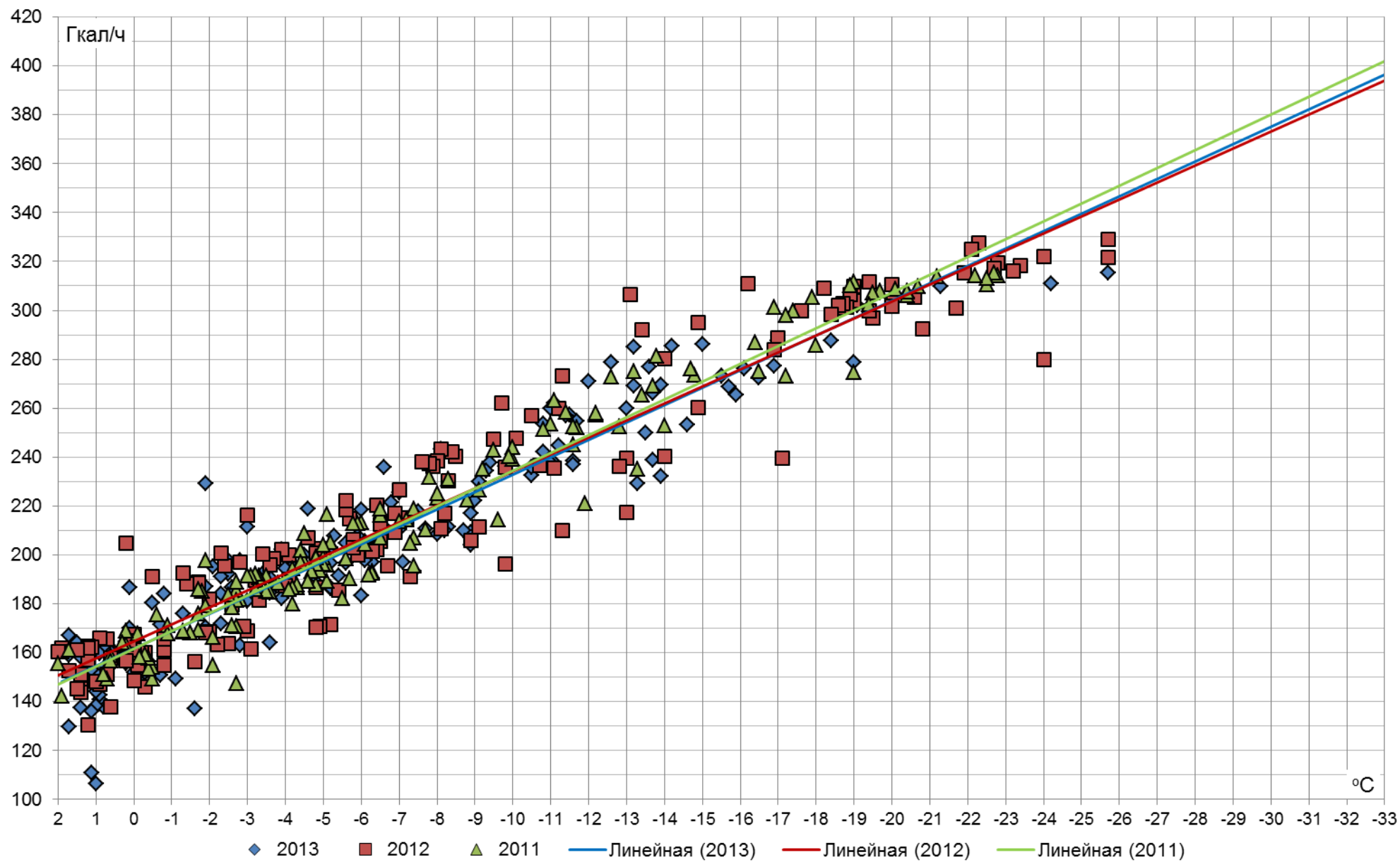


Рис. 5.1.1. Отпуск тепловой энергии с горячей водой от ТЭЦ-3 в зависимости от температуры наружного воздуха за 2011 - 2013 гг.

В табл. 5.1.2 представлены сводные данные по отпуску тепловой энергии с горячей водой с коллекторов ТЭЦ-3.

Таблица 5.1.2

Наименование показателя	Тепловая нагрузка ТЭЦ-3 в горячей воде, Гкал/ч		
	2011 г.	2012 г.	2013 г.
Договорная нагрузка потребителей	514,37	514,37	514,37
Достигнутый максимум отпуска тепловой энергии	315,41	328,96	315,42
Достигнутый максимум отпуска тепловой энергии, приведённый к расчётной температуре наружного воздуха (-33 °С)	365,8	381,5	391,5

Как следует из данных, представленных в табл. 5.1.2, достигнутый максимум тепловой нагрузки, приведённый к расчётной температуре наружного воздуха за 2011, 2012, 2013 гг. составляет близкие значения (от 365,8 до 391,5 Гкал/ч) и хорошо соотносится с прогнозом фактического отпуска тепла (см. рис. 5.1.1.), который составляет около 390 Гкал/ч при температуре наружного воздуха -33 °С. Таким образом, фактический отпуск тепловой энергии с горячей водой с коллекторов ТЭЦ-3 при температуре наружного воздуха -33 °С принимается равным 390 Гкал/ч.

Фактические расчётные тепловые нагрузки потребителей ОАО «КТК» в горячей воде на нужды отопления и горячего водоснабжения были приняты по данным «Энергетических характеристик систем транспорта тепловой энергии г. Кирово-Чепецк» на балансе ОАО «Кировская теплоснабжающая компания», которые составляют соответственно 235 и 17,8 Гкал/ч.

При расчёте фактической тепловой нагрузки потребителей ТЭЦ-3 в горячей воде (см. табл. 5.1.3) при расчётной температуре наружного воздуха учитываются нормативные потери тепла в тепловой сети, которые составляют 32,1 Гкал/ч.

Таблица 5.1.3

Наименование показателя	Значение показателя, Гкал/ч		
	ОАО «КТК»	Прочие потребители	Сумма по городу
Фактическая тепловая нагрузка потребителей, в том числе	252,8	105,1	357,9
- отопление и вентиляция	235	105,1	340,1
- ГВС (средненедельный)	17,8	0	17,8

Суммарная фактическая нагрузка потребителей ТЭЦ-3 в сетевой воде при -33 °С принята равной 357,9 Гкал/ч, что значительно ниже договорной нагрузки ТЭЦ-3.

По результатам анализа отпуска тепловой энергии с паром от ТЭЦ-3 необходимо отметить следующее:

- отпускаемый с ТЭЦ-3 пар используется промышленными потребителями для технологических целей, соответственно расход пара слабо зависит от температуры наружного воздуха

- количество отпускаемого пара за последние 3 года практически не изменилось (см. табл. 5.1.4.);

- договорные тепловые нагрузки в паре значительно превышают фактический отпуск тепловой энергии с ТЭЦ (см. табл. 5.1.4).

**Таблица 5.1.4**

№ п/п	Наименование показателя	Значение показателей, Гкал/ч		
		2011 г.	2012 г.	2013 г.
1	Максимальный достигнутый отпуск пара промышленному потребителю за год.	43,7	40,8	38,6
2	Среднее значение отпуска пара промышленному потребителю за год.	29,9	30,4	30,4
3	Тепловая нагрузка по договору теплоснабжения	45,5		

По результатам выполненного анализа была определена фактическая нагрузка ТЭЦ-3 в паре, которая составляет 35 Гкал/ч.

## 5.2. Значения потребления тепловой энергии (мощности) в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха в зоне действия котельной микрорайона Каринторф

### 5.2.1. Значения потребления тепловой энергии для каждого потребителя при расчетных температурах наружного воздуха в микрорайоне Каринторф

Значения потребления тепловой энергии для каждого потребителя при расчетных температурах наружного воздуха представлены в табл. 5.2.1. Суммарная тепловая нагрузка котельной микрорайона Каринторф в горячей воде составляет 4,04 Гкал/ч.

Таблица 5.2.1.

№ п/п	Потребители тепловой энергии	Отопление			Вентиляция			
		Часовой расход тепла на отопление (Ккал/час)	Температура воздуха внутри помещения (°С)	Годовой расход тепла на отопление (Гкал)	Вентиляционная характеристика здания (Ккал/м <sup>3</sup> ч °С)	Часовой расход тепла на вентиляцию (Ккал/ч)	Часовая потребность тепла потребителя (Ккал/час)	Годовая потребность тепла потребителя (Гкал)
<b>Жилые дома, стоящие на балансе</b>								
1	ул. Вокзальная, 1	64794	20	241,14	0	0	64794	241
2	ул. Вокзальная, 2	52392	20	166,38	0	0	52392	166
3	ул. Вокзальная, 3	9108	20	38,1	0	0	9108	38
4	ул. Вокзальная, 4	49076	20	164,64	0	0	49076	165
5	Дачная 2	85043	20	283,44	0	0	85043	283
6	Кооперативная 2	43 262	20	179,58	0	0	43262	180
7	Кооперативная 3	41250	20	175,62	0	0	41250	176
8	Кооперативная 4	64263	20	257,36	0	0	64263	237
9	Кооперативная 5	43815	20	160,08	0	0	43815	160
10	Кооперативная 6	10445	20	39,49	0	0	10445	39
11	Кооперативная 7	64108	20	244,32	0	0	64108	241
12	Лесная 7а	84866	20	282,9	0	0	84866	283
13	Лесная 9	65037	20	241,74	0	0	65037	242
14	Ленинская 1	24427	20	72	0	0	24427	72
15	Ленинская 2	12578	20	56,34	0	0	12578	56
16	Ленинская 2а	20913	20	66,61	0	0	20913	67
17	Ленинская 2в	171505	20	493,38	0	0	171505	493
18	Ленинская 3	24626	20	78,48	0	0	24626	78
19	Ленинская 4	24118	20	73,2	0	0	24118	73
20	Ленинская 6	53652	20	189,9	0	0	53652	190
21	Ленинская 6а	68242	20	209,16	0	0	68242	209
22	Ленинская 7	45760	20	201,72	0	0	45760	202
23	Ленинская 8	40256	20	154,38	0	0	40256	154
24	Ленинская 9	63379	20	205,74	0	0	63379	206
25	Ленинская 10	39482	20	153,84	0	0	39482	154
26	Ленинская 11	44014	20	157,98	0	0	44014	158
27	Ленинская 11а	42002	20	158,08	0	0	42002	157
28	Ленинская 12	41471	20	131,7	0	0	41471	132
29	Ленинская 13	38819	20	154,8	0	0	38819	155
30	Ленинская 15	41670	20	150,3	0	0	41670	150
31	Ленинская 17	41648	20	105,9	0	0	41648	106
32	Октябрьская 1	24295	20	74,7	0	0	24295	75
33	Октябрьская 1а	91542	20	306	0	0	91542	306

№ п/п	Потребители тепловой энергии	Отопление			Вентиляция			
		Часовой расход тепла на отопление (Ккал/час)	Температура воздуха внутри помещения (°С)	Годовой расход тепла на отопление (Гкал)	Вентиляционная характеристика здания (Ккал/м <sup>3</sup> ч °С)	Часовой расход тепла на вентиляцию (Ккал/ч)	Часовая потребность тепла потребителя (Ккал/час)	Годовая потребность тепла потребителю (Гкал)
34	Октябрьская 2	61544	20	174,54	0	0	61544	175
35	Октябрьская 26	62649	20	240,86	0	0	62649	241
36	Октябрьская 3	37581	20	137,82	0	0	37581	138
37	Октябрьская 4	53121	20	202,56	0	0	53121	203
38	Октябрьская 5	23808	20	72,6	0	0	23808	73
39	Октябрьская 5а	56636	20	180,42	0	0	56636	180
40	Октябрьская 6	38553	20	156,18	0	0	38553	156
41	Октябрьская 7	51817	20	166,02	0	0	51817	166
42	Октябрьская 10	42466	20	154,32	0	0	42466	154
43	Октябрьская 11	53099	20	168,72	0	0	53099	169
44	Октябрьская 13	53917	20	169,26	0	0	53917	169
45	Октябрьская 14	2609	20	34,99	0	0	2609	35
46	Октябрьская 15	46887	20	144,96	0	0	46887	145
47	Октябрьская 17а	10209	20	42,78	0	0	10209	43
48	Октябрьская 19	4167	20	19,33	0	0	4167	19
49	Советская 1	43019	20	159,54	0	0	43019	160
50	Советская 3	64130	20	227,82	0	0	64130	228
51	Участковая 4	40587	20	150,42	0	0	40587	150
52	Участковая 4а	35746	20	145,5	0	0	35746	146
53	Участковая 5	159041	20	370,32	0	0	159041	370
54	Участковая 7	84866	20	278,7	0	0	84866	279
55	Ал. Краева 1	44832	20	146,16	0	0	44832	146
56	Ал. Краева 3	41737	20	155,94	0	0	41737	156
57	Ул. Ал. Краев, 3/1	60969	20	63,64	0	0	60969	64
58	ул. Ленинская 6/1	60925	20	63,13	0	0	60925	63
59	ул. Ленинская 7/1	66098	20	74,94	0	0	66098	75
60	ул. Ал. Краева 5	41538	20	158,04	0	0	41 538	158
<b>61</b>	<b>Итого</b>	<b>2 974 409</b>		<b>9707,5</b>			<b>2 974 409</b>	<b>9708</b>
<b>62</b>	<b>Частный сектор</b>							
63	Кооперативная 2а	8975	20	30,97	0	0	8975	31
64	Октябрьская 16		20	27,56	0	0	0	28
<b>65</b>	<b>ВСЕГО по частному сектору</b>						<b>8 975</b>	<b>31</b>
<b>66</b>	<b>ВСЕГО по жилфонду</b>						<b>2 983 384</b>	<b>9 738</b>
67	Объекты МУП "Коммунальное хозяйство"							
68	Гараж с РМЗ	22277	10		0	0	22277	0
69	Баня центрального поселка	4726	25		0	0	4726	0
70	Столярная мастерская	5867	15		0	0	5867	0
71	Контора управления	16226	18		0	0	16226	0
72	Котельная	18114	16		0	0	18114	0
<b>73</b>	<b>Всего по объектам МУП "Коммунальное хозяйство"</b>	<b>66597</b>					<b>67 209</b>	<b>0</b>

№ п/п	Потребители тепловой энергии	Отопление			Вентиляция			
		Часовой расход тепла на отопление (Ккал/час)	Температура воздуха внутри помещения (°С)	Годовой расход тепла на отопление (Гкал)	Вентиляционная характеристика здания (Ккал/м <sup>3</sup> ч °С)	Часовой расход тепла на вентиляцию (Ккал/ч)	Часовая потребность тепла потребителя (Ккал/час)	Годовая потребность тепла потребителю (Гкал)
<b>Сторонние организации</b>								
74	ЗАО "ВяткаТорф"							
75	Пост эл. Централизации	16350	16	84,51	0	0	16350	85
76	Здание мех. мастерских ст. технич. обслуж.	28518	16		0,5	30000	58518	19
77	Кузница	7641	10		0,7	14106	21748	7
78	Здание тепловозное депо	268564	16	652,48	0,4	282320	551084	890
79	Здание автогаража	78248	10	162,36	0	0	78248	162
80	Помещение в здании управления	31355	18	53,98	0,15	11497	42852	62
81	Всего по ЗАО "ВяткаТорф"	430676		953,32	1,75	338124	768800	1225
82	СБО Водоканал	15471	16	76,42	0	0	15471	76
83	Водонапорная башня Водоканал	35386	5		0	0	35386	0
84	насосная водозабор Водоканал	22000	12		0	0	22000	0
85	ОАО Ростелеком	15583	18		0	0	15583	0
86	КОГУП ЦРА-99	6724	20		0	0	6724	0
87	АК СБ РФ №5766	10626	18		0	0	10626	0
88	Почта России	5313	18		0	0	5313	0
89	ООО Айна столовая	15571	16		0	0	15571	0
90	ООО Айна магазин	13500	15		0,7	26171	39671	21
91	ООО Европа маг. Яшма	6016	15		0	0	6016	0
92	МУП Мелкий Опт	14015	15		0	0	14015	0
93	Чернышева М. А.	9116	16		0	0	9116	0
94	ЧП Лысков кабельное	5157	16		0	0	3137	0
95	ИП Корминкова И. О. магазин	5872	15		0	0	5872	0
96	ИП Перевалова	7907	15		0	0	7907	0
97	Здание Облгаз	1164	18		0	0	1164	0
98	ООО «Вятка Связь Сервис»	3562	18		0	0	3562	0
99	Итого	190962		76,42	1	26171	217133	98
100	АГО							
101	Больничный городок							
102	общее отделение	26651	20	68,07	0	0	26651	68
103	инфекционное отделение	39072	20		0	0	39072	0
104	прачечная	6316	15		0	0	6316	0
105	гаражи	2365	10		0	0	2365	0
106	бухгалтерия больницы	4304	20		0	1	4305	0



№ п/п	Потребители тепловой энергии	Отопление			Вентиляция			
		Часовой расход тепла на отопление (Ккал/час)	Температура воздуха внутри помещения (°С)	Годовой расход тепла на отопление (Гкал)	Вентиляционная характеристика здания (Ккал/м <sup>3</sup> ч °С)	Часовой расход тепла на вентиляцию (Ккал/ч)	Часовая потребность тепла потребителя (Ккал/час)	Годовая потребность тепла потребителю (Гкал)
107	Средняя школа	219834	20	571,771	0	0	219834	572
108	Здание АГО	8535	18		0	0	8535	0
109	Центр досуга и отдыха	15951	18	59,46	0	0	15 951	59
110	Детский комбинат	38759	22		0	0	38759	0
111	Всего по АГО	361787		699,3	0	0	361788	699
112	<b>Всего по сторонние организации</b>	<b>983426</b>		<b>1729,04</b>	<b>0</b>	<b>364295</b>	<b>1347721</b>	<b>2022</b>
113	<b>Итого по жилфонду</b>	<b>2983384</b>	<b>0</b>	<b>9766,04</b>		<b>0</b>	<b>2 983 384</b>	<b>9738</b>
114	Объекты МУП "Коммунальное хозяйство"	66597	0	0		0	67 209,42	0
115	Сторонние организации	983426	0	1729,04		26171	985 933	2022
116	<b>ВСЕГО по котельной</b>	<b>4 033406</b>		<b>11495,08</b>		<b>26171</b>	<b>4 036 526</b>	<b>11 761</b>
117	из них							
118	Бюджетные всего			699	0	0		699
119	больница	294237,6	16,6	68,07	0	0	294237,6	68
120	школа	219834	18	571,77	0	0	218834	572
121	детск. комбинат	38759	20	0	0	0	38759	0
122	центр досуга и отдыха	38759	20	59,46	0	0	38759	59
123	здание администрации	15950,59	16	0	0	0	15950,59	0

Типы потребителей тепловой энергии от котельной микрорайона Каринторф представлены на графике рис. 5.2.1.

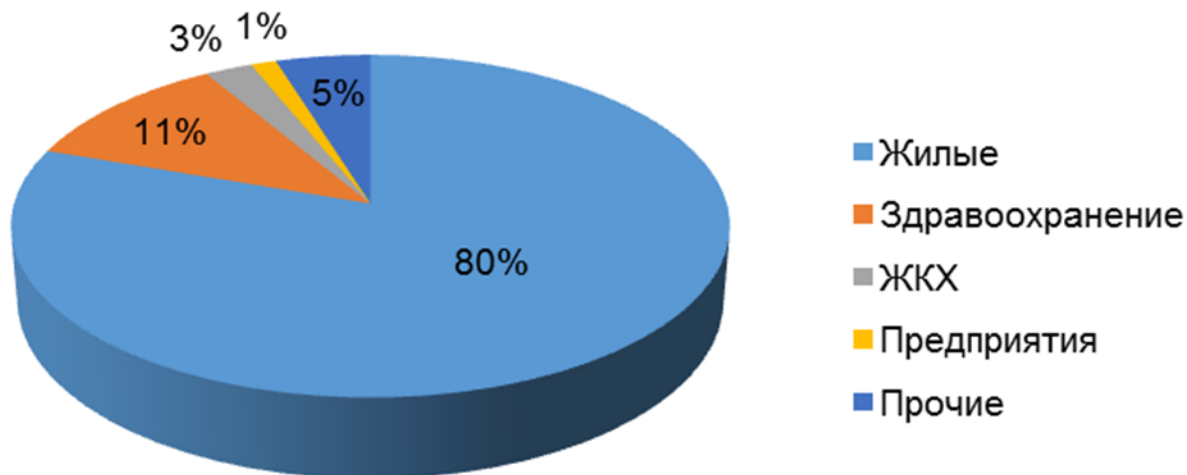


Рис. 5.2.1. Типы потребителей тепловой энергии от котельной микрорайона Каринторф

Анализ графика 5.2.1 показывает, что 80 % тепловой энергии потребляется жилыми домами, на долю объектов здравоохранения приходится 11 % потребляемой тепловой энергии, доля остальных потребителей составляет 9 %.

### 5.2.2. Анализ фактического отпуска тепловой энергии в сеть в зависимости от температуры наружного воздуха в микрорайоне Каринторф

Для определения фактических тепловых нагрузок потребителей в микрорайоне был произведён анализ данных коммерческих приборов учёта, установленных на котельной за 2014 г.

Сопоставление фактических и нормативных данных отпуска тепловой энергии с горячей водой от котельной микрорайона Каринторф за 2014 г. представлены на рис. 5.1.3.

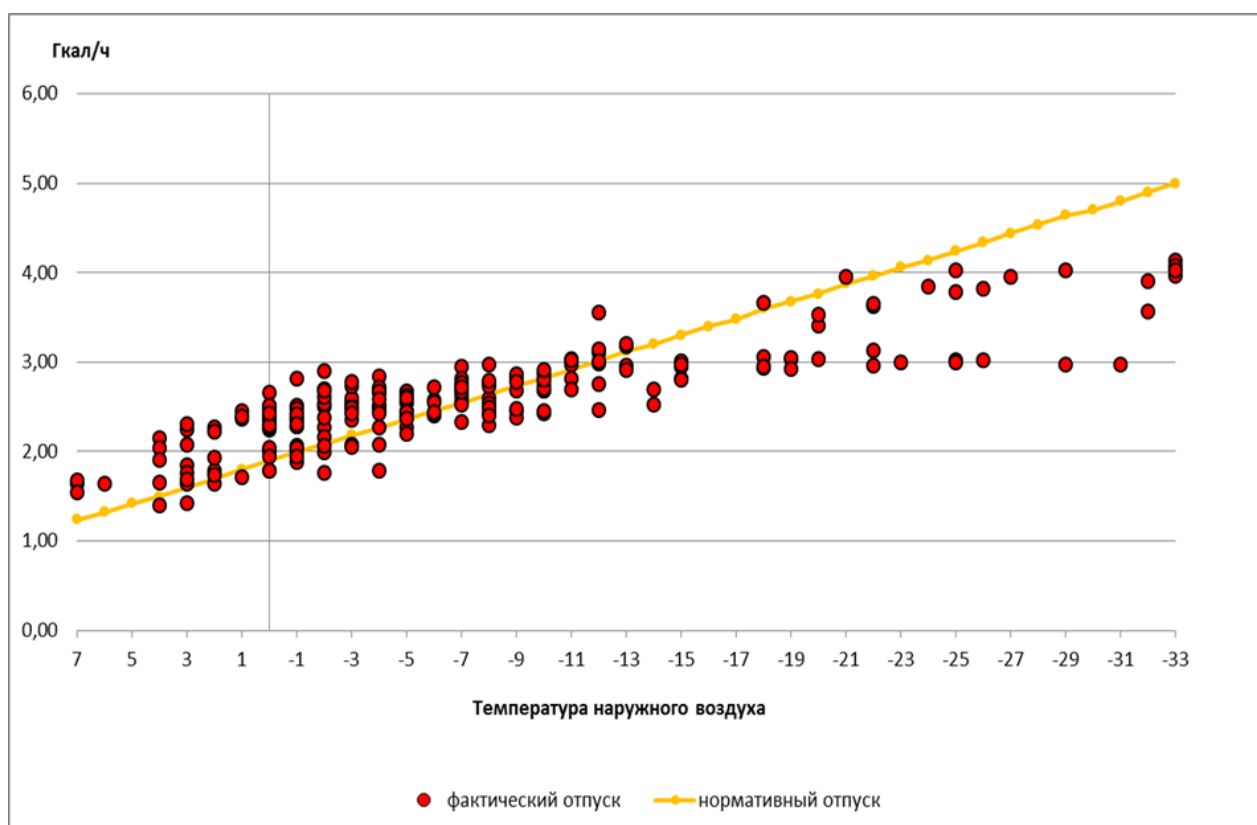


Рис 5.1.2. Фактические и нормативные значения отпуска тепловой энергии в сеть в зависимости от температуры наружного воздуха за 2014 г.

По результатам выполненного анализа была определена фактическая нагрузка котельной микрорайона Каринторф в горячей воде, которая составляет 4,0 Гкал/ч.

### 5.3. Описание случаев (условий) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии

Информация о случаях применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии отсутствует.

### 5.4. Значения потребления тепловой энергии при расчетных температурах воздуха за отопительный период и за год в целом в зонах действия источников тепловой энергии

Средние значения температуры наружного воздуха в отопительном периоде и его продолжительность определены на основании соответствующих фактических данных, полученных за последние 5 лет для г. Кирово-Чепецка. Средняя температура наружного воздуха за отопительный период равна минус 5,4 °С.

Значения потребления тепловой энергии в зонах действия источников за отопительный период и за год в целом по видам теплоснабжения представлены в табл.5.3.1.

Таблица 5.3.1

№ п/п	Наименование источника	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 неотопительный период, Гкал	Суммарное потребление тепловой энергии за год, Гкал
1	Кировская ТЭЦ-3	1 201 549,0	93 556,8	1 295 105,8	62 371,2	1 357 477,0
2.	Котельная микрорайона Каринторф	14 065	-	14 065	-	14 065

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

Постановлением № 138/50 от 07.02.2012 г. Правительства Кировской области установлены нормативы потребления тепловой энергии, представленные в табл.5.4.1.

Таблица 5.4.1

№ п/п	Этажность	Норматив отопления (Гкал на один м <sup>2</sup> общей площади жилого помещения в месяц)	
		До 1999 года постройки включительно	После 1999 года постройки
1	1-этажные	0,0317	0,0101
2	2-этажные	0,0317	0,0101
3	3-этажные	0,0209	0,0108
4	4-этажные	0,0209	0,0113
5	5-этажные	0,0179	0,0113
6	6-этажные	0,0179	0,0096

№ п/п	Этажность	Норматив отопления (Гкал на один м <sup>2</sup> общей площади жилого помещения в месяц)	
		До 1999 года постройки включительно	После 1999 года постройки
7	7-этажные	0,0179	0,0096
8	8-этажные	0,0179	0,0096
9	9-этажные	0,0179	0,0083
10	10-этажные	0,0164	0,0082
11	12-этажные	0,0184	0,0081
12	14-этажные	0,0171	0,0073

Постановлением № 138/49 от 07.02.2012 г. Правительства Кировской области установлены нормативы потребления горячего, холодного водоснабжения и водоотведения, представленные в табл.5.4.2.

Таблица 5.4.2

№ п/п	Степень благоустройства многоквартирного дома и жилого дома	Водоснабжение, м <sup>3</sup> на 1 человека в месяц			Водо- отведение, куб. метров на 1 человека в месяц
		всего	горячее водоснаб- жение	холодное водоснабжение	
1	14-этажные многоквартирные дома с горячим и холодным водоснабжением, оборудованные ванной с душем, раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	9,206	3,852	5,354	9,206
2	12-этажные многоквартирные дома с горячим и холодным водоснабжением, оборудованные ванной с душем, раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	8,971	3,754	5,217	8,971
3	10-этажные многоквартирные дома с горячим и холодным водоснабжением, оборудованные ванной с душем, раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	8,736	3,655	5,081	8,736
4	9-этажные многоквартирные дома с горячим и холодным водоснабжением, оборудованные ванной с душем, раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	8,618	3,606	5,012	8,618
5	9-этажные многоквартирные дома с горячим и холодным водоснабжением, оборудованные ванной с душем, раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	7,351	2,907	4,444	7,351
6	8-этажные многоквартирные дома с горячим и холодным водоснабжением, оборудованные ванной с душем, раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	8,501	3,557	4,944	8,501
7	8-этажные многоквартирные дома с горячим и холодным водоснабжением, оборудованные душем, раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	7,251	2,867	4,384	7,251

№ п/п	Степень благоустройства многоквартирного дома и жилого дома	Водоснабжение, м <sup>3</sup> на 1 человека в месяц			Водоотведение, куб. метров на 1 человека в месяц
		всего	горячее водоснабжение	холодное водоснабжение	
8	7-этажные многоквартирные дома с горячим и холодным водоснабжением, оборудованные ванной с душем, раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	8,382	3,508	4,874	8,382
9	7-этажные многоквартирные дома с горячим и холодным водоснабжением, оборудованные душем, раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	7,151	2,827	4,324	7,151
10	6-этажные многоквартирные дома с горячим и холодным водоснабжением, оборудованные ванной с душем, раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	8,266	3,458	4,808	8,266
11	6-этажные многоквартирные дома с горячим и холодным водоснабжением, оборудованные душем, раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	7,050	2,788	4,262	7,050
12	5-этажные многоквартирные дома с горячим и холодным водоснабжением, оборудованные ванной с душем, раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	8,148	3,409	4,739	8,148
13	5-этажные многоквартирные дома с горячим и холодным водоснабжением, оборудованные душем, раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	6,950	2,748	4,202	6,950
14	5-этажные многоквартирные дома с холодным водоснабжением, с газоснабжением, оборудованные раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	4,331	-	4,331	4,331
15	5-этажные многоквартирные дома с холодным водоснабжением, с газоснабжением, оборудованные раковиной, мойкой, с централизованным водоотведением	3,516	-	3,516	3,516
16	5-этажные многоквартирные дома с холодным водоснабжением, с водонагревателями на твердом топливе, оборудованные ванной с душем, раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	5,015	-	5,015	5,015
17	5-этажные многоквартирные дома с холодным водоснабжением, с водонагревателями, оборудованные ванной с душем, раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	6,780	-	6,780	6,780
18	5-этажные многоквартирные дома с холодным водоснабжением, с водонагревателями, оборудованные душем, раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	5,582	-	5,582	5,582

№ п/п	Степень благоустройства многоквартирного дома и жилого дома	Водоснабжение, м <sup>3</sup> на 1 человека в месяц			Водоотведение, куб. метров на 1 человека в месяц
		всего	горячее водоснабжение	холодное водоснабжение	
19	5-этажные многоквартирные дома с горячим и холодным водоснабжением, оборудованные раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	4,331	1,303	3,028	4,331
20	4-этажные многоквартирные дома с горячим и холодным водоснабжением, оборудованные ванной с душем, раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	8,030	3,360	4,670	8,030
21	4-этажные многоквартирные дома с холодным водоснабжением, с водонагревателем, оборудованные ванной с душем, раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	6,682	-	6,682	6,682
22	4-этажные многоквартирные дома с горячим и холодным водоснабжением, оборудованные душем, раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	6,850	2,708	4,142	6,850
23	4-этажные многоквартирные дома с холодным водоснабжением, с газоснабжением, оборудованные раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	4,269	-	4,269	4,269
24	4-этажные многоквартирные дома с горячим и холодным водоснабжением, оборудованные раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	4,269	1,284	2,985	4,269
25	4-этажные многоквартирные дома с холодным водоснабжением, с газоснабжением, оборудованные раковиной, мойкой, с централизованным водоотведением	3,466	-	3,466	3,466
26	4-этажные многоквартирные дома с холодным водоснабжением, с водонагревателями на твердом топливе, оборудованные ванной с душем, раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	4,942	-	4,942	4,942
27	4-этажные многоквартирные дома с холодным водоснабжением, с водонагревателями, оборудованные ванной с душем, раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	6,682	-	6,682	6,682
28	4-этажные многоквартирные дома с холодным водоснабжением, с водонагревателями, оборудованные душем, раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	5,502	-	5,502	5,502
29	3-этажные многоквартирные дома с горячим и холодным водоснабжением, оборудованные ванной с душем, раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	7,913	3,311	4,602	7,913

№ п/п	Степень благоустройства многоквартирного дома и жилого дома	Водоснабжение, м <sup>3</sup> на 1 человека в месяц			Водоотведение, куб. метров на 1 человека в месяц
		всего	горячее водоснабжение	холодное водоснабжение	
30	3-этажные многоквартирные дома с холодным водоснабжением, с водонагревателем, оборудованные ванной с душем, раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	6,584	-	6,584	6,584
31	3-этажные многоквартирные дома с горячим и холодным водоснабжением, оборудованные душем, раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	6,750	2,669	4,081	6,750
32	3-этажные многоквартирные дома с холодным водоснабжением, с газоснабжением, оборудованные раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	4,206	-	4,206	4,206
33	3-этажные многоквартирные дома с горячим и холодным водоснабжением, оборудованные раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	4,206	1,265	2,941	4,206
34	3-этажные многоквартирные дома с холодным водоснабжением, с газоснабжением, оборудованные раковиной, мойкой, с централизованным водоотведением	3,415	-	3,415	3,415
35	3-этажные многоквартирные дома с холодным водоснабжением, с водонагревателями на твердом топливе, оборудованные ванной с душем, раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	4,870	-	4,870	4,870
36	3-этажные многоквартирные дома с холодным водоснабжением, с водонагревателями, оборудованные ванной с душем, раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	6,584	-	6,584	6,584
37	3-этажные многоквартирные дома с холодным водоснабжением, с водонагревателями, оборудованные душем, раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	5,421	-	5,421	5,421
38	2-этажные многоквартирные дома с горячим и холодным водоснабжением, оборудованные ванной с душем, раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	7,795	3,261	4,534	7,795
39	2-этажные многоквартирные дома с холодным водоснабжением, с водонагревателями, оборудованные ванной с душем, раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	6,486	-	6,486	6,486
40	2-этажные многоквартирные дома с холодным водоснабжением, с водонагревателями на твердом топливе, оборудованные ванной с душем, раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	4,798	-	4,798	4,798

№ п/п	Степень благоустройства многоквартирного дома и жилого дома	Водоснабжение, м <sup>3</sup> на 1 человека в месяц			Водоотведение, куб. метров на 1 человека в месяц
		всего	горячее водоснабжение	холодное водоснабжение	
41	2-этажные многоквартирные дома с горячим и холодным водоснабжением, оборудованные душем, раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	6,649	2,629	4,020	6,649
42	2-этажные многоквартирные дома с холодным водоснабжением, с газоснабжением, оборудованные раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	4,144	-	4,144	4,144
43	2-этажные многоквартирные дома с горячим и холодным водоснабжением, оборудованные раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	4,144	1,246	2,898	4,144
44	2-этажные многоквартирные дома с холодным водоснабжением, с газоснабжением, оборудованные раковиной, мойкой, с централизованным водоотведением	3,364	-	3,364	3,364
45	2-этажные многоквартирные дома с холодным водоснабжением, с водонагревателями, оборудованные ванной с душем, раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	6,486	-	6,486	6,486
46	2-этажные многоквартирные дома с холодным водоснабжением, с водонагревателями, оборудованные душем, раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	5,341	-	5,341	5,341
47	2-этажные многоквартирные дома с холодным водоснабжением, с водонагревателями, оборудованные раковиной, мойкой, без централизованного водоотведения	2,390	-	2,390	-
48	2-этажные многоквартирные дома с холодным и горячим водоснабжением, с газоснабжением, оборудованные раковиной, мойкой, без централизованного водоотведения	3,364	1,239	2,125	-
49	2-этажные многоквартирные дома с холодным водоснабжением, с водонагревателями на твердом топливе, оборудованные душем, раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	3,652	-	3,652	3,652
50	1-этажные многоквартирные дома с горячим и холодным водоснабжением, оборудованные ванной с душем, раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	7,678	3,212	4,466	7,678
51	1-этажные многоквартирные дома с холодным водоснабжением, с водонагревателем, оборудованные ванной с душем, раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	6,389	-	6,389	6,389



№ п/п	Степень благоустройства многоквартирного дома и жилого дома	Водоснабжение, м <sup>3</sup> на 1 человека в месяц			Водоотведение, куб. метров на 1 человека в месяц
		всего	горячее водоснабжение	холодное водоснабжение	
52	1-этажные многоквартирные дома с холодным водоснабжением, с водонагревателями на твердом топливе, оборудованные ванной с душем, раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	4,725	-	4,725	4,725
53	1-этажные многоквартирные дома с горячим и холодным водоснабжением, оборудованные душем, раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	6,549	2,589	3,960	6,549
54	1-этажные многоквартирные дома с холодным водоснабжением, с газоснабжением, оборудованные раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	4,081	-	4,081	4,081
55	1-этажные многоквартирные дома с горячим и холодным водоснабжением, оборудованные раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	4,081	1,227	2,854	4,081
56	1-этажные многоквартирные дома с холодным водоснабжением, с газоснабжением, оборудованные раковиной, мойкой, без централизованного водоотведения	3,313	-	3,313	-
57	Жилые дома, оснащенные водопроводом	1,700	-	1,700	-
58	Жилые дома с водопользованием из водоразборных колонок	0,91	-	0,91	-
59	1-этажные многоквартирные дома с холодным водоснабжением, с водонагревателями, оборудованные ванной с душем, раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	6,389	-	6,389	6,389
60	1-этажные многоквартирные дома с холодным водоснабжением, с водонагревателями, оборудованные душем, раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	5,260	-	5,260	5,260
61	1-этажные многоквартирные дома с холодным водоснабжением, с водонагревателями, оборудованные раковиной, мойкой, без централизованного водоотведения	2,354	-	2,354	-
62	1-этажные многоквартирные дома (общежития) с холодным и горячим водоснабжением, оборудованные душем, раковиной, мойкой, унитазом, с централизованным водоотведением	4,437	1,740	2,697	4,437
63	1-этажные многоквартирные дома с холодным и горячим водоснабжением, оборудованные раковиной, мойкой, без централизованного водоотведения	3,313	1,227	2,086	-

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

### 6.1. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия Кировской ТЭЦ-3

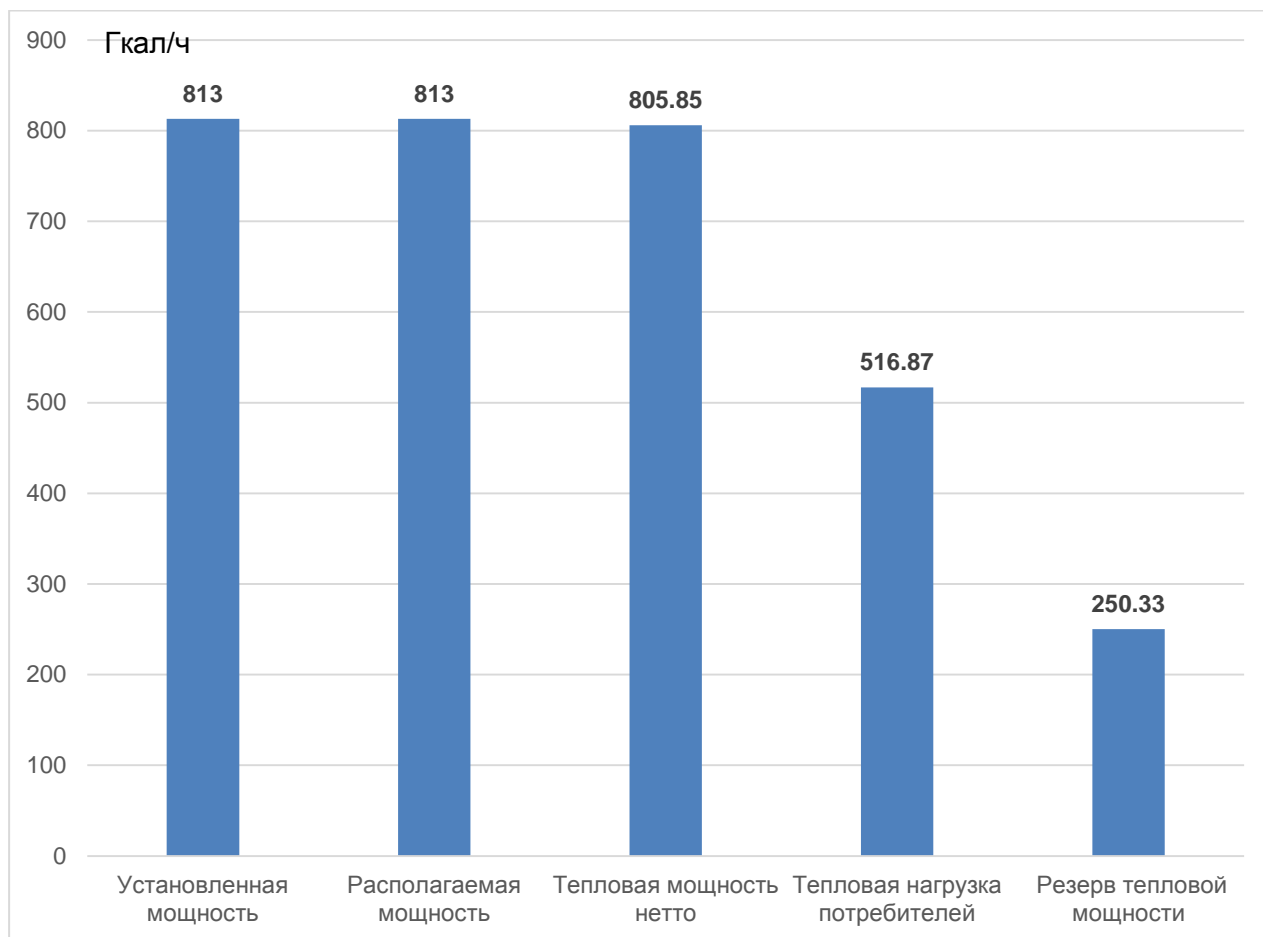
Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки ТЭЦ-3 за 2013 г. представлены в табл. 6.1.1 и на графике рис. 6.1.1.

Таблица 6.1.1

№ п/п	Наименование показателя	Значение показателя, Гкал/ч
1	Установленная мощность	813
2	Располагаемая мощность	813
3	Собственные нужды и потери тепловой энергии	7,15*
4	Тепловая мощность нетто	805,85
5	Потери в сетях, в том числе	38,65
5.1	- через изоляцию трубопроводов тепловой сети	28,5
5.2	- с утечками в тепловой сети	3,6
5.3	- через изоляцию паропроводов	6,55
6	Тепловая нагрузка потребителей договорная, в том числе:	559,62
	- отопление и вентиляция	432,87
	- ГВС (средненедельное)	81,5
	- пар	45,25
7	Тепловая нагрузка потребителей фактическая, в том числе:	516,87
	- отопление и вентиляция	340,1
	- ГВС (средненедельный)	17,8
	- пар	35,0
8	Резерв(+), дефицит(-) тепловой мощности	
	- при договорной тепловой нагрузке	+207,58
	- при фактической тепловой нагрузке	+250,33

\* При определении расхода тепловой энергии на собственные нужды рассматривается режим работы с максимальной загрузкой теплофикационного оборудования

Как следует из данных, представленных в табл. 6.1.1, Кировская ТЭЦ-3 обладает значительным резервом тепловой мощности при расчёте по фактической тепловой нагрузке потребителей. По данным на 01.01.2014 г. резерв тепловой мощности ТЭЦ составляет 250 Гкал/ч.



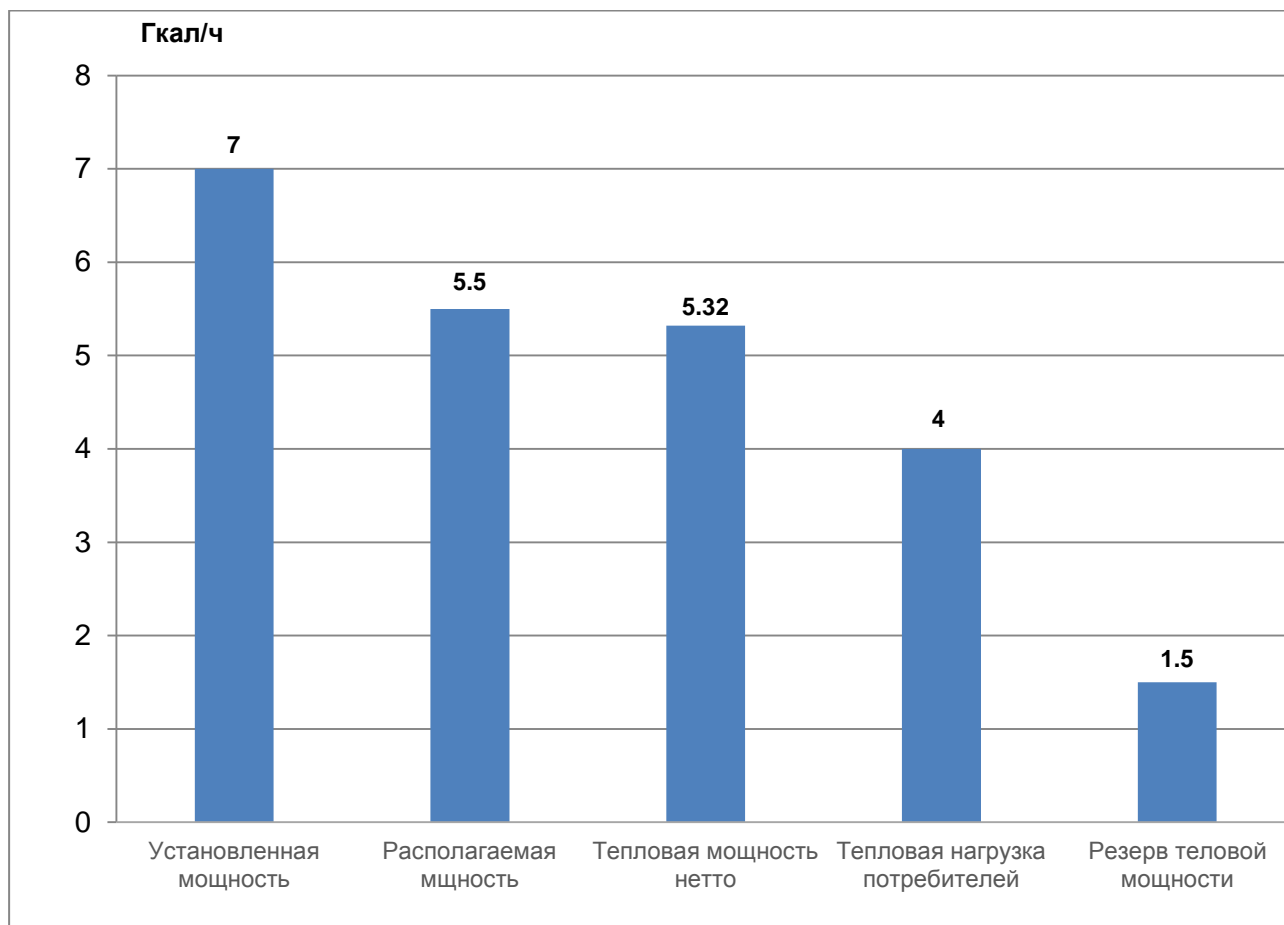
**Рис. 6.1.1. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности, тепловой мощности нетто, присоединенной тепловой нагрузки и резерва тепловой мощности**

## **6.2. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия котельной микрорайона Каринторф**

Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки котельной микрорайона Каринторф за 2013 г. представлены в табл. 6.2.1 и на графике рис. 6.2.1.

**Таблица 6.2.1**

№ п/п	Наименование показателя	Значение показателя, Гкал/ч
1	Установленная мощность	7
2	Располагаемая мощность	5,5
3	Тепловая мощность нетто	5,32
4	Тепловая нагрузка потребителей	4,0
5	Резерв тепловой мощности	1,32



**Рис. 6.2.1. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности, тепловой мощности нетто, присоединенной тепловой нагрузки и резерва тепловой мощности**

Как следует из данных, представленных в табл. 6.2.1, котельная микрорайона Каринторф обладает значительным резервом тепловой мощности при расчёте по фактической тепловой нагрузке потребителей. По данным на 01.01.2014 г. резерв тепловой мощности котельной составляет 1,32 Гкал/ч.

## Раздел 7. Балансы теплоносителя

### 7.1. Балансы теплоносителя на Кировской ТЭЦ-3

Данные о номинальной и располагаемой производительности ВПУ, количестве и вместимости баков-аккумуляторов, а также резервах и дефицитах производительности ВПУ Кировской ТЭЦ-3 представлены в табл.7.1.1.

Таблица 7.1.1

Наименование показателя	Единица измерения	Отчётный год		
		2010 г.	2011 г.	2012 г.
Производительность ВПУ	тонн/ч	830	830	830
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	830	830	830
Потери располагаемой производительности	%	0,0	0,0	0,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	Ед.	3	3	3
Емкость баков аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	9	9	9
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тонн/ч	427,6	425,7	458
нормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	41,9	41,9	41,9
сверхнормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	385,7	383,8	416,1
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	тонн/ч	596	596	596
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	тонн/ч	-	-	-
Резерв(+)/дефицит (-) ВПУ	тонн/ч	402,4	404,3	372,0
Доля резерва	%	48,5	48,7	44,8

Основные параметры технологического оборудования, используемого в системе ХВО сетевой и питательной воды станции, представлены в табл.7.1.2.

Таблица 7.1.2

№ п/п	Кол-во	Наименование, тип, марка оборудования	Основные параметры
1.	2	Насос 12-НДС-60	$Q^* = 720 \text{ м}^3/\text{ч}$ ; $P = 0,021 \text{ МПа}$
2.	3	КСМ-150	$Q = 150 \text{ м}^3/\text{ч}$ ; $P = 0,060 \text{ МПа}$
3.	1	ПСВ-315-3-23	$Q = 1130 \text{ м}^3/\text{ч}$
4.	2	Вихревой смеситель	$Q = 500 \text{ м}^3/\text{ч}$
5.	4	Осветлитель коридорного типа	$Q = 225 \text{ м}^3/\text{ч}$
6.	4	Фильтр осветлительный скорый	$Q = 250 \text{ м}^3/\text{ч}$
7.	1	Насос Д-800-57	$Q = 800 \text{ м}^3/\text{ч}$ ; $P = 0,57 \text{ МПа}$
8.	1	Насос 200Д-60	$Q = 800 \text{ м}^3/\text{ч}$ ; $P = 0,6 \text{ МПа}$
9.	3	Насосы 6-НДВ	$Q = 800 \text{ м}^3/\text{ч}$ ; $P = 0,6 \text{ МПа}$
10.	3	Насосы Д-800-57	$Q = 800 \text{ м}^3/\text{ч}$ ; $P = 0,57 \text{ МПа}$
11.	8	Фильтры ФИПа I-3,4-0,5	$Q = 220 \text{ м}^3/\text{ч}$ ; $\varnothing 3400 \text{ мм}$
12.	4	Фильтры ФИПа I-3,0-0,5	$Q = 180 \text{ м}^3/\text{ч}$ ; $\varnothing 3400 \text{ мм}$

№ п/п	Кол-во	Наименование, тип, марка оборудования	Основные параметры
13.	4	ВЭУ	Q = 400 м <sup>3</sup> /ч
14.	2	Бак ХОВ	V = 400 м <sup>3</sup>
15.	3	Насосы Д-800-57	Q = 800 м <sup>3</sup> /ч; P = 0,57 МПа
16.	3	ПСВ-315-3-23 БО-200	Q = 1130 м <sup>3</sup> /ч Q = 550 м <sup>3</sup> /ч
17.	1	ПСВ-200-14-23	Q = 800 м <sup>3</sup> /ч
18.	1	Деаэратор ДВ-400	Q = 400 м <sup>3</sup> /ч
19.	1	Деаэратор ДВ-800	Q = 800 м <sup>3</sup> /ч
20.	2	Насос Д-800-57	Q = 800 м <sup>3</sup> /ч; P = 0,57 МПа
21.	2	Насос 1Д-1250-125	Q = 1250 м <sup>3</sup> /ч; P = 1,25 МПа
22.	3	Бак-аккумулятор	3000 м <sup>3</sup>
23.	1	Насос 200Д-90	Q = 720 м <sup>3</sup> /ч; P = 0,90 МПа
24.	1	Насос 1Д-1250-125	Q = 1250 м <sup>3</sup> /ч; P = 1,25 МПа
25.	2	Насосы Д-800-57	Q = 800 м <sup>3</sup> /ч; P = 0,57 МПа
26.	1	ПСВ-500-3-23	Q = 1130 м <sup>3</sup> /ч
27.	1	БО-200	Q = 550 м <sup>3</sup> /ч
28.	1	БП-200	Q = 1100 м <sup>3</sup> /ч
29.	2	Осветлитель ЦНИИ МПС	Q = 200 м <sup>3</sup> /ч
30.	2	Бак осветленной воды	V = 75 м <sup>3</sup>
31.	2	Насосы Х-200-150-500	Q = 315 м <sup>3</sup> /ч
32.	4	Фильтры ФОВ-2,6-0,6	Q = 25 ... 30 м <sup>3</sup> /ч
33.	4	Фильтры ФОВ-3,0-0,7	Q = 50 м <sup>3</sup> /ч
34.	2	Фильтры ФИПа1-2,0-0,6	Q = 10 ... 60 м <sup>3</sup> /ч
35.	4	Фильтры ФИПа1-3,4-0,6	Q = 10 ... 60 м <sup>3</sup> /ч
36.	3	Фильтры ФИПа1-3,4-0,6	Q = 90 ... 120 м <sup>3</sup> /ч
37.	2	Декарбонизатор с кольцами Рашига	Q = 300 м <sup>3</sup> /ч
38.	2	Бак Н-катионированной воды	V = 100 м <sup>3</sup>
39.	1	Насос 6НДВ-60	Q = 360 м <sup>3</sup> /ч
40.	2	Насос 8Х-12Т	Q = 280 м <sup>3</sup> /ч
41.	6	Фильтры ФИПа1-3,4-0,6	Q = 220 м <sup>3</sup> /ч
42.	2	Бак обессоленной воды	Q = 250 м <sup>3</sup> /ч
43.	1	Насос 6НДВ-60	Q = 300 м <sup>3</sup> /ч
44.	1	Насос Х200-150-500	Q = 315 м <sup>3</sup> /ч
45.	2	Деаэратор атмосферный	Q = 70 м <sup>3</sup> /ч; P = 0,025 МПа
46.	2	КСВ-125-140	Q = 125 м <sup>3</sup> /ч; P = 1,4МПа

\* Q, P, V – соответственно расход, давление пара (жидкости), объем аппарата.

## 7.2. Балансы теплоносителя на котельной микрорайона Каринторф

Подпитка тепловой сети на котельной осуществляется с помощью фильтров STRUCTURAL C-1665-A3, где осуществляется Na-катионирование и обезжелезивание воды.

Общая информация по водоподготовительной установке на котельной микрорайона Каринторф приведена в табл. 7.1.

Таблица 7.1

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
1	Объём тепловой сети	м <sup>3</sup>	146,5	146,5	146,5	146,5	146,5
2	Производительность ВПУ	т/ч	5	5	5	5	5
3	Располагаемая производительность ВПУ	т/ч	5	5	5	5	5
4	Потери располагаемой производительности	%	-	-	-	-	-
5	Собственные нужды	т/ч	-	-	-	-	-
6	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	Ед.	2	2	2	2	2
7	Емкость баков аккумуляторов	м <sup>3</sup>	100	100	100	100	100
8	Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
9	Всего подпитка тепловой сети	т/ч	3,6	3,6	3,6	3,8	3,4
10	Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч	15	15	15	15	15
11	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	т/ч	30	30	30	30	30
12	Резерв(+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,4	1,4	1,4	1,2	1,6

Водоподготовительная установка котельной включает в себя:

Фильтр 1-й ступени STRUCTURAL C-1665-A3 обезжелезивание – 2 шт.

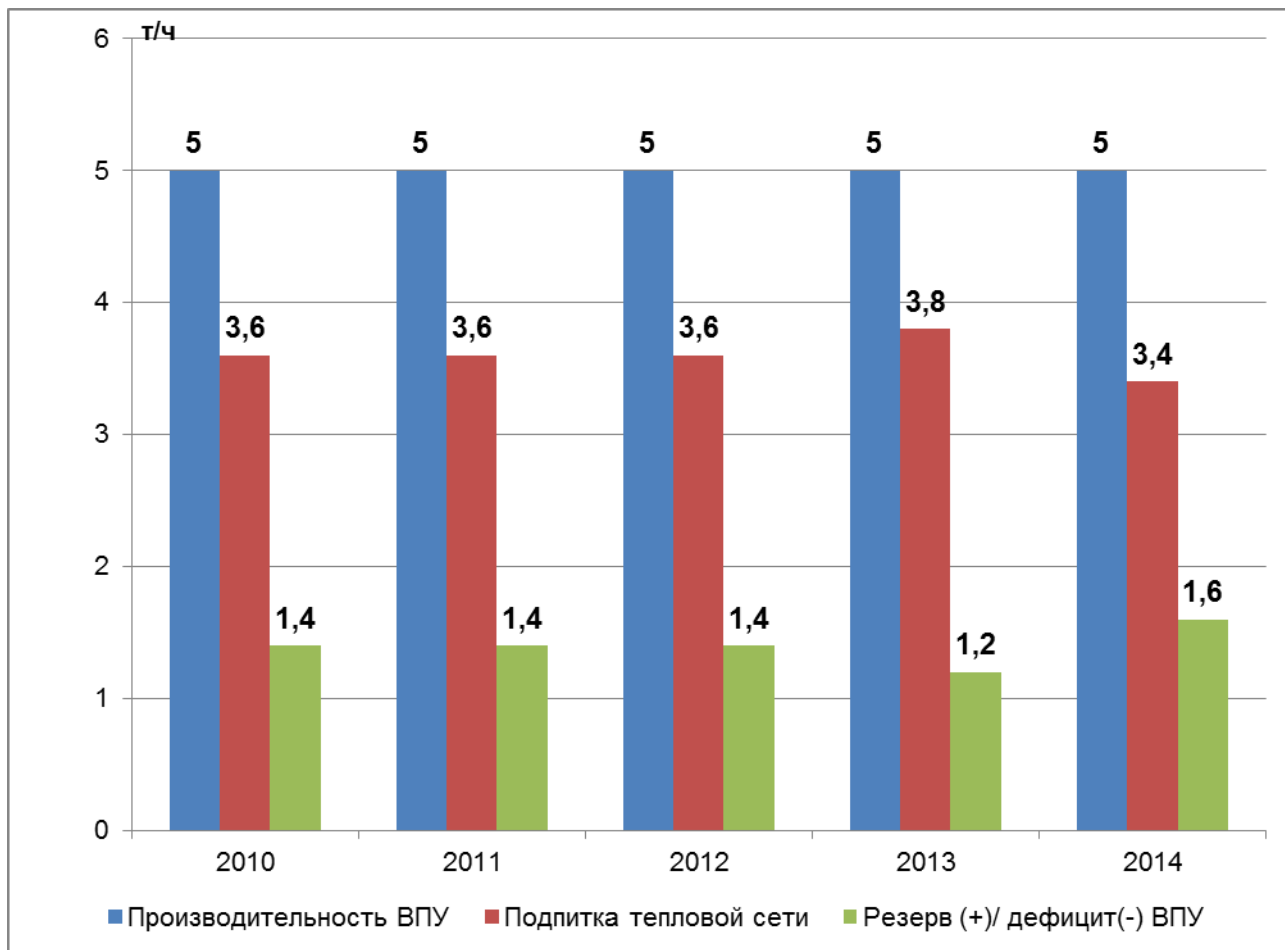
Фильтр 2-й ступени STRUCTURAL C-1665-A3 Na катионирование – 2 шт.

Аккумуляторный бак подпиточный, полезной вместимостью 1,44 м<sup>3</sup> – 1 шт.

Насосы исходной воды WILO MHI 404-1/E производительностью 8 м<sup>3</sup>/ч – 2 шт.

Подпиточные насосы WILO MHI 204-1/E производительностью 5 м<sup>3</sup>/ч – 2 шт.

На рис 7.1.1. .Произведен анализ производительности водоподготовительной установки, общей подпитки тепловой сети, резерва/дефицита на котельной микрорайона Каринторф за период 2010-2014 гг.



**Рис. 7.1.1. Балансы производительности водоподготовительной установки, общей подпитки тепловой сети, резерва/дефицита котельной БМК-8,0 на период 2010-2014 гг.**

Поскольку на котельной БМК-8,0 имеются резервы производительности водоподготовительной установки, то существует возможность расширения технологической зоны действия котельной микрорайона Каринторф.



## Раздел 8. Топливные балансы источников теплоснабжения

### 8.1. Топливные балансы Кировской ТЭЦ-3

Основным топливом для котлоагрегатов Кировской ТЭЦ-3 является природный газ, резервным – топочный мазут, каменный уголь.

Учет потребляемого газа станцией производится по узлу учета газа ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» – Кировское ЛПУМГ на ГРС «Киров-2».

Источником газоснабжения ТЭЦ-3 служит магистральный газопровод Оханск-Киров давлением 5,5 МПа. Калорийность газа в среднем за период 2010-2012 гг. составила 8 138 ккал/м<sup>3</sup>. Калорийность газа определялась по данным хим. лаборатории.

Приемка мазута от поставщиков и учет производился в соответствии с «Методическими указаниями по организации учета топлива на тепловых электростанциях» (РД 34.09.105-96). Качество поступающего мазута определяется в химической лаборатории ТЭЦ. Калорийность мазута в среднем за период 2010-2012 гг. составила 9 213 ккал/кг. Доставка мазута осуществляется железнодорожным транспортом. Поставщик мазута ОАО «Уфанефтехим».

Приемка угля от поставщиков и учет производился в соответствии с «Методическими указаниями по организации учета топлива на тепловых электростанциях» (РД 34.09.105-96). Качество поступающего угля определяется в химической лаборатории ТЭЦ. Калорийность угля в среднем за период 2010-2012 гг. составила 4 464 ккал/кг. В основном используются угли Кузнецкого бассейна марок Д (длиннопламенный) и Г (газовый). Доставка угля осуществляется железнодорожным транспортом.

Характеристики мазутного топлива и природного газа представлены в табл. 8.1.1 и 8.1.2.

Таблица 8.1.1

№ пп	Наименование определения	Единицы измерения	Норма для мазута М-100	Фактический результат	Метод испытания
1.	Вязкость условная при 100 °С, не более	градусы ВУ	6,8	6,4	ГОСТ 6258-85
2.	Массовая доля воды, не более	%	1,0	2,2	ГОСТ 2477-65
3.	Массовая доля серы, не более	%	0,5÷3,5	3,1	ГОСТ 3877-88
4.	Температура вспышки в открытом тигле, не менее	°С	110	135	ГОСТ 4333-87
5.	Теплота сгорания низшая в пересчете на сухое состояние, не менее	ккал/кг	9530÷9680	9433,0	ГОСТ 21261-91
6.	Теплота сгорания низшая	ккал/кг	-	9213,0	ГОСТ 21261-91
7.	Плотность при 20 °С	г/см <sup>3</sup>	-	1,0076	ГОСТ 3900-85

Таблица 8.1.2

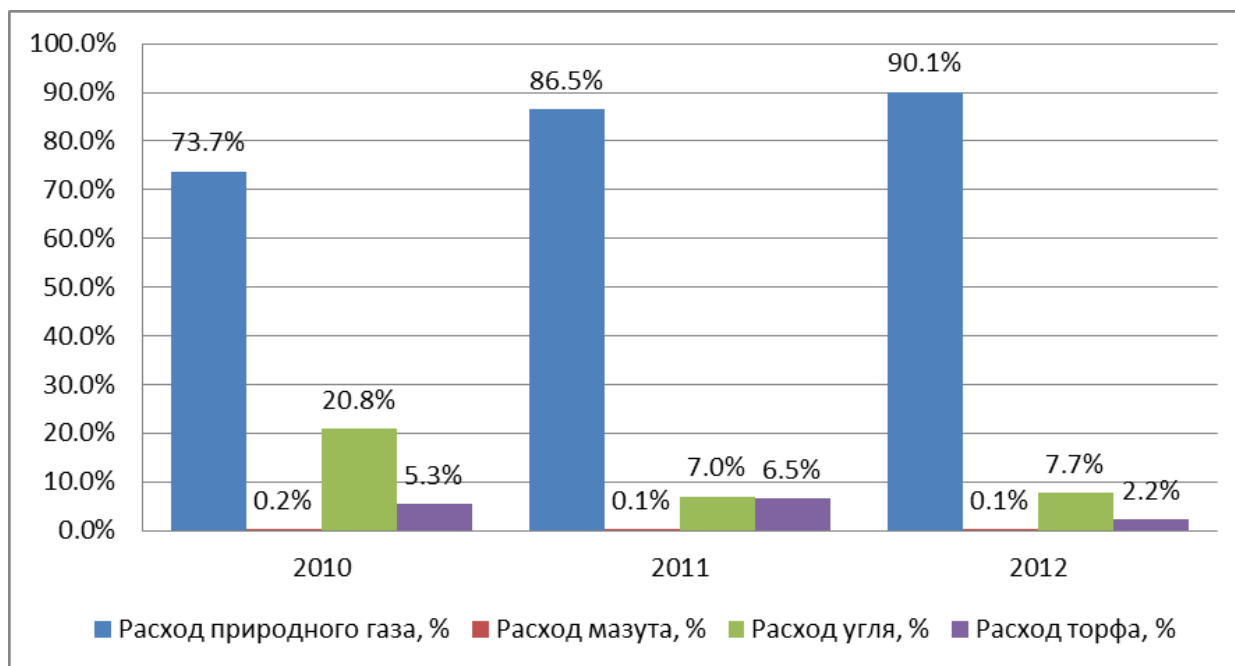
№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Нормир. знач. по ГОСТ 5542-87	Среднемесячный показатель	Метод испытаний
1.	Теплота сгорания низшая при 25°С и 101,325 кПа	МДж/м <sup>3</sup> (ккал/м <sup>3</sup> )	Не менее 31,8 (7600)	34,07 (8138)	ГОСТ 31369-2008
2.	Число Воббе высшее	МДж/м <sup>3</sup> (ккал/м <sup>3</sup> )	41,2-54,5 (9850-13000)	49,8 (11895)	ГОСТ 31369-2008
3.	Молярная доля кислорода	%	Не более 1,0	0,0057	ГОСТ 31371.7-2008
4.	Массовая концентрация сероводорода	г/м <sup>3</sup>	Не более 0,02	Отс.	ГОСТ 22387.2-97
5.	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м <sup>3</sup>	Не более 0,036	Отс.	ГОСТ 22387.2-97
6.	Масса механических примесей	г/м <sup>3</sup>	Не более 0,001	Отс.	ГОСТ 22387.2-97
7.	Интенсивность запаха при объемной доле 1 % в воздухе	Балл	Не менее 3	-	ГОСТ 22387.2-97
8.	Температура точки росы газа по влаге	°С	Ниже температуры газа	-11,7	ГОСТ Р 53763-2009, ГОСТ 20060-83
9.	Молярная доля азота	%	-	0,672	ГОСТ 31371.7-2008
10.	Молярная доля диоксида углерода		-	0,087	
11.	Плотность при 20 °С и 101,325 кПа	кг/м <sup>3</sup>	-	0,6929	ГОСТ 31369-2008

Количество сожжённого основного и резервного топлив на Кировской ТЭЦ-3 за 2011-2013 гг. представлено в табл. 8.1.3.

Соотношение видов топлива в топливном балансе станции представлено на рис. 8.1.1.

Таблица 8.1.3

Наименование показателя	Единица измерения	2011 г.	2012 г.	2013 г.
Затрачено условного топлива, в т.ч.:	тыс. тунт	442,801	414,832	426,592
природный газ	тыс. тунт	326,262	358,668	384,38
мазут	тыс. тунт	0,743	0,365	0,324
уголь	тыс. тунт	92,236	28,932	32,651
торф	тыс. тунт	23,56	26,867	9,237
Затрачено натурального топлива, в т.ч.:	-	-	-	-
природный газ	млн. м <sup>3</sup>	283,429	310,885	332,099
мазут	тыс. тонн	0,758	0,386	0,360
уголь	тыс. тонн	136,515	44,392	50,895
торф	тыс. тонн	76,540	85,09	24,490
Затрачено условного топлива в % от всего топлива				
природный газ	%	73,7	86,5	90,1
мазут	%	0,2	0,1	0,1
уголь	%	20,8	7,0	7,7
торф	%	5,3	6,5	2,2



**Рис. 8.1.1. Соотношение видов топлива в топливном балансе станции**

Анализ графика рис. 8.1.1 показывает, что в топливоиспользовании ТЭЦ-3 имеется устойчивая тенденция увеличения доли использования природного газа. С 2010 по 2012 гг. доля природного газа выросла с 73,7 % до 90,1 % при заметном снижении доли угля (с 20,8 до 7,7 %) и торфа (с 5,3 до 2,2 %). Мазут на ТЭЦ-3 практически не используется и его доля в топливном балансе колеблется в пределах 0,1 – 0,2 %.

Расход условного топлива на ТЭЦ-3 в каждом месяце за период 2010-2013 гг. представлен в табл. 8.1.4.

**Таблица 8.1.4**

Месяц	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.	
	Тыс. тут	% от годового расхода	Тыс. тут	% от годового расхода	Тыс. тут	% от годового расхода	Тыс. тут	% от годового расхода
январь	56,508	12,76	55,124	13,29	50,958	11,95	55,523	12,54
февраль	50,492	11,40	51,279	12,36	51,976	12,18	40,519	9,15
март	44,851	10,13	42,166	10,16	35,865	8,41	48,145	10,87
апрель	38,174	8,62	37,233	8,98	34,191	8,01	36,419	8,22
май	30,197	6,82	25,578	6,17	26,272	6,16	33,676	7,60
июнь	21,339	4,82	20,349	4,91	24,337	5,70	28,342	6,40
июль	18,847	4,26	22,967	5,54	30,809	7,22	30,644	6,92
август	20,553	4,64	18,200	4,39	17,042	3,99	28,901	6,52
сентябрь	22,061	4,98	24,006	5,79	29,05	6,81	25,999	5,87
октябрь	39,949	9,02	32,337	7,80	37,107	8,70	31,254	7,06
ноябрь	41,225	9,31	43,774	10,55	37,145	8,71	37,666	8,50
декабрь	58,605	13,24	41,819	10,08	51,84	12,15	45,842	10,35
<b>Всего</b>	<b>442,801</b>		<b>414,832</b>		<b>426,592</b>		<b>442,930</b>	

Расход природного газа ТЭЦ-3 в каждом месяце отчетного периода приведен в табл. 8.1.5 и на графике рис. 8.1.2.

Таблица 8.1.5

Месяц	Расход природного газа по годам					
	2010 г.		2011 г.		2012 г.	
	Тыс. м <sup>3</sup>	% от годового расхода	Тыс. м <sup>3</sup>	% от годового расхода	Тыс. м <sup>3</sup>	% от годового расхода
январь	24 361	8,60	36 300	11,68	32 824	9,88
февраль	18 673	6,59	29 170	9,38	29 250	8,81
март	24 614	8,68	31 094	10,00	31 090	9,36
апрель	31 061	10,96	30 995	9,97	29 595	8,91
май	23 900	8,43	22 137	7,12	22 592	6,80
июнь	18 471	6,52	16 087	5,17	20 958	6,31
июль	14 540	5,13	19 154	6,16	26 563	8,00
август	17 580	6,20	15 636	5,03	12 920	3,89
сентябрь	19 070	6,73	20 646	6,64	25 028	7,54
октябрь	29 220	10,31	24 980	8,04	31 926	9,61
ноябрь	30 439	10,74	32 843	10,56	31 791	9,57
декабрь	31 500	11,11	31 843	10,24	37 562	11,31
<b>Всего</b>	<b>283 429</b>		<b>310 885</b>		<b>332 099</b>	

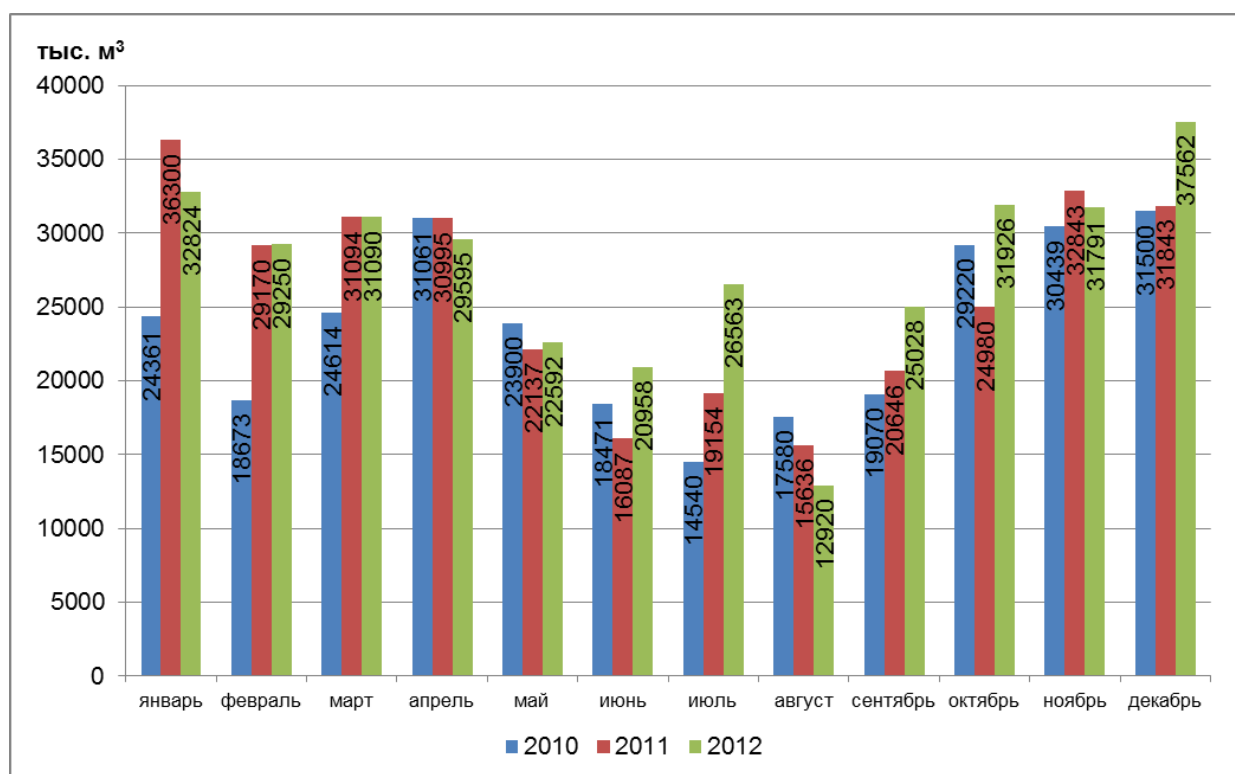


Рис. 8.1.2. Расход природного газа в каждом месяце отчетного периода

## 8.2. Топливные балансы котельной микрорайона Каринторф

Источником газоснабжения котельной Каринторф служит магистральный газопровод Оханск-Киров давлением 5,5 МПа. Калорийность газа в среднем за период 2010 - 2014 гг. составила 8 138 ккал/нм<sup>3</sup>.

Топливные балансы котельной микрорайона Каринторф в период 2010 – 2014 гг. показаны в табл. 8.2.1 и на графиках рис. 8.2.1. - 8.2.2.

Таблица 8.2.1

№ п/п	Показатель	Размерность	Отчётный год				
			2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
1	Произведено тепловой энергии	Гкал	14 703	13 844	13 173	15 118	14 065
2	Всего отпущено тепловой энергии потребителям	Гкал	14 359	13 512	12 857	14 756	13 756
3	Затрачено условного топлива	т у. т.	2 312	2 387	1 939	1 935	2 515
4	Расход природного газа	м <sup>3</sup>	1 941,6	1 954,7	1 891,8	2 022	1 884,8
5	Средневзвешенный удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг.у.т / Гкал	155,1	155,4	155,2	155,5	155,6

Анализ табл. 8.2.1. показывает, что количество сожженного топлива на котельной микрорайона Каринторф мало меняется в период 2010 – 2014 гг., что связано с практически неизменным количеством потребляемой тепловой энергии в микрорайоне Каринторф.

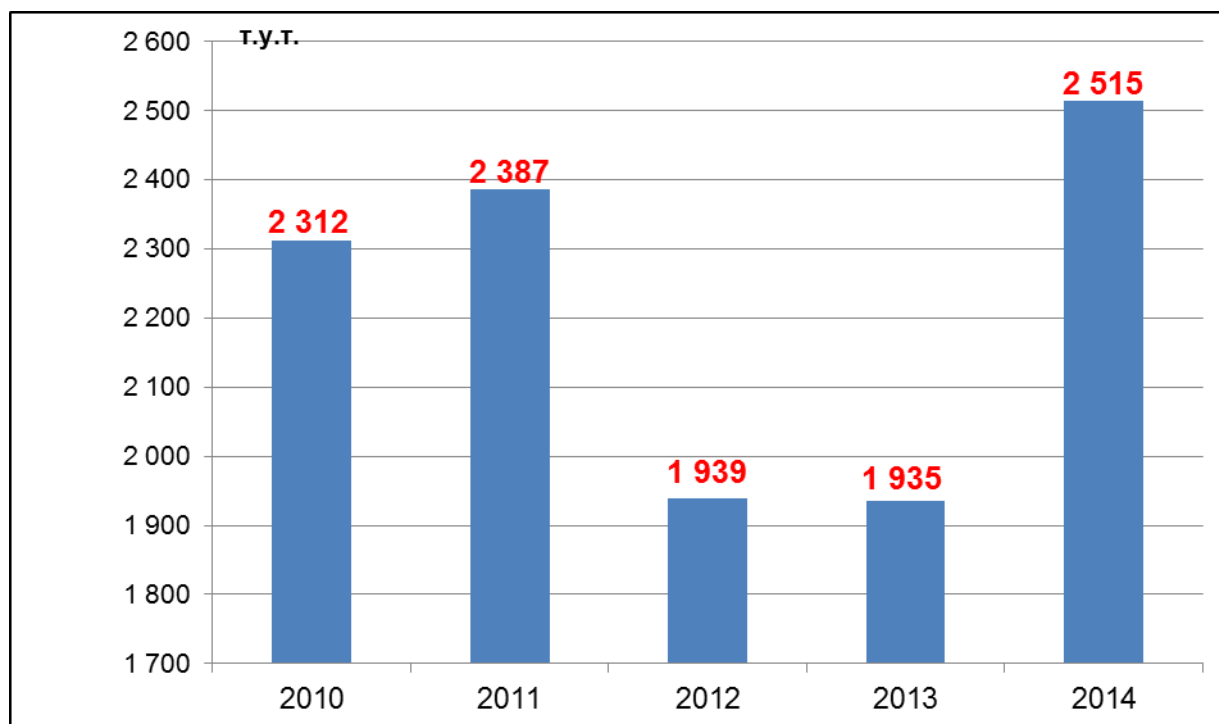


Рис. 8.2.1. Расход условного топлива на выработку тепловой энергии на котельной микрорайона Каринторф

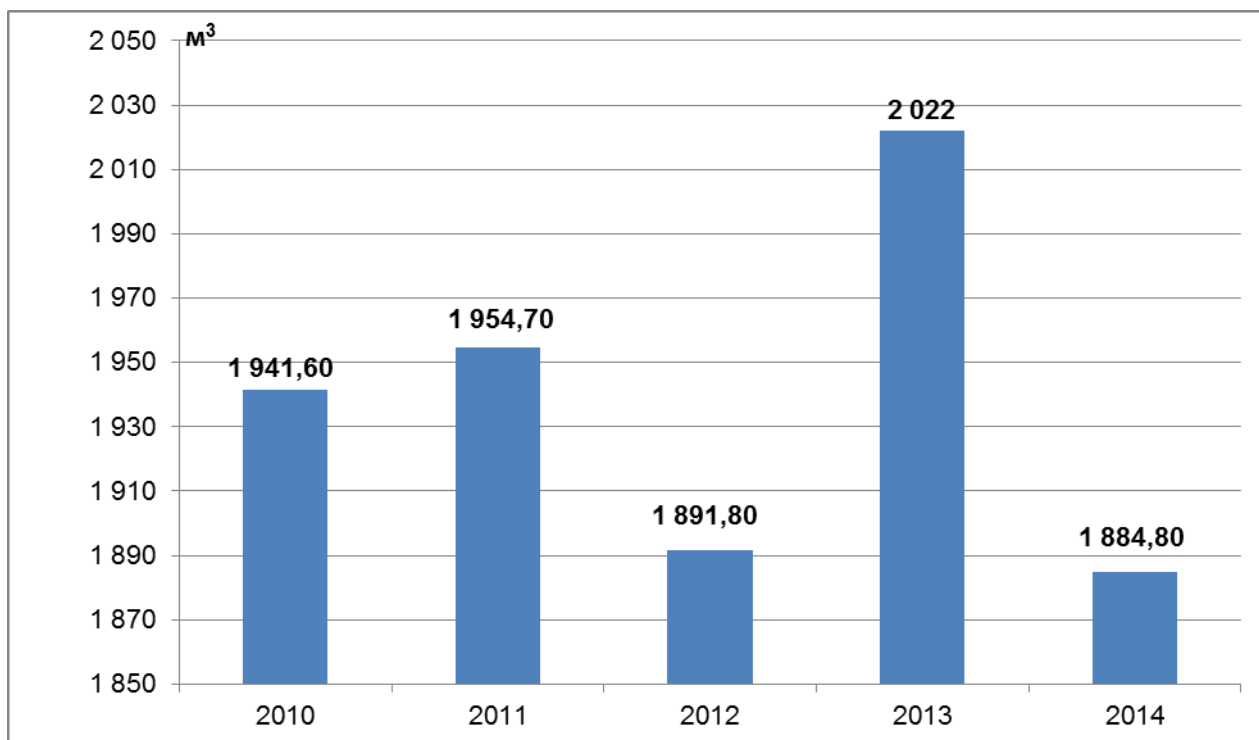


Рис. 8.2.2. Расход природного газа на выработку тепловой энергии на котельной микрорайона Каринторфф

### 8.3. Система учета расхода природного газа на котельной в микрорайоне Каринторфф

Расход природного газа на котел определяется в результате измерений с помощью счетчика СГ-ЭК-Вз-Т1-0,5-250/1,6.

В табл. 8.3.1 указаны технические характеристики счетчика газа СГ исполнения СГ-ЭК-Т1.

Таблица 8.3.1

Исполнение комплекса	Максимальное измеряемое давление	Диаметр условного прохода Ду	Диапазон рабочих расходов при $P_{\text{раб}}$		
			$Q_{\text{max}}$	$Q_{\text{min}}$	
				Диапазон рабочих расходов ( $Q_{\text{min}}/Q_{\text{max}}$ )	
				$0,1 Q_{\text{max}}$	$0,05 Q_{\text{max}}$
МПа	мм	м³ / ч	м³ / ч	м³ / ч	
СГ-ЭК-Вз-Т1-0,5 -250/1,6	0,5	80	250	25	13

Комплекс СГ-ЭК состоит из следующих составных частей (блоков):

- а) турбинного (СГ) счетчика газа
- б) корректора объема газа ЕК260 или ЕК270 со встроенным преобразователем абсолютного давления и преобразователей температуры – термопреобразователи сопротивления с номинальной статической характеристикой преобразования 500П (Pt500), преобразователем перепада давления, входящих в состав корректора.

Схема газопроводов в котельной микрорайона Каринторф приведена на рис. 8.3.1.

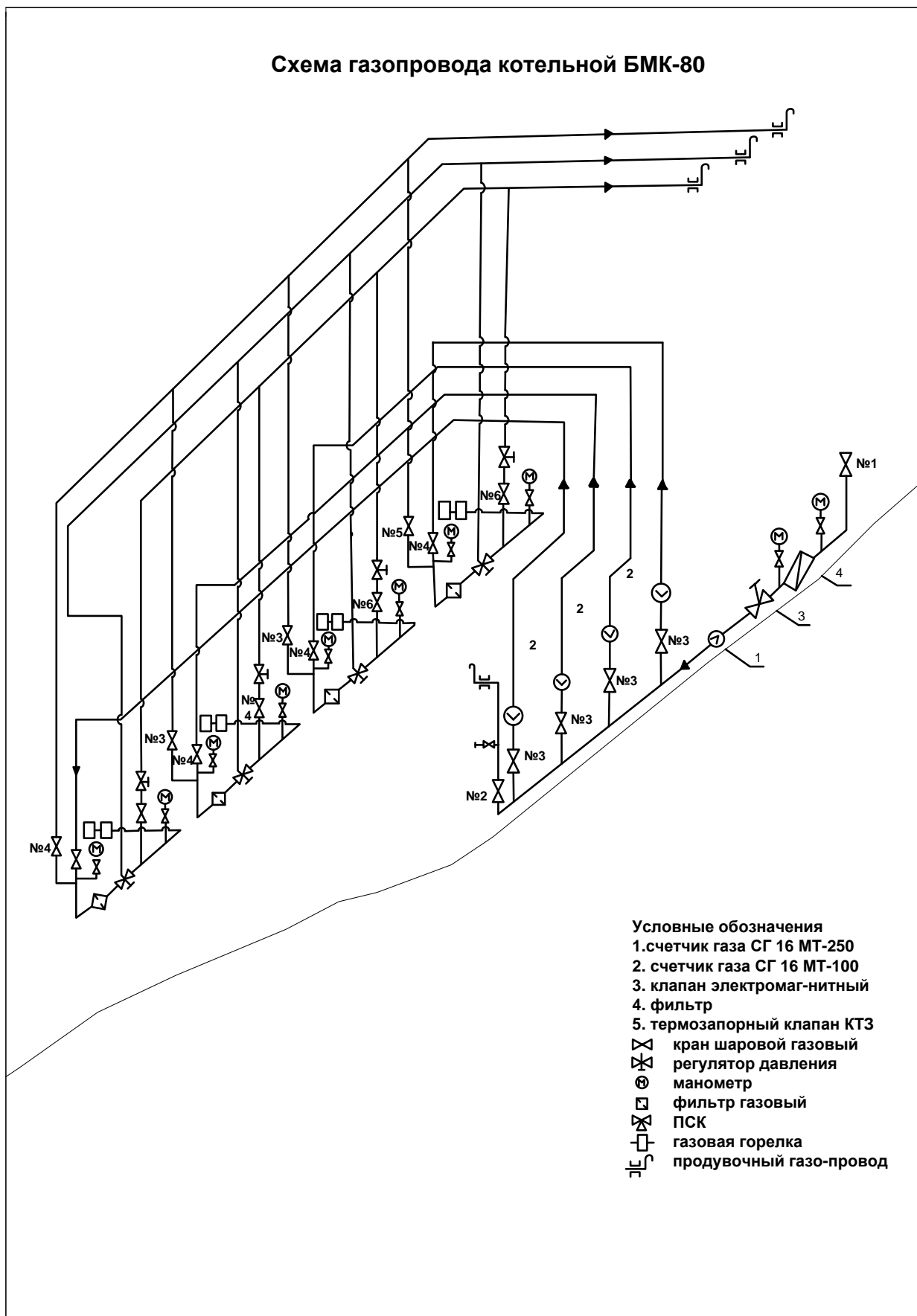


Рис. 8.3.1. Схема газопроводов в котельной микрорайона Каринторф

## Раздел 9. Надежность теплоснабжения

### 9.1. Общие положения

Анализ на соответствие существующей системы теплоснабжения г. Кирово-Чепецк проведен по СНиП 41-02-2003.

В качестве основных критериев оценки надежности тепловых сетей приняты:

- вероятность безотказной работы [Р];
- коэффициент готовности системы [КГ];
- живучесть системы [Ж].
- Минимально допустимые значения показателя вероятности безотказной работы:
  - источника тепловой энергии – РИТ = 0,97;
  - тепловых сетей – РТС = 0,9;
  - потребителя тепловой энергии – РПТ = 0,99;
  - системы в целом – РСЦТ = 0,86.
- коэффициент готовности системы теплоснабжения КГ = 0,97.

Соблюдение данных нормативных показателей в конкретной системе теплоснабжения (источник тепловой энергии, тепловая сеть, потребитель) означает, что:

- при отказах в системе теплоснабжения температура в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий в период отказа не будет опускаться ниже плюс 12 °С, в промышленных зданиях ниже плюс 8 °С. Математическое ожидание отказа не более 14 раз за 100 лет;
- расчетная температура воздуха в отапливаемых помещениях плюс 18 – 20°С будет поддерживаться в течение всего отопительного периода, за исключением 264 часов. В течение 264 часов температура воздуха может опускаться до плюс 16 ÷ 18 °С.



## **9.2. Анализ зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения**

С целью определения вероятности безотказной работы в системе теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3 были выбраны следующие расчетные пути передачи теплоносителя по тепломагистралям:

- 1) Кировская ТЭЦ-3 – ТК 10-16;
- 2) Кировская ТЭЦ-3 – Уз 3-47;
- 3) Кировская ТЭЦ-3 – ПМК-6;
- 4) Кировская ТЭЦ-3 – ТК-5-12;
- 5) Кировская ТЭЦ-3 – ТК-4-32;
- 6) Кировская ТЭЦ-3 – 7НО-57;
- 7) Кировская ТЭЦ-3 – ТК-5-22.

Результаты расчета вероятности безотказной работы каждого участка и тепловой магистрали в целом приведены в таблицах и на рисунках соответствующих разделов.

На следующем этапе выполнен расчет перспективных показателей безотказности работы тепловых магистралей с учетом старения трубопроводов при сохранении существующей структуры тепловой сети.

### **9.2.1. Расчетный участок от Кировской ТЭЦ-3 до ТК 10-16**

Расчетный участок от Кировской ТЭЦ-3 до ТК 10-16 тепловой сети г. Кирово-Чепецка представлен на рис. 9.2.1.

Результаты расчета вероятности безотказной работы указанной тепловой магистрали за базовый (2014) год приведены в табл. 9.2.1.

Изменение показателей безаварийности работы каждого участка и безотказности работы всей тепломагистрали вдоль расчетного пути представлено на рис. 9.2.2.



Рис. 9.2.1. Расчетный участок тепловой сети от Кировской ТЭЦ-3 до ТК 10-16

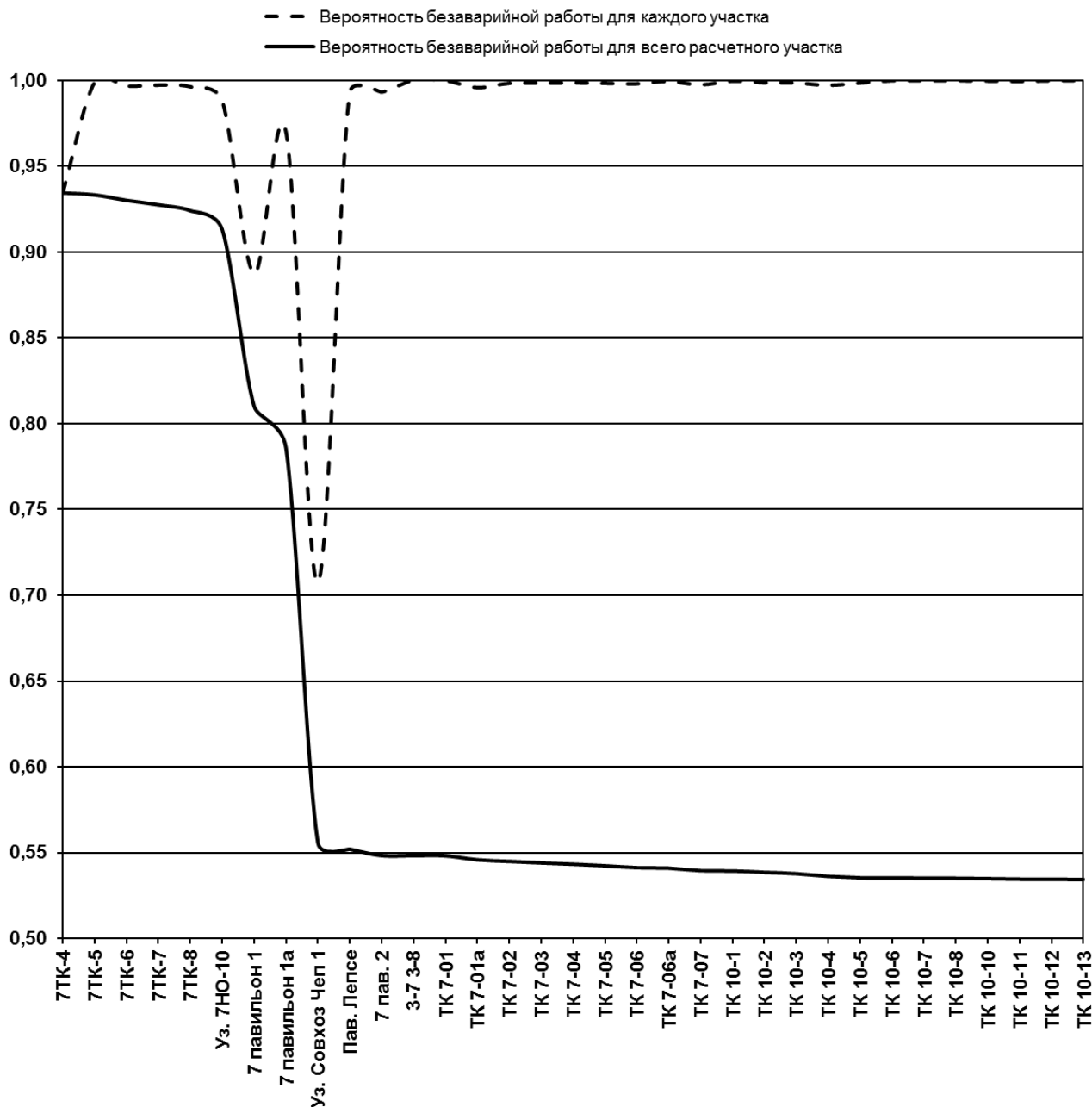
Таблица 9.2.1

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, D <sub>y</sub> , мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, z <sub>p</sub> , ч	Интенсивность отказов, λ, 1/(год-км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P	Средняя вероятность безотказной работы системы, ПР
<b>Основная тепломагистраль</b>										
1	ТЭЦ-3	7ТК-4	1977	777,0	700	12,513	0,866	0,0679	0,9344	0,9344
2	7ТК-4	7ТК-5	1977	64,9	700	8,336	0,866	0,0012	0,9988	0,9333
3	7ТК-5	7ТК-6	1977	141,9	700	8,788	0,866	0,0034	0,9966	0,9301
4	7ТК-6	7ТК-7	1977	122,1	700	8,672	0,866	0,0028	0,9972	0,9275
5	7ТК-7	7ТК-8	1977	149,2	700	8,831	0,866	0,0037	0,9963	0,9241
6	7ТК-8	Уз. 7НО-10	1977	303,4	700	9,735	0,866	0,0119	0,9882	0,9132
7	Уз. 7НО-10	7 павильон 1	1977	1056,3	700	14,152	0,866	0,1196	0,8873	0,8103
8	7 павильон 1	7 павильон 1а	1972	209,7	700	9,186	4,174	0,0306	0,9699	0,7859
9	7 павильон 1а	Уз. Совхоз Чеп 1	1972	800,2	700	12,650	4,174	0,3462	0,7074	0,5559
10	Уз. Совхоз Чеп 1	Пав. Лепсе	1980	341,7	700	9,960	0,419	0,0070	0,9930	0,5520
11	Пав. Лепсе	7 пав. 2	1977	217,7	700	9,233	0,866	0,0068	0,9932	0,5483
12	7 пав. 2	3-7 3-8	1977	2,4	700	7,969	0,866	0,0000	1,0000	0,5483
13	3-7 3-8	ТК 7-01	1977	12,8	700	8,031	0,866	0,0002	0,9998	0,5482
14	ТК 7-01	ТК 7-01а	1977	163,7	700	8,916	0,866	0,0042	0,9958	0,5459
15	ТК 7-01а	ТК 7-02	1977	85,3	700	8,456	0,866	0,0017	0,9983	0,5449
16	ТК 7-02	ТК 7-03	1977	101,9	600	8,122	0,866	0,0016	0,9984	0,5441
17	ТК 7-03	ТК 7-04	1977	93,0	600	8,079	0,866	0,0014	0,9986	0,5433
18	ТК 7-04	ТК 7-05	1977	106,4	600	8,144	0,866	0,0017	0,9983	0,5424
19	ТК 7-05	ТК 7-06	1977	118,4	600	8,202	0,866	0,0020	0,9980	0,5413
20	ТК 7-06	ТК 7-06а	1977	96,6	400	7,289	0,866	0,0006	0,9994	0,5410
21	ТК 7-06а	ТК 7-07	1977	138,8	600	8,302	0,866	0,0026	0,9974	0,5396
22	ТК 7-07	ТК 10-1	1978	39,9	600	7,820	0,669	0,0004	0,9996	0,5393
23	ТК 10-1	ТК 10-2	1978	109,8	600	8,161	0,669	0,0014	0,9986	0,5386
24	ТК 10-2	ТК 10-3	1978	116,0	600	8,191	0,669	0,0015	0,9985	0,5378
25	ТК 10-3	ТК 10-4	1978	180,9	600	8,507	0,669	0,0029	0,9971	0,5362
26	ТК 10-4	ТК 10-5	1978	112,0	600	8,171	0,669	0,0015	0,9985	0,5354

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, зр, ч	Интенсивность отказов, λ, 1/(год-км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P	Средняя вероятность безотказной работы системы, ПР
27	ТК 10-5	ТК 10-6	1989	111,9	600	8,171	0,099	0,0002	0,9998	0,5353
28	ТК 10-6	ТК 10-7	1989	98,1	600	8,103	0,099	0,0002	0,9998	0,5352
29	ТК 10-7	ТК 10-8	1989	99,9	600	8,112	0,099	0,0002	0,9998	0,5351
30	ТК 10-8	ТК 10-10	1989	157,8	600	8,395	0,099	0,0004	0,9996	0,5349
31	ТК 10-10	ТК 10-11	1992	274,5	600	8,964	0,074	0,0006	0,9994	0,5346
32	ТК 10-11	ТК 10-12	1992	135,8	600	8,287	0,074	0,0002	0,9998	0,5345
33	ТК 10-12	ТК 10-13	1992	85,4	600	8,042	0,074	0,0001	0,9999	0,5344
<b>Итого по тепломагистрали</b>										<b>0,5344</b>
<b>Резервная тепломагистраль</b>										
1	ТЭЦ-3	ТК 3-01	1953	457,2	500	9,097	1602858,354	24329,7868	0,0000	0,0000
2	ТК 3-01	ТК 3-02	1953	114,6	350	7,144	1602858,354	1121,2493	0,0000	0,0000
3	ТК 3-02	ТК 3-03	1953	100,1	350	7,107	1602858,354	933,8552	0,0000	0,0000
4	ТК 3-03	ТК 3-04	1953	103,3	350	7,115	1602858,354	973,9082	0,0000	0,0000
5	ТК 3-04	ТК 3-05	1953	71,3	350	7,033	1602858,354	599,2952	0,0000	0,0000
6	ТК 3-05	ТК 3-06	1953	52,4	350	6,985	1602858,354	408,4826	0,0000	0,0000
7	ТК 3-06	ТК 3-07	1985	107,8	350	7,126	0,167	0,0001	0,9999	0,0000
8	ТК 3-07	Перемычка 3-07а	1995	62,9	500	7,552	0,06	0,0000	1,0000	0,0000
9	Перемычка 3-07а	ТК 3-08	1995	37,1	500	7,451	0,06	0,0000	1,0000	0,0000
10	ТК 3-08	ТК 3-09	1995	134,2	500	7,832	0,06	0,0001	0,9999	0,0000
11	ТК 3-09	ТК 3-10	1995	64,3	400	7,192	0,06	0,0000	1,0000	0,0000
12	ТК 3-10	ТК 3-10а	1995	103,0	500	7,709	0,06	0,0001	0,9999	0,0000
13	ТК 3-10а	Сужение 3-11	1995	67,1	500	7,569	0,06	0,0000	1,0000	0,0000
14	Сужение 3-11	ТК 3-11а	1995	44,5	400	7,132	0,06	0,0000	1,0000	0,0000

15	ТК 3-11а	ТК 3-12	1995	79,2	400	7,236	0,06	0,0000	1,0000	0,0000
16	ТК 3-12	ТК 3-13	1995	125,3	400	7,375	0,06	0,0001	0,9999	0,0000
17	ТК 3-13	ТК 3-14	1995	111,2	400	7,332	0,06	0,0001	0,9999	0,0000
18	ТК 3-14	ТК 3-15	1995	195,9	350	7,351	0,06	0,0001	0,9999	0,0000
19	ТК 3-15	Пав-он Узловая	1996	33,4	400	7,099	0,057	0,0000	1,0000	0,0000
20	Пав-он Узловая	ТК 8-00	1965	27,1	400	7,080	101,833	0,0155	0,9846	0,0000
21	ТК 8-00	ТК 8-00а	1965	56,6	400	7,169	101,833	0,0363	0,9644	0,0000
22	ТК 8-00а	Уз 8-00а	1965	29,7	400	7,088	101,833	0,0172	0,9829	0,0000
23	Уз 8-00а	Павильон 8-01	1965	258,7	300	7,256	101,833	0,1830	0,8328	0,0000
24	Павильон 8-01	Уз. Абсолют	1965	1213,2	250	8,637	101,833	3,2039	0,0406	0,0000
25	Уз. Абсолют	Уз. Г/к № К-5-1	1965	254,6	250	7,003	101,833	0,1298	0,8783	0,0000
26	Уз. Г/к № К-5-1	Уз. Г/к № К-8	1965	326,7	250	7,125	101,833	0,1982	0,8202	0,0000
27	Уз. Г/к № К-8	Уз. Кладезь	1965	95,7	250	6,732	101,833	0,0270	0,9734	0,0000
28	Уз. Кладезь	ТК 8-02	1965	114,3	250	6,763	101,833	0,0353	0,9653	0,0000
29	ТК 8-02	ТК 5-02-1	1965	65,6	250	6,680	101,833	0,0155	0,9846	0,0000
30	ТК 5-02-1	ТК 5-02	1989	27,3	250	6,615	0,099	0,0000	1,0000	0,0000
31	ТК 5-02	7 павильон 2	1981	92,3	500	7,667	0,339	0,0004	0,9996	0,0000
32	7 павильон 2	ТК 7-01	1997	12,9	700	8,031	0,05	0,0000	1,0000	0,0000
33	ТК 7-01	ТК 7-01а	1997	163,7	700	8,916	0,05	0,0002	0,9998	0,0000
34	ТК 7-01а	ТК 7-02	1997	85,3	700	8,456	0,05	0,0001	0,9999	0,0000
35	ТК 7-02	ТК 7-03	1997	101,9	700	8,553	0,05	0,0001	0,9999	0,0000
36	ТК 7-03	ТК 7-04	1977	93,0	600	8,079	0,866	0,0014	0,9986	0,0000
37	ТК 7-04	ТК 7-05	1977	106,4	600	8,144	0,866	0,0017	0,9983	0,0000
38	ТК 7-05	ТК 7-06	1977	118,4	600	8,202	0,866	0,0020	0,9980	0,0000
39	ТК 7-06	ТК 7-06а	1977	96,6	600	8,096	0,866	0,0015	0,9985	0,0000
40	ТК 7-06а	ТК 7-07	1977	138,8	600	8,302	0,866	0,0026	0,9974	0,0000
41	ТК 7-07	ТК 10-1	1978	39,9	600	7,820	0,669	0,0004	0,9996	0,0000
42	ТК 10-1	ТК 10-2	1978	109,8	600	8,161	0,669	0,0014	0,9986	0,0000

43	TK 10-2	TK 10-3	1978	116,0	600	8,191	0,669	0,0015	0,9985	0,0000
44	TK 10-3	TK 10-4	1978	180,9	600	8,507	0,669	0,0029	0,9971	0,0000
45	TK 10-4	TK 10-5	1978	112,0	600	8,171	0,669	0,0015	0,9985	0,0000
46	TK 10-5	TK 10-6	1989	111,9	600	8,171	0,099	0,0002	0,9998	0,0000
47	TK 10-6	TK 10-7	1989	98,1	600	8,103	0,099	0,0002	0,9998	0,0000
48	TK 10-7	TK 10-8	1989	99,9	600	8,112	0,099	0,0002	0,9998	0,0000
49	TK 10-8	TK 10-10	1989	157,8	600	8,395	0,099	0,0004	0,9996	0,0000
50	TK 10-10	TK 10-11	1992	274,5	600	8,964	0,074	0,0006	0,9994	0,0000
51	TK 10-11	TK 10-12	1992	135,8	600	8,287	0,074	0,0002	0,9998	0,0000
52	TK 10-12	TK 10-13	1992	85,4	600	8,042	0,074	0,0001	0,9999	0,0000
53	TK 10-13	TK 10-14	1992	104,9	300	6,930	0,074	0,0000	1,0000	0,0000
54	TK 10-14	TK 10-15	1992	106,5	300	6,933	0,074	0,0000	1,0000	0,0000
55	TK 10-15	TK 10-16	1992	196,7	200	6,691	0,074	0,0000	1,0000	0,0000
<b>Итого по тепломагистрали</b>										<b>0,0000</b>
<b>Итого по расчетному участку</b>										<b>0,5430</b>



**Рис. 9.2.2. Вероятность безаварийной работы тепловой магистрали от Кировской ТЭЦ-3 до ТК 10-16 в 2014 г.**

Из анализа рис. 9.2.2 следует, что данная тепловая магистраль в 2014 г. обладает показателями безаварийной работы ниже минимально допустимых значений. Для достижения коэффициента надежности, удовлетворяющего нормативным значениям, необходимо в период 2015-2017 гг. произвести перекладку некоторых участков тепловой магистрали. Показатели безаварийной работы тепловой магистрали от Кировской ТЭЦ-3 до ТК 10-16 в 2033 г. после выполнения перекладок приведены в табл. 9.2.2 и на рис. 9.2.3.

Таблица 9.2.2

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, Z <sub>p</sub> , ч	Интенсивность отказов, λ, 1/(год-км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P	Средняя вероятность безотказной работы системы, ПР
Основная тепломагистраль										
1	ТЭЦ-3	7ТК-4	2015	777.0	700	12.513	0.057	0.0045	0.9955	0.9955
2	7ТК-4	7ТК-5	2015	64.9	700	8.336	0.057	0.0001	0.9999	0.9954
3	7ТК-5	7ТК-6	2015	141.9	700	8.788	0.057	0.0002	0.9998	0.9952
4	7ТК-6	7ТК-7	2015	122.1	700	8.672	0.057	0.0002	0.9998	0.9950
5	7ТК-7	7ТК-8	2015	149.2	700	8.831	0.057	0.0002	0.9998	0.9948
6	7ТК-8	Уз. 7НО-10	2015	303.4	700	9.735	0.057	0.0008	0.9992	0.9940
7	Уз. 7НО-10	7 павильон 1	2015	1056.3	700	14.152	0.057	0.0079	0.9921	0.9862
8	7 павильон 1	7 павильон 1а	2015	209.7	700	9.186	0.057	0.0004	0.9996	0.9858
9	7 павильон 1а	Уз. Совхоз Чеп 1	2015	800.2	700	12.650	0.057	0.0047	0.9953	0.9811
10	Уз. Совхоз Чеп 1	Пав. Лепсе	2016	341.7	700	9.960	0.05	0.0008	0.9992	0.9803
11	Пав. Лепсе	7 пав. 2	2016	217.7	700	9.233	0.05	0.0004	0.9996	0.9800
12	7 пав. 2	3-7 3-8	2016	2.4	700	7.969	0.05	0.0000	1.0000	0.9800
13	3-7 3-8	ТК 7-01	2016	12.8	700	8.031	0.05	0.0000	1.0000	0.9800
14	ТК 7-01	ТК 7-01а	2016	163.7	700	8.916	0.05	0.0002	0.9998	0.9798
15	ТК 7-01а	ТК 7-02	2016	85.3	700	8.456	0.05	0.0001	0.9999	0.9797
16	ТК 7-02	ТК 7-03	2016	101.9	600	8.122	0.05	0.0001	0.9999	0.9796
17	ТК 7-03	ТК 7-04	2016	93.0	600	8.079	0.05	0.0001	0.9999	0.9795
18	ТК 7-04	ТК 7-05	2016	106.4	600	8.144	0.05	0.0001	0.9999	0.9794
19	ТК 7-05	ТК 7-06	2016	118.4	600	8.202	0.05	0.0001	0.9999	0.9793
20	ТК 7-06	ТК 7-06а	2016	96.6	400	7.289	0.05	0.0000	1.0000	0.9793
21	ТК 7-06а	ТК 7-07	2016	138.8	600	8.302	0.05	0.0001	0.9999	0.9792
22	ТК 7-07	ТК 10-1	2016	39.9	600	7.820	0.05	0.0000	1.0000	0.9792
23	ТК 10-1	ТК 10-2	2016	109.8	600	8.161	0.05	0.0001	0.9999	0.9791
24	ТК 10-2	ТК 10-3	2016	116.0	600	8.191	0.05	0.0001	0.9999	0.9790
25	ТК 10-3	ТК 10-4	2016	180.9	600	8.507	0.05	0.0002	0.9998	0.9788



№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, Z <sub>р</sub> , ч	Интенсивность отказов, λ, 1/(год-км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P	Средняя вероятность безотказной работы системы, ПР
26	ТК 10-4	ТК 10-5	2016	112.0	600	8.171	0.05	0.0001	0.9999	0.9787
27	ТК 10-5	ТК 10-6	2017	111.9	600	8.171	0.05	0.0001	0.9999	0.9786
28	ТК 10-6	ТК 10-7	2017	98.1	600	8.103	0.05	0.0001	0.9999	0.9785
29	ТК 10-7	ТК 10-8	2017	99.9	600	8.112	0.05	0.0001	0.9999	0.9784
30	ТК 10-8	ТК 10-10	2017	157.8	600	8.395	0.05	0.0002	0.9998	0.9782
31	ТК 10-10	ТК 10-11	1992	274.5	600	8.964	2.926	0.0245	0.9758	0.9545
32	ТК 10-11	ТК 10-12	1992	135.8	600	8.287	2.926	0.0084	0.9916	0.9465
33	ТК 10-12	ТК 10-13	1992	85.4	600	8.042	2.926	0.0043	0.9957	0.9424
34	ТК 10-13	ТК 10-14	1992	105.0	300	6.930	2.926	0.0014	0.9986	0.9411
35	ТК 10-14	ТК 10-15	1992	106.0	300	6.932	2.926	0.0014	0.9986	0.9398
36	ТК 10-15	ТК 10-16	1992	196.0	200	6.691	2.926	0.0014	0.9986	0.9385
Итого по участку										0.9385
Резервная тепломагистраль										
1	ТЭЦ-3	ТК 3-01	2015	457.2	500	9.097	0.057	0.0009	0.9991	0.9991
2	ТК 3-01	ТК 3-02	2015	114.6	350	7.144	0.057	0.0000	1.0000	0.9991
3	ТК 3-02	ТК 3-03	2015	100.1	350	7.107	0.057	0.0000	1.0000	0.9991
4	ТК 3-03	ТК 3-04	2015	103.3	350	7.115	0.057	0.0000	1.0000	0.9991
5	ТК 3-04	ТК 3-05	2015	71.3	350	7.033	0.057	0.0000	1.0000	0.9991
6	ТК 3-05	ТК 3-06	2015	52.4	350	6.985	0.057	0.0000	1.0000	0.9991
7	ТК 3-06	ТК 3-07	1985	107.8	350	7.126	59.217	0.0381	0.9626	0.9617
8	ТК 3-07	Перемычка 3-07а	1995	62.9	500	7.552	1.141	0.0007	0.9993	0.9611
9	Перемычка 3-07а	ТК 3-08	1995	37.1	500	7.451	1.141	0.0004	0.9996	0.9607
10	ТК 3-08	ТК 3-09	1995	134.2	500	7.832	1.141	0.0022	0.9978	0.9586
11	ТК 3-09	ТК 3-10	1995	64.3	400	7.192	1.141	0.0005	0.9995	0.9581
12	ТК 3-10	ТК 3-10а	1995	103.0	500	7.709	1.141	0.0014	0.9986	0.9567
13	ТК 3-10а	Сужение 3-11	1995	67.1	500	7.569	1.141	0.0007	0.9993	0.9561
14	Сужение 3-11	ТК 3-11а	1995	44.5	400	7.132	1.141	0.0003	0.9997	0.9558
15	ТК 3-11а	ТК 3-12	1995	79.2	400	7.236	1.141	0.0006	0.9994	0.9552

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, Z <sub>р</sub> , ч	Интенсивность отказов, λ, 1/(год-км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P	Средняя вероятность безотказной работы системы, ПР
16	ТК 3-12	ТК 3-13	1995	125.3	400	7.375	1.141	0.0011	0.9989	0.9542
17	ТК 3-13	ТК 3-14	1995	111.2	400	7.332	1.141	0.0010	0.9990	0.9532
18	ТК 3-14	ТК 3-15	1995	195.9	350	7.351	1.141	0.0017	0.9983	0.9516
19	ТК 3-15	Павильон Узловая	1996	33.4	400	7.099	0.866	0.0002	0.9998	0.9514
20	Павильон Узловая	ТК 8-00	2015	27.1	400	7.080	0.057	0.0000	1.0000	0.9514
21	ТК 8-00	ТК 8-00а	2015	56.6	400	7.169	0.057	0.0000	1.0000	0.9514
22	ТК 8-00а	Уз 8-00а	2015	29.7	400	7.088	0.057	0.0000	1.0000	0.9514
23	Уз 8-00а	Павильон 8-01	2015	258.7	300	7.256	0.057	0.0001	0.9999	0.9513
24	Павильон 8-01	Уз. Абсолют	2015	1213.2	250	8.637	0.057	0.0018	0.9982	0.9496
25	Уз. Абсолют	Уз. Г/к № К-5-1	2015	254.6	250	7.003	0.057	0.0001	0.9999	0.9495
26	Уз. Г/к № К-5-1	Уз. Г/к № К-8	2015	326.7	250	7.125	0.057	0.0001	0.9999	0.9494
27	Уз. Г/к № К-8	Уз. Кладезь	2015	95.7	250	6.732	0.057	0.0000	1.0000	0.9494
28	Уз. Кладезь	ТК 8-02	2015	114.3	250	6.763	0.057	0.0000	1.0000	0.9494
29	ТК 8-02	ТК 5-02-1	2015	65.6	250	6.680	0.057	0.0000	1.0000	0.9494
30	ТК 5-02-1	ТК 5-02	2015	27.3	250	6.615	0.057	0.0000	1.0000	0.9494
31	ТК 5-02	7 павильон 2	2015	92.3	500	7.667	0.057	0.0001	0.9999	0.9493
32	7 павильон 2	ТК 7-01	1997	12.9	700	8.031	0.669	0.0001	0.9999	0.9492
33	ТК 7-01	ТК 7-01а	1997	163.7	700	8.916	0.669	0.0032	0.9968	0.9462
34	ТК 7-01а	ТК 7-02	1997	85.3	700	8.456	0.669	0.0013	0.9987	0.9449
35	ТК 7-02	ТК 7-03	1997	101.9	700	8.553	0.669	0.0017	0.9983	0.9433
36	ТК 7-03	ТК 7-04	2016	93.0	600	8.079	0.05	0.0001	0.9999	0.9432
37	ТК 7-04	ТК 7-05	2016	106.4	600	8.144	0.05	0.0001	0.9999	0.9431
38	ТК 7-05	ТК 7-06	2016	118.4	600	8.202	0.05	0.0001	0.9999	0.9431
39	ТК 7-06	ТК 7-06а	2016	96.6	600	8.096	0.05	0.0001	0.9999	0.9430
40	ТК 7-06а	ТК 7-07	2016	138.8	600	8.302	0.05	0.0001	0.9999	0.9429
41	ТК 7-07	ТК 10-1	2016	39.9	600	7.820	0.05	0.0000	1.0000	0.9429
42	ТК 10-1	ТК 10-2	2016	109.8	600	8.161	0.05	0.0001	0.9999	0.9428
43	ТК 10-2	ТК 10-3	2016	116.0	600	8.191	0.05	0.0001	0.9999	0.9427

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, Z <sub>р</sub> , ч	Интенсивность отказов, λ, 1/(год-км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P	Средняя вероятность безотказной работы системы, ПР
44	TK 10-3	TK 10-4	2016	180.9	600	8.507	0.05	0.0002	0.9998	0.9425
45	TK 10-4	TK 10-5	2016	112.0	600	8.171	0.05	0.0001	0.9999	0.9424
46	TK 10-5	TK 10-6	2017	111.9	600	8.171	0.05	0.0001	0.9999	0.9423
47	TK 10-6	TK 10-7	2017	98.1	600	8.103	0.05	0.0001	0.9999	0.9422
48	TK 10-7	TK 10-8	2017	99.9	600	8.112	0.05	0.0001	0.9999	0.9421
49	TK 10-8	TK 10-10	2017	157.8	600	8.395	0.05	0.0002	0.9998	0.9419
50	TK 10-10	TK 10-11	1992	274.5	600	8.964	2.926	0.0245	0.9758	0.9191
51	TK 10-11	TK 10-12	1992	135.8	600	8.287	2.926	0.0084	0.9916	0.9114
52	TK 10-12	TK 10-13	1992	85.4	600	8.042	2.926	0.0043	0.9957	0.9075
53	TK 10-13	TK 10-14	1992	105.0	300	6.930	2.926	0.0014	0.9986	0.9062
54	TK 10-14	TK 10-15	1992	106.0	300	6.932	2.926	0.0014	0.9986	0.9049
55	TK 10-15	TK 10-16	1992	196.0	200	6.691	2.926	0.0014	0.9986	0.9037
Итого по участку										0.9037
<b>Итого по расчетному участку</b>										<b>1.0000</b>

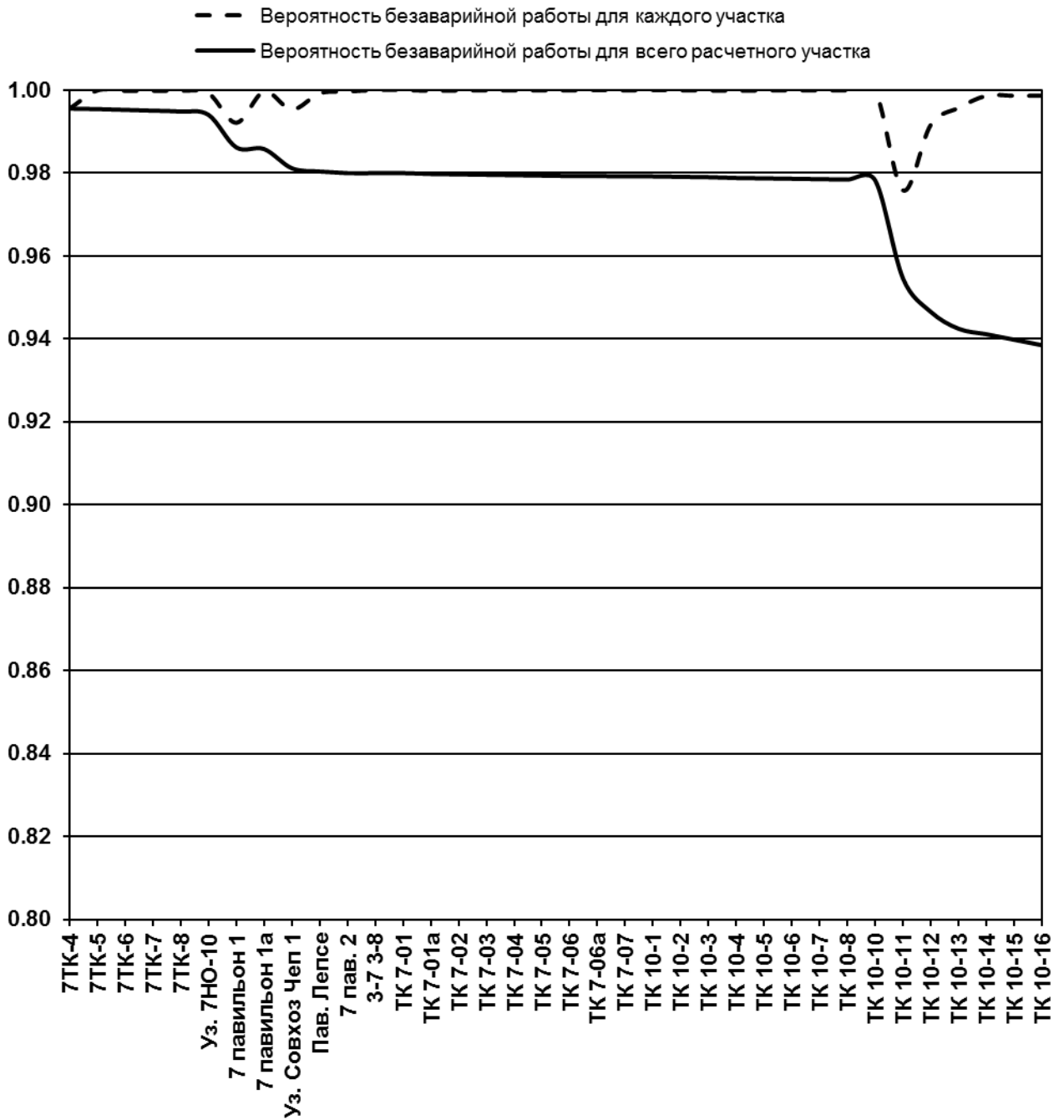


Рис. 9.2.3. Вероятность безаварийной работы тепломагистрали от Кировской ТЭЦ-3 до ТК 10-16 в 2033 г.

### 9.2.2. Расчетный участок от Кировской ТЭЦ-3 до Уз 3-47

Расчетный участок от Кировской ТЭЦ-3 до Уз 3-47 тепловой сети г. Кирово-Чепецка представлен на рис. 9.2.4. Результаты расчета вероятности безотказной работы указанной тепловой магистрали за базовый (2014) год приведены в табл. 9.2.3. Изменение показателей безаварийности работы каждого участка и безотказности работы всей тепловой магистрали вдоль расчетного пути представлено на рис. 9.2.5.



Рис. 9.2.4. Расчетный участок тепловой сети Кировская ТЭЦ-3 – Уз 3-47

Таблица 9.2.3

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, Z <sub>p</sub> , ч	Интенсивность отказов, λ, 1/(год-км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P	Средняя вероятность безотказной работы системы, PR
Основная тепломагистраль										
1	ТЭЦ-3	ТК 3-01	1953	457.2	500	9.097	1602858.354	24329.7868	0.0000	0.0000
2	ТК 3-01	ТК 3-02	1953	114.6	350	7.144	1602858.354	1121.2493	0.0000	0.0000
3	ТК 3-02	ТК 3-03	1953	100.1	350	7.107	1602858.354	933.8552	0.0000	0.0000
4	ТК 3-03	ТК 3-04	1953	103.3	350	7.115	1602858.354	973.9082	0.0000	0.0000
5	ТК 3-04	ТК 3-05	1953	71.3	350	7.033	1602858.354	599.2952	0.0000	0.0000
6	ТК 3-05	ТК 3-06	1953	52.4	350	6.985	1602858.354	408.4826	0.0000	0.0000
7	ТК 3-06	ТК 3-07	1985	107.8	350	7.126	0.167	0.0001	0.9999	0.0000
8	ТК 3-07	Перемычка 3-07а	1995	62.9	500	7.552	0.06	0.0000	1.0000	0.0000
9	Перемычка 3-07а	ТК 3-08	1995	37.1	500	7.451	0.06	0.0000	1.0000	0.0000
10	ТК 3-08	ТК 3-09	1995	134.2	500	7.832	0.06	0.0001	0.9999	0.0000
11	ТК 3-09	ТК 3-10	1995	64.3	400	7.192	0.06	0.0000	1.0000	0.0000
12	ТК 3-10	ТК 3-10а	1995	103.0	500	7.709	0.06	0.0001	0.9999	0.0000
13	ТК 3-10а	Сужение 3-11	1995	67.1	500	7.569	0.06	0.0000	1.0000	0.0000
14	Сужение 3-11	ТК 3-11а	1995	44.5	400	7.132	0.06	0.0000	1.0000	0.0000
15	ТК 3-11а	ТК 3-12	1995	79.2	400	7.236	0.06	0.0000	1.0000	0.0000
16	ТК 3-12	ТК 3-13	1995	125.3	400	7.375	0.06	0.0001	0.9999	0.0000
17	ТК 3-13	ТК 3-14	1995	111.2	400	7.332	0.06	0.0001	0.9999	0.0000
18	ТК 3-14	ТК 3-15	1995	195.9	350	7.351	0.06	0.0001	0.9999	0.0000
19	ТК 3-15	Павильон Узловая	1996	33.4	400	7.099	0.057	0.0000	1.0000	0.0000
20	Павильон Узловая	ТК 3-16	1996	101.7	400	7.304	0.057	0.0000	1.0000	0.0000
21	ТК 3-16	ТК 3-17	2010	101.5	350	7.110	0.05	0.0000	1.0000	0.0000
22	ТК 3-17	ТК 3-17а	2010	63.3	350	7.013	0.05	0.0000	1.0000	0.0000
23	ТК 3-17а	ТК 3-18	2010	53.1	350	6.987	0.05	0.0000	1.0000	0.0000
24	ТК 3-18	ТК 3-19	2006	126.8	350	7.175	0.05	0.0000	1.0000	0.0000
25	ТК 3-19	ТК 3-20	2005	93.2	400	7.278	0.05	0.0000	1.0000	0.0000
26	ТК 3-20	ТК 3-21	2005	15.9	400	7.047	0.05	0.0000	1.0000	0.0000

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, Z <sub>p</sub> , ч	Интенсивность отказов, λ, 1/(год-км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P	Средняя вероятность безотказной работы системы, ПР
27	TK 3-21	TK 3-30	2004	126.3	400	7.378	0.05	0.0000	1.0000	0.0000
28	TK 3-30	TK 3-31	2002	47.3	350	6.972	0.05	0.0000	1.0000	0.0000
29	TK 3-31	TK 3-32	1954	124.4	250	6.781	544015.896	215.6493	0.0000	0.0000
30	TK 3-32	TK 3-33	1954	222.5	250	6.948	544015.896	552.7616	0.0000	0.0000
31	TK 3-33	TK 3-34	1954	76.8	250	6.699	544015.896	103.7686	0.0000	0.0000
32	TK 3-34	TK 3-35	1954	50.1	250	6.654	544015.896	56.9795	0.0000	0.0000
33	TK 3-35	TK 3-36	1954	53.2	250	6.659	544015.896	61.7768	0.0000	0.0000
34	TK 3-36	TK 3-36а	2008	102.9	300	6.926	0.05	0.0000	1.0000	0.0000
35	TK 3-36а	TK 3-37	2007	68.1	300	6.852	0.05	0.0000	1.0000	0.0000
36	TK 3-37	TK 3-37а	2000	107.8	250	6.752	0.05	0.0000	1.0000	0.0000
37	TK 3-37а	TK 3-37б	2000	24.1	250	6.609	0.05	0.0000	1.0000	0.0000
38	TK 3-37б	TK 3-38	2000	45.9	250	6.647	0.05	0.0000	1.0000	0.0000
39	TK 3-38	TK 3-39	2000	57.5	250	6.666	0.05	0.0000	1.0000	0.0000
40	TK 3-39	TK 3-40	2000	44.5	250	6.644	0.05	0.0000	1.0000	0.0000
41	TK 3-40	TK 3-41	2000	67.4	250	6.683	0.05	0.0000	1.0000	0.0000
42	TK 3-41	TK 3-42	2000	174.6	250	6.866	0.05	0.0000	1.0000	0.0000
43	TK 3-42	TK 3-43	2000	25.9	250	6.613	0.05	0.0000	1.0000	0.0000
44	TK 3-43	TK 3-44	1955	24.6	200	6.467	195906.762	3.2957	0.0370	0.0000
45	TK 3-44	TK 3-45	1958	29.7	150	6.335	12665.604	0.2159	0.8058	0.0000
46	TK 3-45	TK 3-45д	1958	181.3	150	6.475	12665.604	1.5852	0.2049	0.0000
47	TK 3-45д	TK 3-47	1958	134.3	150	6.432	12665.604	1.1144	0.3281	0.0000
Итого по участку										0.0000
Резервная тепломагистраль										
1	ТЭЦ-3	7TK-4	1977	777.0	700	12.513	0.866	0.0679	0.9344	0.9344
2	7TK-4	7TK-5	1977	64.9	700	8.336	0.866	0.0012	0.9988	0.9333
3	7TK-5	7TK-6	1977	141.9	700	8.788	0.866	0.0034	0.9966	0.9301
4	7TK-6	7TK-7	1977	122.1	700	8.672	0.866	0.0028	0.9972	0.9275
5	7TK-7	7TK-8	1977	149.2	700	8.831	0.866	0.0037	0.9963	0.9241
6	7TK-8	Уз. 7НО-10	1977	303.4	700	9.735	0.866	0.0119	0.9882	0.9132

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, z <sub>р</sub> , ч	Интенсивность отказов, λ, 1/(год-км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P	Средняя вероятность безотказной работы системы, ПР
7	Уз. 7НО-10	7 павильон 1	1977	1056.3	700	14.152	0.866	0.1196	0.8873	0.8103
8	7 павильон 1	7 павильон 1а	1972	209.7	700	9.186	4.174	0.0306	0.9699	0.7859
9	7 павильон 1а	Уз. Совхоз Чеп 1	1972	800.2	700	12.650	4.174	0.3462	0.7074	0.5559
10	Уз. Совхоз Чеп 1	Павильон Лепсе	1977	341.7	700	9.960	0.866	0.0146	0.9855	0.5479
11	Павильон Лепсе	7 павильон 2	1977	217.7	700	9.232	0.866	0.0068	0.9932	0.5441
12	7 павильон 2	ТК 5-02	1981	92.3	500	7.667	0.339	0.0004	0.9996	0.5439
13	ТК 5-02	ТК 5-02а	1981	195.6	500	8.072	0.339	0.0012	0.9988	0.5433
14	ТК 5-02а	ТК 5-03	1981	372.1	500	8.764	0.339	0.0035	0.9965	0.5414
15	ТК 5-03	ТК 5-04	1981	222.0	500	8.176	0.339	0.0015	0.9985	0.5405
16	ТК 5-04	ТК 5-05	1981	65.7	500	7.563	0.339	0.0002	0.9998	0.5404
17	ТК 5-05	ТК 14-1	1989	16.3	400	7.048	0.099	0.0000	1.0000	0.5404
18	ТК 14-1	ТК 14-2	1989	82.6	400	7.247	0.099	0.0001	0.9999	0.5404
19	ТК 14-2	ТК 14-3	1989	150.6	400	7.450	0.099	0.0001	0.9999	0.5403
20	ТК 14-3	ТК 14-4	1989	115.1	300	6.952	0.099	0.0001	0.9999	0.5403
21	ТК 14-4	ТК 14-5	1989	101.6	300	6.923	0.099	0.0000	1.0000	0.5403
22	ТК 14-5	ТК 14-6	1970	79.7	200	6.539	9.101	0.0008	0.9992	0.5398
23	ТК 14-6	ТК 3-47	1970	430.1	200	6.996	9.101	0.0194	0.9808	0.5295
Итого по участку										0.5295
<b>Итого по расчетному участку</b>										<b>0.5295</b>



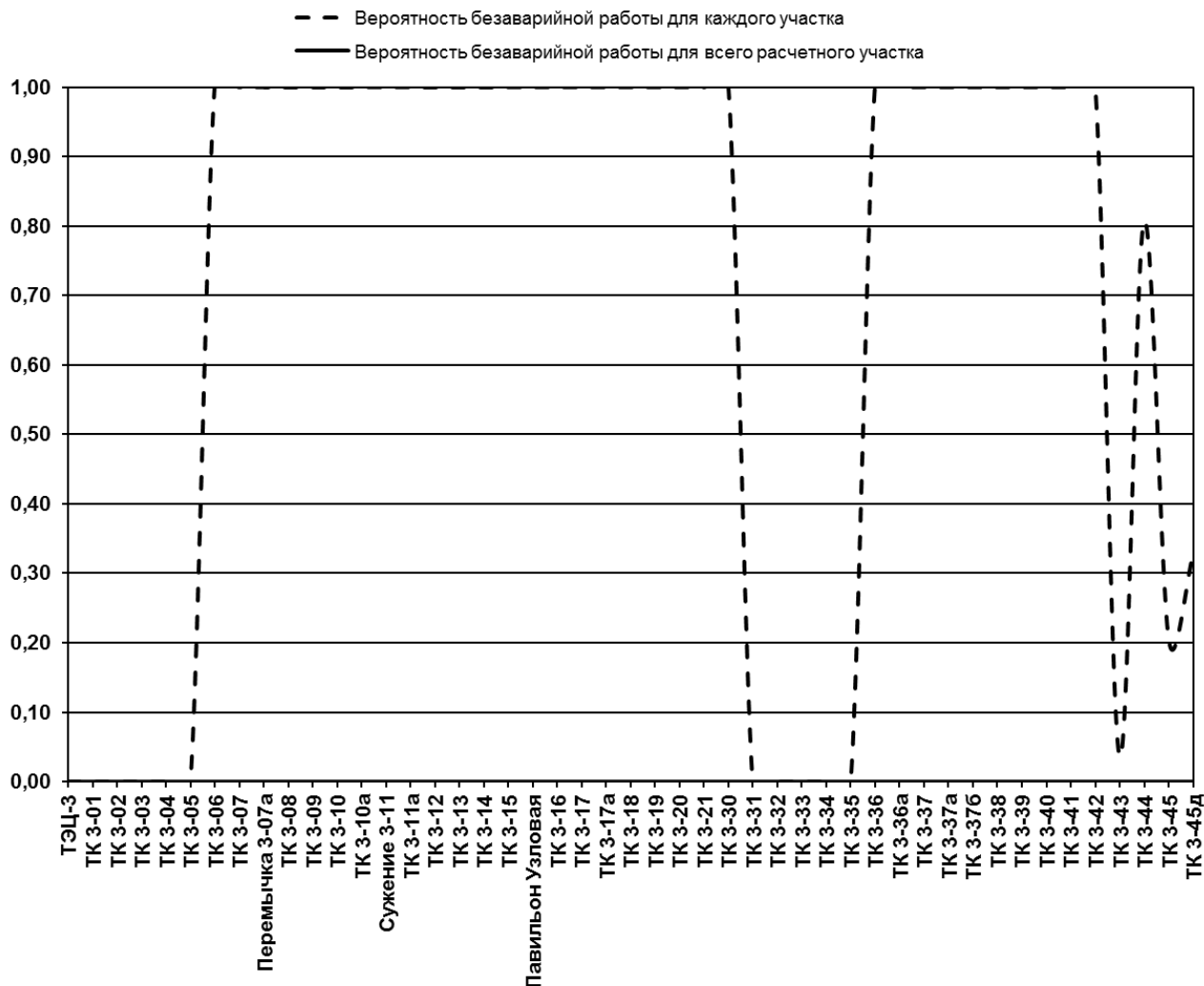
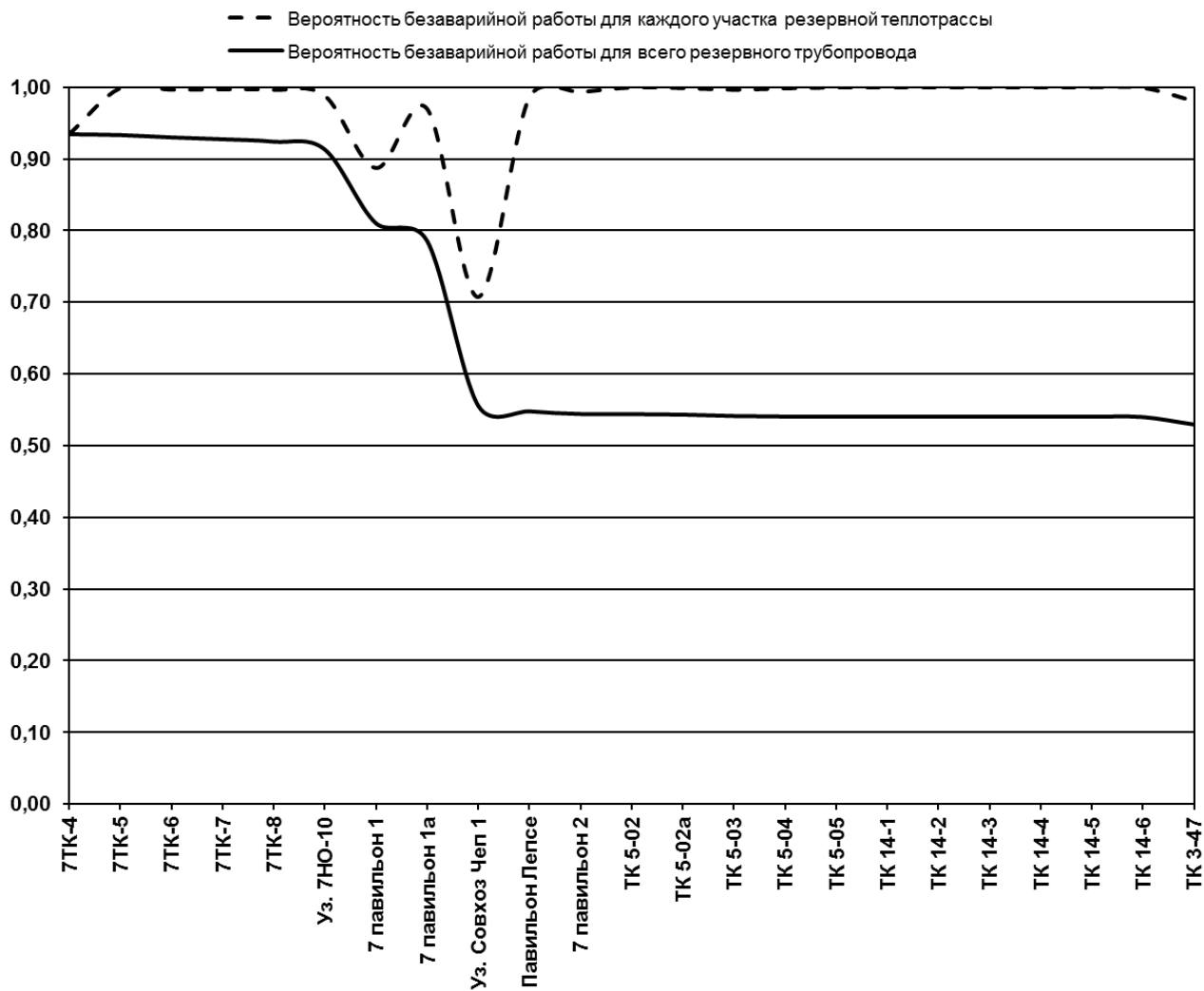


Рис. 9.2.5. Вероятность безаварийной работы тепловой магистрали от ТЭЦ-3 до Уз 3-47

Из анализа рис. 9.2.5. что тепловая магистраль Кировская ТЭЦ-3 – Уз 3-47 обладает крайне низкими показателями безаварийной работы, т.к. вероятности безаварийной работы отдельных её участков значительно ниже допустимых значений. Это вызвано продолжительным сроком службы данных отрезков теплосети - более 35 лет, а отдельных участков – более 60 лет.

Ввиду наличия резервных трубопроводов для данной тепловой магистрали вероятность безаварийной работы тепломгистрали в целом составляет 0,5295 (рис. 9.2.6). Такие показатели безаварийной работы теплосети являются недопустимыми. Поэтому, рекомендуется произвести перекладку трубопроводов данной тепломгистрали.



**Рис. 9.2.6. Вероятность безаварийной работы резервной тепловой магистрали от Кировской ТЭЦ-3 до Уз 3-47**

Из анализа рис. 9.2.5 и 9.2.6 следует, что тепловая магистраль от Кировской ТЭЦ-3 до Уз 3-47 в 2014 г. обладает низкими показателями безаварийной работы. Для достижения коэффициента надежности, удовлетворяющего нормативным значениям, необходимо в период 2015-2016 гг. произвести перекладку некоторых участков тепловой магистрали. Показатели безаварийной работы тепловой магистрали от Кировской ТЭЦ-3 до Уз 3-47 в 2033 г. после выполнения перекладок приведены в табл. 9.2.4 и на рис. 9.2.7.

Таблица 9.2.4

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, z <sub>р</sub> , ч	Интенсивность отказов, λ, 1/(год·км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, Р	Средняя вероятность безотказной работы системы, ПР
Основная тепломагистраль										
1	ТЭЦ-3	ТК 3-01	2015	457.2	500	9.097	0.057	0.0009	0.9991	0.9991
2	ТК 3-01	ТК 3-02	2015	114.6	350	7.144	0.057	0.0000	1.0000	0.9991
3	ТК 3-02	ТК 3-03	2015	100.1	350	7.107	0.057	0.0000	1.0000	0.9991
4	ТК 3-03	ТК 3-04	2015	103.3	350	7.115	0.057	0.0000	1.0000	0.9991
5	ТК 3-04	ТК 3-05	2015	71.3	350	7.033	0.057	0.0000	1.0000	0.9991
6	ТК 3-05	ТК 3-06	2015	52.4	350	6.985	0.057	0.0000	1.0000	0.9991
7	ТК 3-06	ТК 3-07	1985	107.8	350	7.126	59.217	0.0381	0.9626	0.9617
8	ТК 3-07	Перемычка 3-07а	1995	62.9	500	7.552	1.141	0.0007	0.9993	0.9611
9	Перемычка 3-07а	ТК 3-08	1995	37.1	500	7.451	1.141	0.0004	0.9996	0.9607
10	ТК 3-08	ТК 3-09	1995	134.2	500	7.832	1.141	0.0022	0.9978	0.9586
11	ТК 3-09	ТК 3-10	1995	64.3	400	7.192	1.141	0.0005	0.9995	0.9581
12	ТК 3-10	ТК 3-10а	1995	103.0	500	7.709	1.141	0.0014	0.9986	0.9567
13	ТК 3-10а	Сужение 3-11	1995	67.1	500	7.569	1.141	0.0007	0.9993	0.9561
14	Сужение 3-11	ТК 3-11а	1995	44.5	400	7.132	1.141	0.0003	0.9997	0.9558
15	ТК 3-11а	ТК 3-12	1995	79.2	400	7.236	1.141	0.0006	0.9994	0.9552
16	ТК 3-12	ТК 3-13	1995	125.3	400	7.375	1.141	0.0011	0.9989	0.9542
17	ТК 3-13	ТК 3-14	1995	111.2	400	7.332	1.141	0.0010	0.9990	0.9532
18	ТК 3-14	ТК 3-15	1995	195.9	350	7.351	1.141	0.0017	0.9983	0.9516
19	ТК 3-15	Павильон Узловая	1996	33.4	400	7.099	0.866	0.0002	0.9998	0.9514
20	Павильон Узловая	ТК 3-16	1996	101.7	400	7.304	0.866	0.0006	0.9994	0.9508
21	ТК 3-16	ТК 3-17	2010	101.5	350	7.110	0.081	0.0000	1.0000	0.9508
22	ТК 3-17	ТК 3-17а	2010	63.3	350	7.013	0.081	0.0000	1.0000	0.9508
23	ТК 3-17а	ТК 3-18	2010	53.1	350	6.987	0.081	0.0000	1.0000	0.9508
24	ТК 3-18	ТК 3-19	2006	126.8	350	7.175	0.126	0.0001	0.9999	0.9507
25	ТК 3-19	ТК 3-20	2005	93.2	400	7.278	0.144	0.0001	0.9999	0.9506

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, z <sub>р</sub> , ч	Интенсивность отказов, λ, 1/(год-км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P	Средняя вероятность безотказной работы системы, ПР
26	TK 3-20	TK 3-21	2005	15.9	400	7.047	0.144	0.0000	1.0000	0.9506
27	TK 3-21	TK 3-30	2004	126.3	400	7.378	0.167	0.0002	0.9998	0.9504
28	TK 3-30	TK 3-31	2002	47.3	350	6.972	0.232	0.0001	0.9999	0.9504
29	TK 3-31	TK 3-32	2016	124.4	250	6.781	0.05	0.0000	1.0000	0.9504
30	TK 3-32	TK 3-33	2016	222.5	250	6.948	0.05	0.0001	0.9999	0.9503
31	TK 3-33	TK 3-34	2016	76.8	250	6.699	0.05	0.0000	1.0000	0.9503
32	TK 3-34	TK 3-35	2016	50.1	250	6.654	0.05	0.0000	1.0000	0.9503
33	TK 3-35	TK 3-36	2016	53.2	250	6.659	0.05	0.0000	1.0000	0.9503
34	TK 3-36	TK 3-36а	2008	102.9	300	6.926	0.099	0.0000	1.0000	0.9503
35	TK 3-36а	TK 3-37	2007	68.1	300	6.852	0.111	0.0000	1.0000	0.9503
36	TK 3-37	TK 3-37а	2000	107.8	250	6.752	0.339	0.0001	0.9999	0.9502
37	TK 3-37а	TK 3-37б	2000	24.1	250	6.609	0.339	0.0000	1.0000	0.9502
38	TK 3-37б	TK 3-38	2000	45.9	250	6.647	0.339	0.0000	1.0000	0.9502
39	TK 3-38	TK 3-39	2000	57.5	250	6.666	0.339	0.0000	1.0000	0.9502
40	TK 3-39	TK 3-40	2000	44.5	250	6.644	0.339	0.0000	1.0000	0.9502
41	TK 3-40	TK 3-41	2000	67.4	250	6.683	0.339	0.0001	0.9999	0.9501
42	TK 3-41	TK 3-42	2000	174.6	250	6.866	0.339	0.0002	0.9998	0.9499
43	TK 3-42	TK 3-43	2000	25.9	250	6.613	0.339	0.0000	1.0000	0.9499
44	TK 3-43	TK 3-44	2015	24.6	200	6.467	0.057	0.0000	1.0000	0.9499
45	TK 3-44	TK 3-45	2015	29.7	150	6.335	0.057	0.0000	1.0000	0.9499
46	TK 3-45	TK 3-45д	2015	181.3	150	6.475	0.057	0.0000	1.0000	0.9499
47	TK 3-45д	TK 3-47	2015	134.3	150	6.432	0.057	0.0000	1.0000	0.9499
Итого по участку										0.9499
Резервная тепломагистраль										
1	ТЭЦ-3	7TK-4	2015	777.0	700	12.513	0.057	0.0045	0.9955	0.9955
2	7TK-4	7TK-5	2015	64.9	700	8.336	0.057	0.0001	0.9999	0.9954
3	7TK-5	7TK-6	2015	141.9	700	8.788	0.057	0.0002	0.9998	0.9952
4	7TK-6	7TK-7	2015	122.1	700	8.672	0.057	0.0002	0.9998	0.9950

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, z <sub>р</sub> , ч	Интенсивность отказов, λ, 1/(год-км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P	Средняя вероятность безотказной работы системы, ПР
5	7ТК-7	7ТК-8	2015	149.2	700	8.831	0.057	0.0002	0.9998	0.9948
6	7ТК-8	Уз. 7НО-10	2015	303.4	700	9.735	0.057	0.0008	0.9992	0.9940
7	Уз. 7НО-10	7 павильон 1	2015	1056.3	700	14.152	0.057	0.0079	0.9921	0.9862
8	7 павильон 1	7 павильон 1а	2015	209.7	700	9.186	0.057	0.0004	0.9996	0.9858
9	7 павильон 1а	Уз. Совхоз Чеп 1	2015	800.2	700	12.650	0.057	0.0047	0.9953	0.9811
10	Уз. Совхоз Чеп 1	Павильон Лепсе	2015	341.7	700	9.960	0.057	0.0010	0.9990	0.9801
11	Павильон Лепсе	7 павильон 2	2015	217.7	700	9.232	0.057	0.0004	0.9996	0.9798
12	7 павильон 2	ТК 5-02	2016	92.3	500	7.667	0.05	0.0001	0.9999	0.9797
13	ТК 5-02	ТК 5-02а	2016	195.6	500	8.072	0.05	0.0002	0.9998	0.9795
14	ТК 5-02а	ТК 5-03	2016	372.1	500	8.764	0.05	0.0005	0.9995	0.9790
15	ТК 5-03	ТК 5-04	2016	222.0	500	8.176	0.05	0.0002	0.9998	0.9788
16	ТК 5-04	ТК 5-05	2016	65.7	500	7.563	0.05	0.0000	1.0000	0.9788
17	ТК 5-05	ТК 14-1	2016	16.3	400	7.048	0.05	0.0000	1.0000	0.9788
18	ТК 14-1	ТК 14-2	2016	82.6	400	7.247	0.05	0.0000	1.0000	0.9788
19	ТК 14-2	ТК 14-3	2016	150.6	400	7.450	0.05	0.0001	0.9999	0.9787
20	ТК 14-3	ТК 14-4	2016	115.1	300	6.952	0.05	0.0000	1.0000	0.9787
21	ТК 14-4	ТК 14-5	2016	101.6	300	6.923	0.05	0.0000	1.0000	0.9787
22	ТК 14-5	ТК 14-6	2016	79.7	200	6.539	0.05	0.0000	1.0000	0.9787
23	ТК 14-6	ТК 3-47	2016	430.1	200	6.996	0.05	0.0001	0.9999	0.9786
Итого по участку										0.9786
<b>Итого по расчетному участку</b>										<b>1.0000</b>

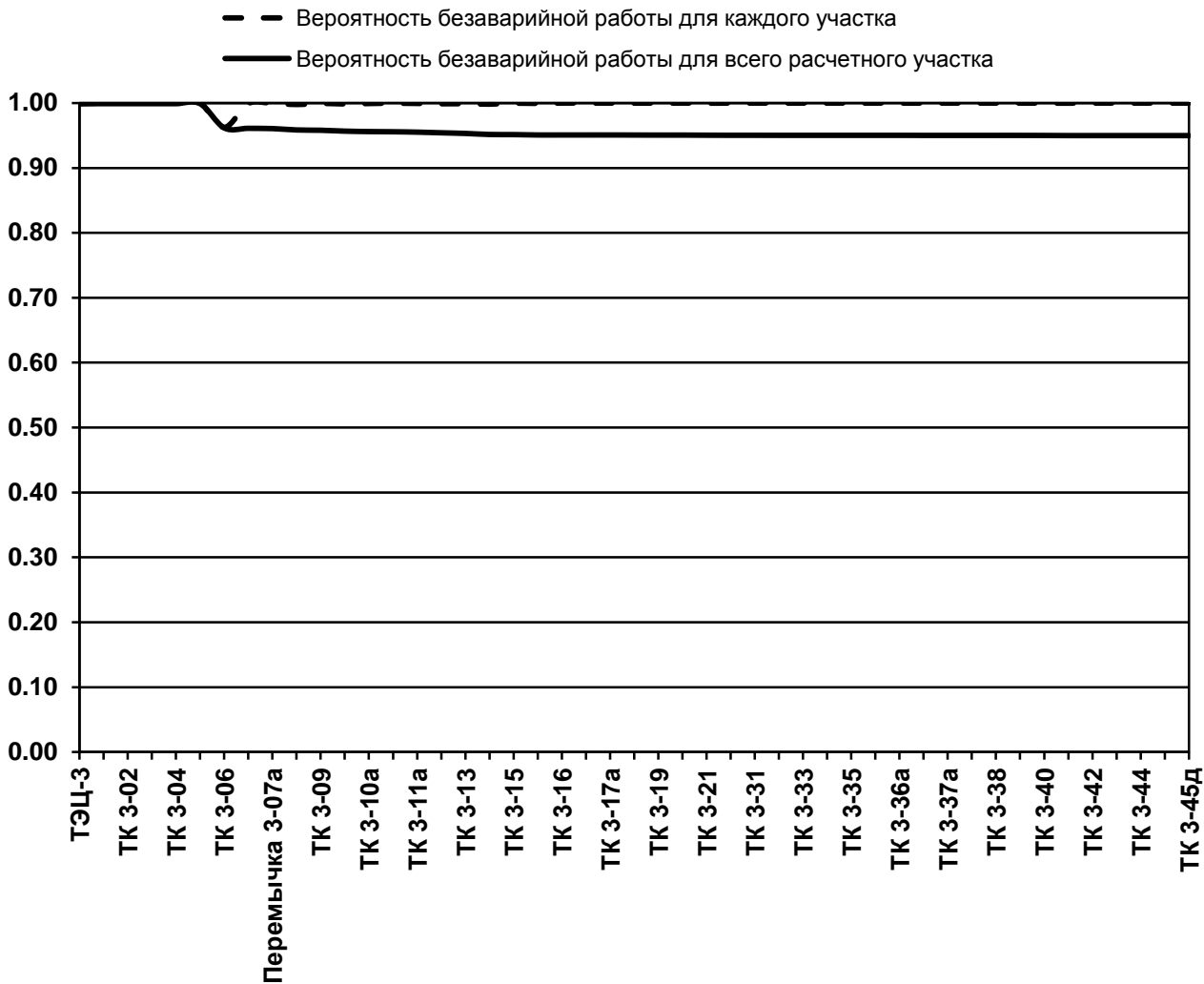


Рис. 9.2.7. Вероятность безаварийной работы тепловой магистрали от Кировской ТЭС-3 до Уз 3-47 в 2033 г.

### 9.2.3. Расчетный участок от Кировской ТЭЦ-3 до ПМК-6

Расчетный участок от Кировской ТЭЦ-3 до ПМК-6 тепловой сети г. Кирово-Чепецка представлен на рис. 9.2.8. Результаты расчета вероятности безотказной работы указанной тепловой магистрали за базовый (2014) год приведены в табл. 9.2.5. Изменение показателей безаварийности работы каждого участка и безотказности работы всей тепловой магистрали вдоль расчетного пути представлено на рис. 9.2.9.

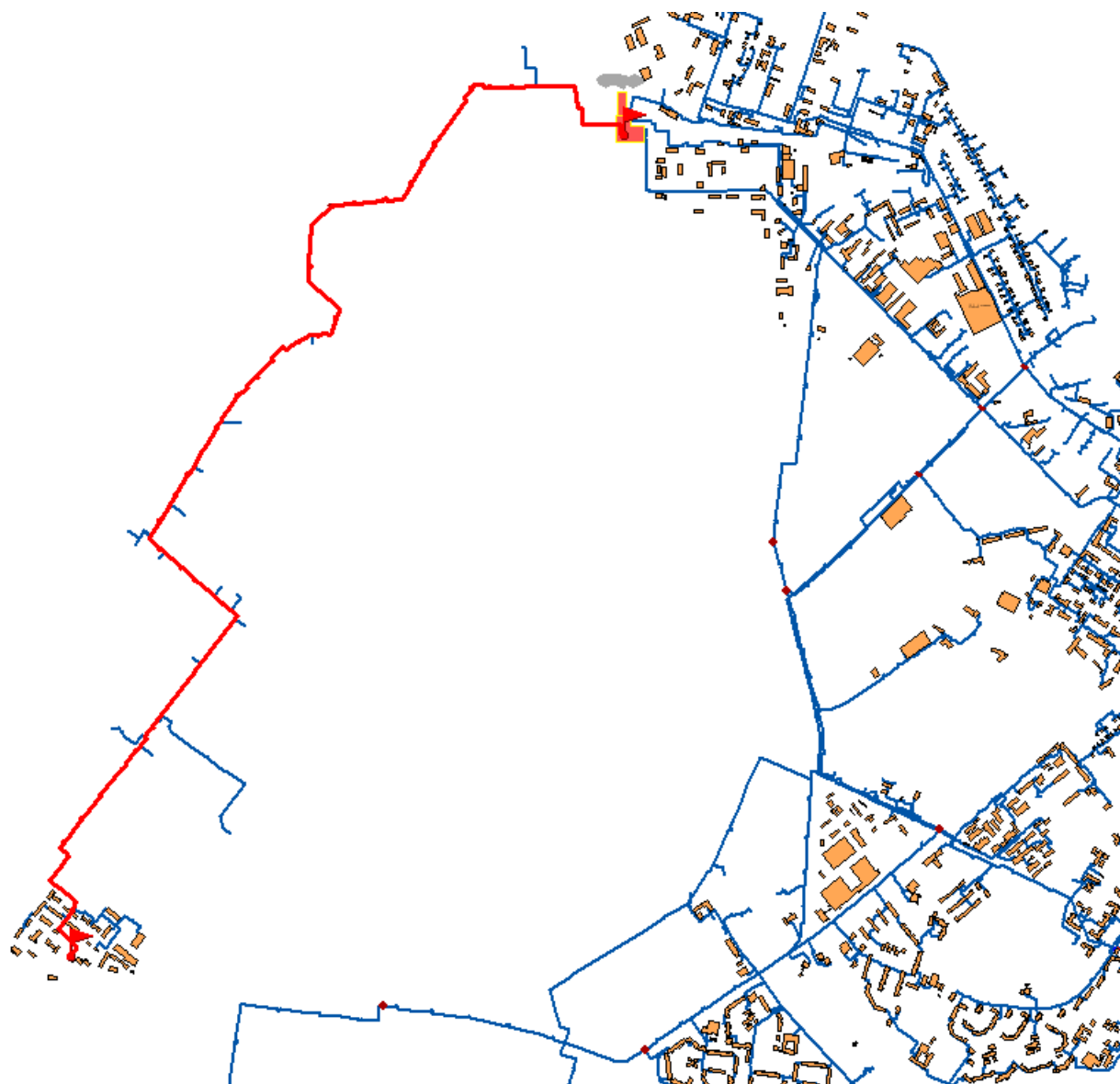
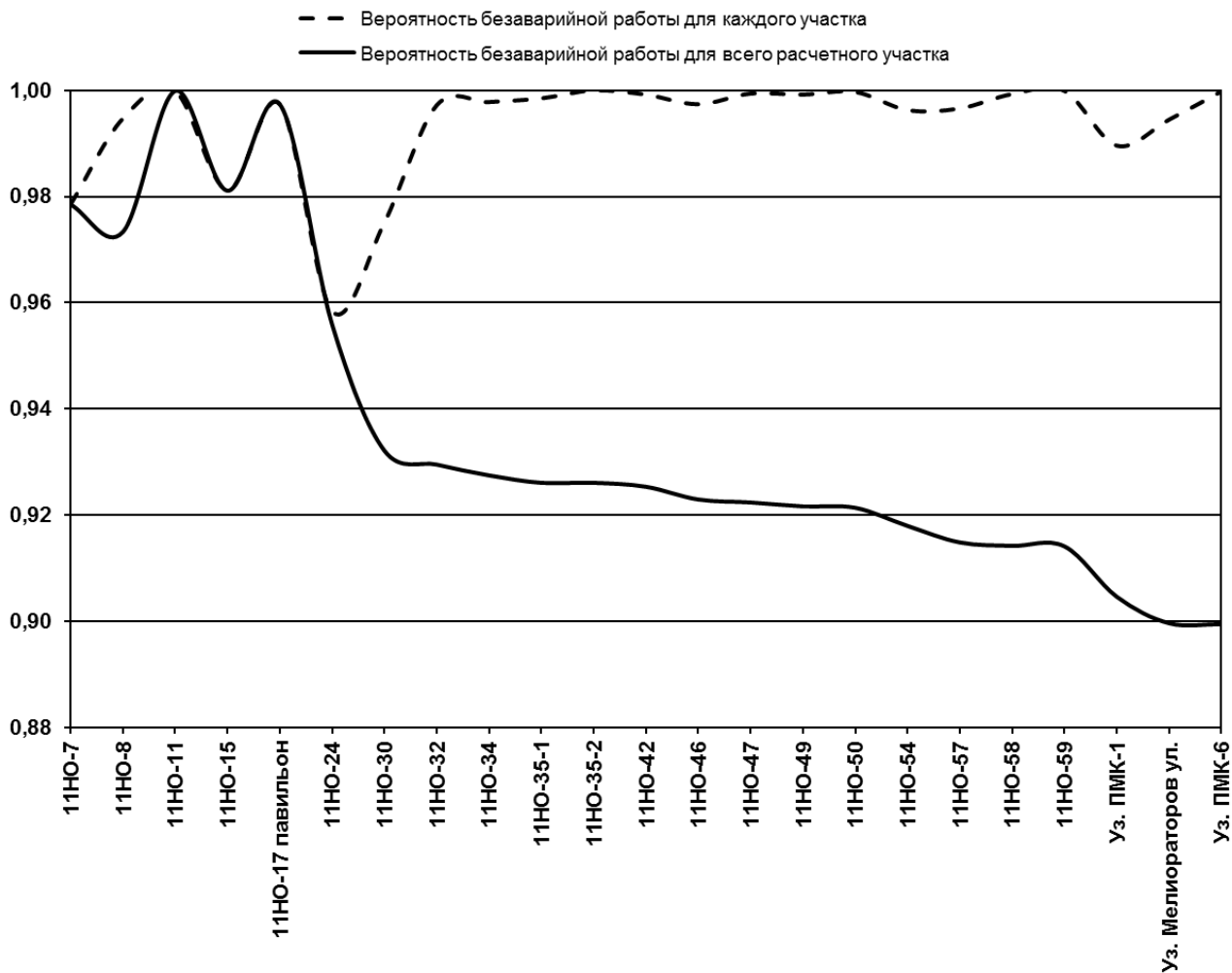


Рис. 9.2.9. Расчетный участок теплосети Кировской ТЭЦ-3 до ПМК-6

Таблица 9.2.5

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, зр, ч	Интенсивность отказов, λ, 1/(год·км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, Р	Средняя вероятность безотказной работы системы, ПР
Основная тепломагистраль										
1	ТЭЦ-3	11НО-7	1976	509,7	500	9,303	1,141	0,0217	0,9785	0,9785
2	11НО-7	11НО-8	1976	232,6	500	8,217	1,141	0,0053	0,9947	0,9733
Резервная тепломагистраль										
3	11НО-7	11НО-8	1976	232,9	500	8,218	1,141	0,0053	0,9947	0,9947
Итого по участку ТЭЦ-3 - 11НО-8										1,0000
Основная тепломагистраль										
4	11НО-8	11НО-11	2010	137,2	500	7,843	0,05	0,0001	0,9999	0,9999
5	11НО-11	11НО-15	1976	478,2	500	9,179	1,141	0,0190	0,9812	0,9811
Резервная тепломагистраль										
6	11НО-11	11НО-15	1976	482,0	300	7,730	1,141	0,0068	0,9932	0,9932
Итого по участку 11НО-11 - 11НО-15										1,0000
Итого по участку ТЭЦ-3 - 11НО-15										1,0000
7	11НО-15	11НО-17 павильон	1976	302,1	300	7,349	1,141	0,0026	0,9974	0,9974
8	11НО-17 павильон	11НО-24	1976	718,2	500	10,119	1,141	0,0425	0,9584	0,9559
9	11НО-24	11НО-30	1976	549,4	500	9,458	1,141	0,0252	0,9751	0,9321
10	11НО-30	11НО-32	1976	220,3	400	7,659	1,141	0,0028	0,9972	0,9295
11	11НО-32	11НО-34	1976	193,7	400	7,580	1,141	0,0022	0,9978	0,9275
12	11НО-34	11НО-35-1	1976	156,4	400	7,468	1,141	0,0015	0,9985	0,9261
13	11НО-35-1	11НО-35-2	1976	2,3	400	7,006	1,141	0,0000	1,0000	0,9261
14	11НО-35-2	11НО-42	1976	98,5	400	7,294	1,141	0,0008	0,9992	0,9253
15	11НО-42	11НО-46	1976	210,6	400	7,630	1,141	0,0026	0,9974	0,9229
16	11НО-46	11НО-47	1976	80,6	400	7,241	1,141	0,0006	0,9994	0,9224
17	11НО-47	11НО-49	1976	93,3	400	7,279	1,141	0,0008	0,9992	0,9216
18	11НО-49	11НО-50	1976	46,6	400	7,139	1,141	0,0003	0,9997	0,9213
19	11НО-50	11НО-54	1976	252,2	400	7,755	1,141	0,0037	0,9963	0,9179
20	11НО-54	11НО-57	1976	241,4	400	7,723	1,141	0,0034	0,9966	0,9148
21	11НО-57	11НО-58	1976	82,9	400	7,248	1,141	0,0007	0,9993	0,9142
22	11НО-58	11НО-59	1976	22,5	400	7,067	1,141	0,0001	0,9999	0,9141
23	11НО-59	Уз. ПМК-1	1976	895,2	200	7,603	1,141	0,0105	0,9896	0,9046
24	Уз. ПМК-1	Уз. Мелиораторов	1970	223,5	200	6,726	9,101	0,0055	0,9945	0,8996
25	Уз. Мелиораторов	Уз. ПМК-6	1970	39,0	150	6,344	9,101	0,0002	0,9998	0,8994
<b>Итого по расчетному участку</b>										<b>0,8994</b>





**Рис. 9.2.9. Вероятность безаварийной работы тепловой магистрали от ТЭС-3 до ПМК-6**

Из анализа рис. 9.2.9 следует, что показатели надёжности тепловой магистрали Кировская ТЭС-3 – ПМК-6 удовлетворяет нормативным значениям. Однако, в 2015 г. эти показатели будут ниже допустимых из-за продолжительной работы данной тепловой магистрали (более 40 лет). Поэтому в 2016 г. рекомендуется перекладка всей тепловой магистрали кроме участка 11НО-8 – 11НО-11. После выполнения перекладок тепловая магистраль Кировская ТЭС-3 – ТК-8 будет обладать допустимыми показателями безаварийной работы вплоть до 2033 г. Данные с рекомендуемыми перекладками приведены в табл. 9.2.6 и на рис. 9.2.10.

Таблица 9.2.6

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, Z <sub>p</sub> , ч	Интенсивность отказов, λ, 1/(год-км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P	Средняя вероятность безотказной работы системы, ПР
Основная тепломагистраль										
1	ТЭЦ-3	11НО-7	2016	509,7	500	9,303	0,126	0,0024	0,9976	0,9976
2	11НО-7	11НО-8	2016	232,6	500	8,217	0,126	0,0006	0,9994	0,9970
Резервная тепломагистраль										
3	11НО-7	11НО-8	2016	232,9	500	8,218	0,126	0,0006	0,9994	0,9994
Итого по участку ТЭЦ-3 - 11НО-8										1,0000
Основная тепломагистраль										
4	11НО-8	11НО-11	2010	137,2	500	7,843	0,05	0,0001	0,9999	0,9999
5	11НО-11	11НО-15	2016	478,2	500	9,179	0,126	0,0021	0,9979	0,9978
Резервная тепломагистраль										
6	11НО-11	11НО-15	2016	482,0	300	7,730	0,126	0,0008	0,9992	0,9992
Итого по участку 11НО-11 - 11НО-15										1,0000
Итого по участку ТЭЦ-3 - 11НО-15										1,0000
7	11НО-15	11НО-17 павильон	2016	302,1	300	7,349	0,126	0,0003	0,9997	0,9997
8	11НО-17 павильон	11НО-24	2016	718,2	500	10,119	0,126	0,0047	0,9953	0,9950
9	11НО-24	11НО-30	2016	549,4	500	9,458	0,126	0,0028	0,9972	0,9922
10	11НО-30	11НО-32	2016	220,3	400	7,659	0,126	0,0003	0,9997	0,9919
11	11НО-32	11НО-34	2016	193,7	400	7,580	0,126	0,0002	0,9998	0,9917
12	11НО-34	11НО-35-1	2016	156,4	400	7,468	0,126	0,0002	0,9998	0,9915
13	11НО-35-1	11НО-35-2	2016	2,3	400	7,006	0,126	0,0000	1,0000	0,9915
14	11НО-35-2	11НО-42	2016	98,5	400	7,294	0,126	0,0001	0,9999	0,9914
15	11НО-42	11НО-46	2016	210,6	400	7,630	0,126	0,0003	0,9997	0,9911
16	11НО-46	11НО-47	2016	80,6	400	7,241	0,126	0,0001	0,9999	0,9910
17	11НО-47	11НО-49	2016	93,3	400	7,279	0,126	0,0001	0,9999	0,9909
18	11НО-49	11НО-50	2016	46,6	400	7,139	0,126	0,0000	1,0000	0,9909
19	11НО-50	11НО-54	2016	252,2	400	7,755	0,126	0,0004	0,9996	0,9905
20	11НО-54	11НО-57	2016	241,4	400	7,723	0,126	0,0004	0,9996	0,9901
21	11НО-57	11НО-58	2016	82,9	400	7,248	0,126	0,0001	0,9999	0,9900
22	11НО-58	11НО-59	2016	22,5	400	7,067	0,126	0,0000	1,0000	0,9900
23	11НО-59	Уз. ПМК-1	2016	895,2	200	7,603	0,126	0,0012	0,9988	0,9888
24	Уз. ПМК-1	Уз. Мелиораторов	2016	223,5	200	6,726	0,126	0,0001	0,9999	0,9887
25	Уз. Мелиораторов	Уз. ПМК-6	2016	39,0	150	6,344	0,126	0,0000	1,0000	0,9887
Итого по расчетному участку ТЭЦ-3 - ТК 8										0,9887

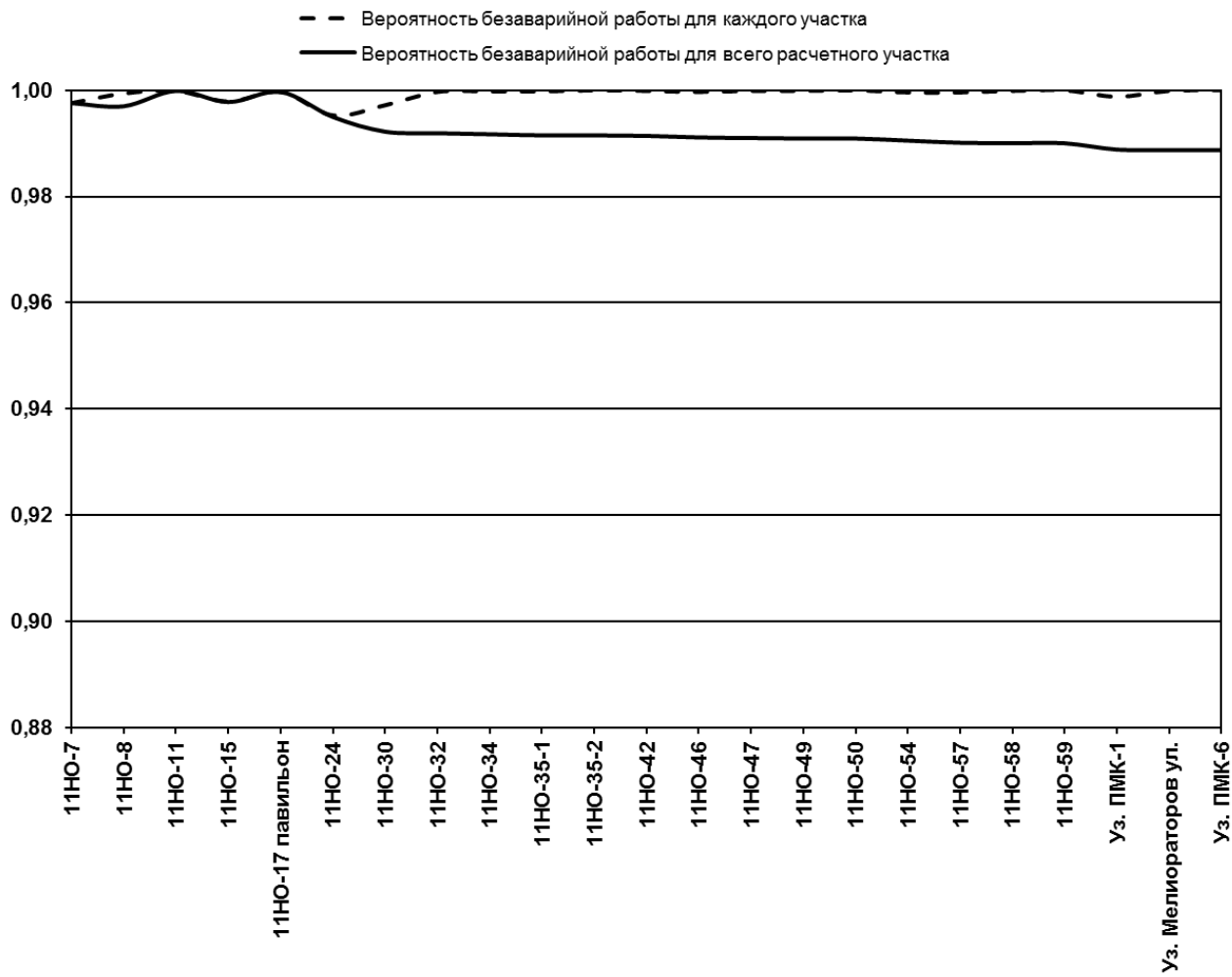


Рис. 9.2.10. Вероятность безаварийной работы тепловой магистрали от Кировской ТЭЦ-3 до ПМК-6 в 2033 г.

#### 9.2.4. Расчетный участок от Кировской ТЭЦ-3 до ТК 5-12

Расчетный участок от Кировской ТЭЦ-3 до ТК 5-12 тепловой сети г. Кирово-Чепецка представлен на рис. 9.2.11. Результаты расчета вероятности безотказной работы указанной тепловой магистрали за базовый (2014) год приведены в табл. 9.2.7. Изменение показателей безаварийности работы каждого участка и безотказности работы всей тепловой магистрали вдоль расчетного пути представлено на рис. 9.2.12 – 9.2.14.



Рис. 9.2.11. Расчетный участок теплосети Кировской ТЭЦ-3 до ТК 5-12

Таблица 9.2.7

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, Z <sub>p</sub> , ч	Интенсивность отказов, λ, 1/(год·км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P	Средняя вероятность безотказной работы системы, ПР
Основная тепломагистраль										
1	ТЭЦ-3	Уз. 6НО-7	1961	265,14	600	8,918	1260,11	9,8783	0,0001	0,0001
2	Уз. 6НО-7	Уз. 6НО-10	1961	223,27	600	8,714	1260,11	7,5828	0,0005	0,0000
3	Уз. 6НО-10	0-61 0-62	1961	1,38	250	6,571	1260,11	0,0024	0,9976	0,0000
4	0-61 0-62	ТК А-1	1961	100,05	250	6,739	1260,11	0,3566	0,7001	0,0000
5	ТК А-1	перемычка пав А-1	1961	5,84	250	6,578	1260,11	0,0104	0,9897	0,0000
6	перемычка пав А-1	ТК А-2	1961	84,28	250	6,712	1260,11	0,2757	0,7590	0,0000
7	ТК А-2	0-1 0-2	1961	0,95	250	6,570	1260,11	0,0016	0,9984	0,0000
8	0-1 0-2	ТК А-3а	1961	107,50	250	6,752	1260,11	0,3982	0,6715	0,0000
9	ТК А-3а	ТК А-3	1961	15,00	250	6,594	1260,11	0,0295	0,9709	0,0000
10	ТК А-3	ТК А-4	1961	119,66	250	6,772	1260,11	0,4690	0,6256	0,0000
11	ТК А-4	ТК А-5	1961	27,45	250	6,615	1260,11	0,0604	0,9414	0,0000
12	ТК А-5	ТК А-5а	1961	102,69	200	6,569	1260,11	0,1725	0,8416	0,0000
13	ТК А-5а	ТК А-6	1961	127,19	200	6,601	1260,11	0,2598	0,7712	0,0000
14	ТК А-6	0-3 0-4	1961	38,20	200	6,485	1260,11	0,0336	0,9670	0,0000
15	0-3 0-4	ТК А-7	1961	1,09	200	6,436	1260,11	0,0009	0,9991	0,0000
16	ТК А-7	ТК А-8	1961	80,53	200	6,540	1260,11	0,1086	0,8971	0,0000
17	ТК А-8	ТК А-9	1961	44,45	200	6,493	1260,11	0,0395	0,9613	0,0000
18	ТК А-9	ТК А-9а	1961	19,43	200	6,460	1260,11	0,0166	0,9835	0,0000
19	ТК А-9а	ТК А-9б	1961	62,14	200	6,516	1260,11	0,0667	0,9355	0,0000
20	ТК А-9б	ТК А-9в	1961	80,83	200	6,540	1260,11	0,1090	0,8967	0,0000
21	ТК А-9в	Уз. А-10а	1961	44,29	200	6,493	1260,11	0,0393	0,9615	0,0000
22	Уз. А-10а	Запорная арматура	1961	1,55	200	6,437	1260,11	0,0013	0,9987	0,0000
23	Запорная арматура	перемычка 6НО-23	1961	172,46	200	6,660	1260,11	0,4658	0,6276	0,0000
24	перемычка 6НО-23	Запорная арматура	1961	0,73	200	6,436	1260,11	0,0006	0,9994	0,0000
25	Запорная арматура	Уз. 6НО-23-2	1961	0,66	200	6,436	1260,11	0,0005	0,9995	0,0000

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, Z <sub>p</sub> , ч	Интенсивность отказов, λ, 1/(год·км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P	Средняя вероятность безотказной работы системы, ПР
	ра									
26	Уз. 6НО-23-2	Запорная арматура	1961	0,66	200	6,436	1260,11	0,0005	0,9995	0,0000
27	Запорная арматура	Уз. 6НО-23	1961	0,60	200	6,436	1260,11	0,0005	0,9995	0,0000
28	Уз. 6НО-23	ТК 6-03	1961	177,42	600	8,490	1260,11	5,3515	0,0047	0,0000
29	ТК 6-03	ТК 6-04	1961	67,80	600	7,956	1260,11	1,3724	0,2535	0,0000
30	ТК 6-04	Уз. 6НО-28	1961	211,18	600	8,655	1260,11	6,9649	0,0009	0,0000
31	Уз. 6НО-28	Уз. 6НО-29	1961	11,87	600	7,683	1260,11	0,1738	0,8405	0,0000
32	Уз. 6НО-29	ТК 6-05	1961	252,22	600	8,855	1260,11	9,1444	0,0001	0,0000
33	ТК 6-05	ТК 6-05а	1961	147,08	600	8,342	1260,11	4,0507	0,0174	0,0000
34	ТК 6-05а	ТК 6-06	1961	56,95	600	7,903	1260,11	1,0926	0,3353	0,0000
35	ТК 6-06	перемычка 6Пав1 от 6-06	1989	4,36	600	7,646	0,099	0,0000	1,0000	0,0000
36	перемычка 6Пав1 от 6-06	6 Павильон 1	1989	4,80	600	7,649	0,099	0,0000	1,0000	0,0000
Итого по участку										0,0000
Резервная тепломагистраль										
1	ТЭЦ-3	ТК 3-01	1953	457,2	500	9,097	1602858,3 5	24329,7868	0,0000	0,0000
2	ТК 3-01	ТК 3-02	1953	114,6	350	7,144	1602858,3 5	1121,2493	0,0000	0,0000
3	ТК 3-02	ТК 3-03	1953	100,1	350	7,107	1602858,3 5	933,8552	0,0000	0,0000
4	ТК 3-03	ТК 3-04	1953	103,3	350	7,115	1602858,3 5	973,9082	0,0000	0,0000
5	ТК 3-04	ТК 3-05	1953	71,3	350	7,033	1602858,3 5	599,2952	0,0000	0,0000
6	ТК 3-05	ТК 3-06	1953	52,4	350	6,985	1602858,3 5	408,4826	0,0000	0,0000
7	ТК 3-06	ТК 3-07	1985	107,8	350	7,126	0,167	0,0001	0,9999	0,0000
8	ТК 3-07	Перемычка 3-07а	1995	62,9	500	7,552	0,06	0,0000	1,0000	0,0000
9	Перемычка 3-07а	ТК 3-08	1995	37,1	500	7,451	0,06	0,0000	1,0000	0,0000

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, Z <sub>р</sub> , ч	Интенсивность отказов, λ, 1/(год·км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P	Средняя вероятность безотказной работы системы, ПР
10	TK 3-08	TK 3-09	1995	134,2	500	7,832	0,06	0,0001	0,9999	0,0000
11	TK 3-09	TK 3-10	1995	64,3	400	7,192	0,06	0,0000	1,0000	0,0000
12	TK 3-10	TK 3-10а	1995	103,0	500	7,709	0,06	0,0001	0,9999	0,0000
13	TK 3-10а	Сужение 3-11	1995	67,1	500	7,569	0,06	0,0000	1,0000	0,0000
14	Сужение 3-11	TK 3-11а	1995	44,5	400	7,132	0,06	0,0000	1,0000	0,0000
15	TK 3-11а	TK 3-12	1995	79,2	400	7,236	0,06	0,0000	1,0000	0,0000
16	TK 3-12	TK 3-13	1995	125,3	400	7,375	0,06	0,0001	0,9999	0,0000
17	TK 3-13	TK 3-14	1995	111,2	400	7,332	0,06	0,0001	0,9999	0,0000
18	TK 3-14	TK 3-15	1995	195,9	350	7,351	0,06	0,0001	0,9999	0,0000
19	TK 3-15	Павильон Узловая	1996	33,4	400	7,099	0,057	0,0000	1,0000	0,0000
20	Павильон Узловая	TK 6-08	1961	31,3	600	7,778	1260,11	0,5206	0,5942	0,0000
21	TK 6-08	TK 6-07	1961	97,5	600	8,101	1260,11	2,2489	0,1055	0,0000
22	TK 6-07	6 павильон 1	1961	96,9	600	8,098	1260,11	2,2295	0,1076	0,0000
Итого по участку										0,0000
Итого по участку ТЭЦ-3 - 6 пав 11										0,0000
Основная тепломагистраль										
1	6 павильон 1	2-39 2-40	1989	3,32	600	7,641	0,099	0,0000	1,0000	0,0000
2	2-39 2-40	Уз. 6ПАВ-1-1	1989	1,03	600	7,630	0,099	0,0000	1,0000	0,0000
3	Уз. 6ПАВ-1-1	перемычка 6Пав1 к 6-07	1989	0,80	600	7,629	0,099	0,0000	1,0000	0,0000
4	перемычка 6Пав1 к 6-07	TK 6-09	1989	142,75	600	8,321	0,099	0,0003	0,9997	0,0000
5	TK 6-09	TK 6-10	1989	150,14	600	8,357	0,099	0,0003	0,9997	0,0000
6	TK 6-10	TK 6-11	1989	121,10	600	8,216	0,099	0,0002	0,9998	0,0000
7	TK 6-11	TK 6-12	1989	77,36	600	8,002	0,099	0,0001	0,9999	0,0000
8	TK 6-12	TK 6-13	1989	7,20	600	7,660	0,099	0,0000	1,0000	0,0000
9	TK 6-13	TK 6-14	1989	80,51	600	8,018	0,099	0,0001	0,9999	0,0000
10	TK 6-14	TK 6-15	1989	97,35	600	8,100	0,099	0,0002	0,9998	0,0000
11	TK 6-15	TK 6-16	1989	179,54	600	8,501	0,099	0,0004	0,9996	0,0000

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, Z <sub>р</sub> , ч	Интенсивность отказов, λ, 1/(год·км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P	Средняя вероятность безотказной работы системы, ПР
12	ТК 6-16	ТК 6-17	1989	93,12	600	8,079	0,099	0,0002	0,9998	0,0000
13	ТК 6-17	Уз. 4-10-2	1989	44,38	600	7,842	0,099	0,0001	0,9999	0,0000
14	Уз. 4-10-2	ТК 4-10	1989	2,55	600	7,638	0,099	0,0000	1,0000	0,0000
15	ТК 4-10	2-11 2-12	1989	0,49	600	7,628	0,099	0,0000	1,0000	0,0000
16	2-11 2-12	Уз. 4-10-1	1989	1,93	500	7,313	0,099	0,0000	1,0000	0,0000
17	Уз. 4-10-1	ТК 4-11	1989	44,44	500	7,480	0,099	0,0000	1,0000	0,0000
18	ТК 4-11	ТК 4-12	1998	84,86	500	7,638	0,05	0,0000	1,0000	0,0000
19	ТК 4-12	ТК 4-13	1998	169,21	500	7,969	0,05	0,0001	0,9999	0,0000
20	ТК 4-13	ТК 4-14	1998	163,93	500	7,948	0,05	0,0001	0,9999	0,0000
21	ТК 4-14	перемычка 4-14	1998	1,92	400	7,005	0,05	0,0000	1,0000	0,0000
22	перемычка 4-14	ТК 4-15	1960	73,98	400	7,221	2603,08	1,2874	0,2760	0,0000
2	ТК 4-15	ТК 4-15а	1960	77,53	400	7,231	2603,08	1,3643	0,2556	0,0000
3	ТК 4-15а	ТК 4-16	1960	75,08	400	7,224	2603,08	1,3109	0,2696	0,0000
4	ТК 4-16	ТК 4-17	1960	105,49	400	7,315	2603,08	2,0260	0,1319	0,0000
5	ТК 4-17	ТК 4-18	1960	119,94	400	7,359	2603,08	2,4029	0,0905	0,0000
6	ТК 4-18	ТК 4-19	2010	86,99	400	7,260	0,05	0,0000	1,0000	0,0000
23	ТК 4-19	ТК 4-20	1965	88,02	400	7,263	101,833	0,0627	0,9392	0,0000
24	ТК 4-20	2-19 2-20	1967	0,89	400	7,002	35,525	0,0002	0,9998	0,0000
25	2-19 2-20	ТК 4-21А	1967	69,18	400	7,206	35,525	0,0162	0,9839	0,0000
26	ТК 4-21А	ТК 4-21	1967	58,60	400	7,175	35,525	0,0132	0,9869	0,0000
27	ТК 4-21	ТК 4-21Б	1967	71,31	400	7,213	35,525	0,0168	0,9833	0,0000
28	ТК 4-21Б	ТК 4-21В	1967	74,14	400	7,221	35,525	0,0176	0,9826	0,0000
29	ТК 4-21В	ТК 4-22	1967	56,48	400	7,168	35,525	0,0126	0,9875	0,0000
30	ТК 4-22	ТК 4-23	1967	56,57	400	7,169	35,525	0,0126	0,9875	0,0000
31	ТК 4-23	ТК 4-24	1967	76,50	400	7,228	35,525	0,0183	0,9819	0,0000
32	ТК 4-24	перемычка 4-25 от 4-24	1967	75,56	400	7,226	35,525	0,0180	0,9822	0,0000
33	перемычка 4-25 от 4-24	ТК 4-25	1967	1,60	400	7,004	35,525	0,0003	0,9997	0,0000



№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, Z <sub>p</sub> , ч	Интенсивность отказов, λ, 1/(год·км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P	Средняя вероятность безотказной работы системы, ПР
34	ТК 4-25	2-21 2-22	1967	0,27	400	7,000	35,525	0,0000	1,0000	0,0000
35	2-21 2-22	перемычка 4-25 к 4-26	1967	1,22	400	7,003	35,525	0,0002	0,9998	0,0000
36	перемычка 4-25 к 4-26	ТК 4-26	1967	76,58	400	7,229	35,525	0,0183	0,9819	0,0000
37	ТК 4-26	ТК 4-27	1967	72,61	400	7,217	35,525	0,0172	0,9829	0,0000
38	ТК 4-27	ТК 4-28	1967	163,61	400	7,489	35,525	0,0501	0,9511	0,0000
39	ТК 4-28	ТК 4-29	1967	53,50	400	7,159	35,525	0,0118	0,9883	0,0000
3	ТК 4-29	ТК 4-30	1967	56,83	400	7,169	35,525	0,0127	0,9874	0,0000
4	ТК 4-30	ТК 4-31	1967	113,87	400	7,340	35,525	0,0306	0,9699	0,0000
5	ТК 4-31	ТК 4-32	1967	113,08	400	7,338	35,525	0,0303	0,9702	0,0000
6	ТК 4-32	перемычка в сторону ТК 4-32	1967	35,96	400	7,107	35,525	0,0074	0,9926	0,0000
7	перемычка в сторону ТК 4-32	III-39 III-40	1967	0,97	400	7,002	35,525	0,0002	0,9998	0,0000
40	III-39 III-40	ТК 5-12	1985	0,65	400	7,001	0,167	0,0000	1,0000	0,0000
Итого по участку										0,0000
Итого по расчетному участку ТЭЦ-3 - ТК 5-12										0,0000

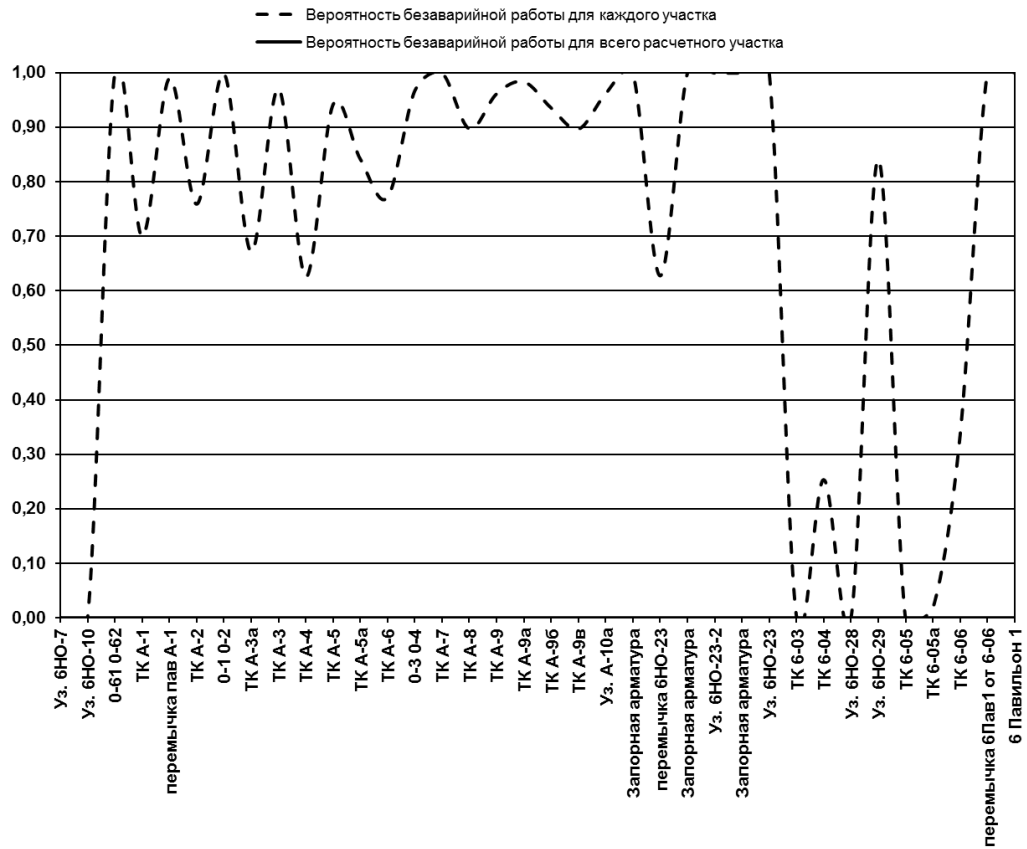


Рис. 9.2.12 Вероятность безаварийной работы тепломагистрали от ТЭС-3 до 6 Пав. 11

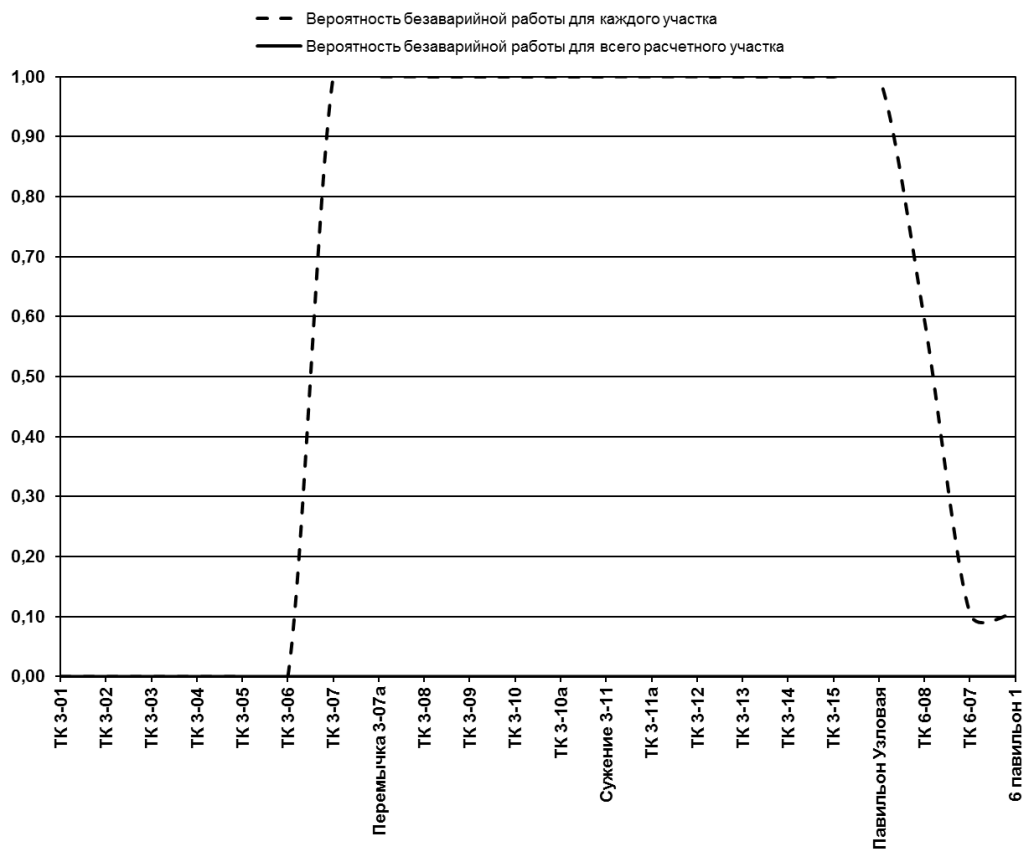


Рис. 9.2.13. Вероятность безаварийной работы резервной тепломагистрали от ТК-3-01 до 6 Пав. 11

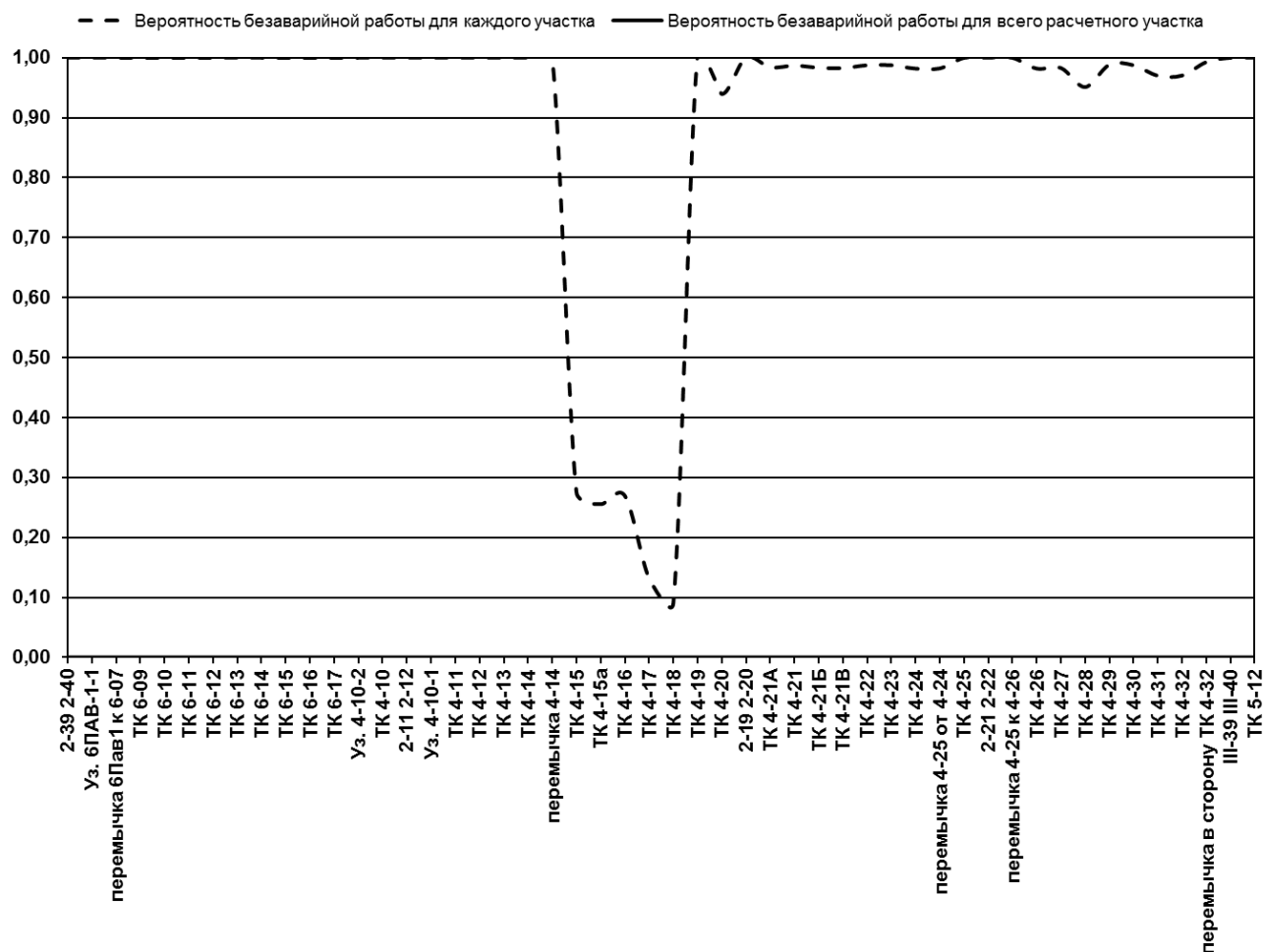


Рис. 9.2.14. Вероятность безаварийной работы тепломагистрали от 6 Пав. 11 до ТК 5-12

Из анализа рис. 9.2.12 – 9.2.14 видно, что тепломагистраль ТЭЦ-3 – ТК 5-12 обладает крайне низкими показателями безаварийной работы, т.к. вероятности безаварийной работы отдельных её участков значительно ниже допустимых значений. Это вызвано продолжительным сроком службы данных отрезков теплосети - более 35 лет, а отдельных участков – более 50 лет. Для достижения коэффициента надежности, удовлетворяющего нормативным значениям, необходимо в период 2015-2017 гг. произвести перекладку некоторых участков тепловой магистрали. Показатели безаварийной работы тепловой магистрали от Кировской ТЭЦ-3 до Уз 3-47 в 2033 г. после выполнения перекладок приведены в табл. 9.2.8 и на рис. 9.2.15 – 9.2.17.

Таблица 9.2.8

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, Z <sub>p</sub> , ч	Интенсивность отказов, λ, 1/(год·км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P	Средняя вероятность безотказной работы системы, PR
Основная тепломагистраль										
1	ТЭЦ-3	Уз. 6НО-7	2015	265.14	600	8.918	0.057	0.0004	0.9996	0.9996
2	Уз. 6НО-7	Уз. 6НО-10	2015	223.27	600	8.714	0.057	0.0003	0.9997	0.9993
3	Уз. 6НО-10	0-61 0-62	2015	1.38	250	6.571	0.057	0.0000	1.0000	0.9993
4	0-61 0-62	ТК А-1	2015	100.05	250	6.739	0.057	0.0000	1.0000	0.9993
5	ТК А-1	перемычка пав А-1	2015	5.84	250	6.578	0.057	0.0000	1.0000	0.9993
6	перемычка пав А-1	ТК А-2	2015	84.28	250	6.712	0.057	0.0000	1.0000	0.9993
7	ТК А-2	0-1 0-2	2015	0.95	250	6.570	0.057	0.0000	1.0000	0.9993
8	0-1 0-2	ТК А-3а	2015	107.50	250	6.752	0.057	0.0000	1.0000	0.9993
9	ТК А-3а	ТК А-3	2015	15.00	250	6.594	0.057	0.0000	1.0000	0.9993
10	ТК А-3	ТК А-4	2015	119.66	250	6.772	0.057	0.0000	1.0000	0.9993
11	ТК А-4	ТК А-5	2015	27.45	250	6.615	0.057	0.0000	1.0000	0.9993
12	ТК А-5	ТК А-5а	2015	102.69	200	6.569	0.057	0.0000	1.0000	0.9993
13	ТК А-5а	ТК А-6	2015	127.19	200	6.601	0.057	0.0000	1.0000	0.9993
14	ТК А-6	0-3 0-4	2015	38.20	200	6.485	0.057	0.0000	1.0000	0.9993
15	0-3 0-4	ТК А-7	2015	1.09	200	6.436	0.057	0.0000	1.0000	0.9993
16	ТК А-7	ТК А-8	2015	80.53	200	6.540	0.057	0.0000	1.0000	0.9993
17	ТК А-8	ТК А-9	2015	44.45	200	6.493	0.057	0.0000	1.0000	0.9993
18	ТК А-9	ТК А-9а	2015	19.43	200	6.460	0.057	0.0000	1.0000	0.9993
19	ТК А-9а	ТК А-9б	2015	62.14	200	6.516	0.057	0.0000	1.0000	0.9993
20	ТК А-9б	ТК А-9в	2015	80.83	200	6.540	0.057	0.0000	1.0000	0.9993
21	ТК А-9в	Уз. А-10а	2015	44.29	200	6.493	0.057	0.0000	1.0000	0.9993
22	Уз. А-10а	Запорная арматура	2015	1.55	200	6.437	0.057	0.0000	1.0000	0.9993
23	Запорная арматура	перемычка 6НО-23	2015	172.46	200	6.660	0.057	0.0000	1.0000	0.9993
24	перемычка 6НО-23	Запорная арматура	2015	0.73	200	6.436	0.057	0.0000	1.0000	0.9993
25	Запорная арматура	Уз. 6НО-23-2	2015	0.66	200	6.436	0.057	0.0000	1.0000	0.9993
26	Уз. 6НО-23-2	Запорная арматура	2015	0.66	200	6.436	0.057	0.0000	1.0000	0.9993
27	Запорная арматура	Уз. 6НО-23	2015	0.60	200	6.436	0.057	0.0000	1.0000	0.9993

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, Z <sub>р</sub> , ч	Интенсивность отказов, λ, 1/(год-км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P	Средняя вероятность безотказной работы системы, PR
28	Уз. 6НО-23	ТК 6-03	2015	177.42	600	8.490	0.057	0.0002	0.9998	0.9991
29	ТК 6-03	ТК 6-04	2015	67.80	600	7.956	0.057	0.0001	0.9999	0.9990
30	ТК 6-04	Уз. 6НО-28	2015	211.18	600	8.655	0.057	0.0003	0.9997	0.9987
31	Уз. 6НО-28	Уз. 6НО-29	2015	11.87	600	7.683	0.057	0.0000	1.0000	0.9987
32	Уз. 6НО-29	ТК 6-05	2015	252.22	600	8.855	0.057	0.0004	0.9996	0.9983
33	ТК 6-05	ТК 6-05а	2015	147.08	600	8.342	0.057	0.0002	0.9998	0.9981
34	ТК 6-05а	ТК 6-06	2015	56.95	600	7.903	0.057	0.0000	1.0000	0.9981
35	ТК 6-06	перем. 6Пав1 от 6-06	1989	4.36	600	7.646	9.101	0.0004	0.9996	0.9977
36	перем. 6Пав1 от 6-06	6 Павильон 1	1989	4.80	600	7.649	9.101	0.0005	0.9995	0.9972
Итого по участку										0.9972
Резервная тепломагистраль										
1	ТЭЦ-3	ТК 3-01	2016	457.2	500	9.097	0.05	0.0008	0.9992	0.9992
2	ТК 3-01	ТК 3-02	2016	114.6	350	7.144	0.05	0.0000	1.0000	0.9992
3	ТК 3-02	ТК 3-03	2016	100.1	350	7.107	0.05	0.0000	1.0000	0.9992
4	ТК 3-03	ТК 3-04	2016	103.3	350	7.115	0.05	0.0000	1.0000	0.9992
5	ТК 3-04	ТК 3-05	2016	71.3	350	7.033	0.05	0.0000	1.0000	0.9992
6	ТК 3-05	ТК 3-06	2016	52.4	350	6.985	0.05	0.0000	1.0000	0.9992
7	ТК 3-06	ТК 3-07	1985	107.8	350	7.126	59.217	0.0381	0.9626	0.9618
8	ТК 3-07	Перемычка 3-07а	1995	62.9	500	7.552	1.141	0.0007	0.9993	0.9612
9	Перемычка 3-07а	ТК 3-08	1995	37.1	500	7.451	1.141	0.0004	0.9996	0.9608
10	ТК 3-08	ТК 3-09	1995	134.2	500	7.832	1.141	0.0022	0.9978	0.9587
11	ТК 3-09	ТК 3-10	1995	64.3	400	7.192	1.141	0.0005	0.9995	0.9582
12	ТК 3-10	ТК 3-10а	1995	103.0	500	7.709	1.141	0.0014	0.9986	0.9568
13	ТК 3-10а	Сужение 3-11	1995	67.1	500	7.569	1.141	0.0007	0.9993	0.9562
14	Сужение 3-11	ТК 3-11а	1995	44.5	400	7.132	1.141	0.0003	0.9997	0.9559
15	ТК 3-11а	ТК 3-12	1995	79.2	400	7.236	1.141	0.0006	0.9994	0.9553
16	ТК 3-12	ТК 3-13	1995	125.3	400	7.375	1.141	0.0011	0.9989	0.9543
17	ТК 3-13	ТК 3-14	1995	111.2	400	7.332	1.141	0.0010	0.9990	0.9533
18	ТК 3-14	ТК 3-15	1995	195.9	350	7.351	1.141	0.0017	0.9983	0.9517
19	ТК 3-15	Павильон Узловая	1996	33.4	400	7.099	0.866	0.0002	0.9998	0.9515

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, Z <sub>р</sub> , ч	Интенсивность отказов, λ, 1/(год-км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P	Средняя вероятность безотказной работы системы, PR
20	Павильон Узловая	ТК 6-08	2016	31.3	600	7.778	0.05	0.0000	1.0000	0.9515
21	ТК 6-08	ТК 6-07	2016	97.5	600	8.101	0.05	0.0001	0.9999	0.9514
22	ТК 6-07	6 павильон 1	2016	96.9	600	8.098	0.05	0.0001	0.9999	0.9513
Итого по участку										0.9513
Итого по участку ТЭЦ-3 - 6 пав 11										1.0000
Основная тепломагистраль										
1	6 павильон 1	2-39 2-40	2016	3.32	600	7.641	0.05	0.0000	1.0000	1.0000
2	2-39 2-40	Уз. 6ПАВ-1-1	2016	1.03	600	7.630	0.05	0.0000	1.0000	1.0000
3	Уз. 6ПАВ-1-1	перем. 6Пав1 к 6-07	2016	0.80	600	7.629	0.05	0.0000	1.0000	1.0000
4	перем. 6Пав1 к 6-07	ТК 6-09	2016	142.75	600	8.321	0.05	0.0002	0.9998	0.9998
5	ТК 6-09	ТК 6-10	2016	150.14	600	8.357	0.05	0.0002	0.9998	0.9996
6	ТК 6-10	ТК 6-11	2016	121.10	600	8.216	0.05	0.0001	0.9999	0.9995
7	ТК 6-11	ТК 6-12	2016	77.36	600	8.002	0.05	0.0001	0.9999	0.9994
8	ТК 6-12	ТК 6-13	2016	7.20	600	7.660	0.05	0.0000	1.0000	0.9994
9	ТК 6-13	ТК 6-14	2016	80.51	600	8.018	0.05	0.0001	0.9999	0.9993
10	ТК 6-14	ТК 6-15	2016	97.35	600	8.100	0.05	0.0001	0.9999	0.9992
11	ТК 6-15	ТК 6-16	2016	179.54	600	8.501	0.05	0.0002	0.9998	0.9990
12	ТК 6-16	ТК 6-17	2016	93.12	600	8.079	0.05	0.0001	0.9999	0.9989
13	ТК 6-17	Уз. 4-10-2	2016	44.38	600	7.842	0.05	0.0000	1.0000	0.9989
14	Уз. 4-10-2	ТК 4-10	2016	2.55	600	7.638	0.05	0.0000	1.0000	0.9989
15	ТК 4-10	2-11 2-12	2016	0.49	600	7.628	0.05	0.0000	1.0000	0.9989
16	2-11 2-12	Уз. 4-10-1	2016	1.93	500	7.313	0.05	0.0000	1.0000	0.9989
17	Уз. 4-10-1	ТК 4-11	2016	44.44	500	7.480	0.05	0.0000	1.0000	0.9989
18	ТК 4-11	ТК 4-12	2016	84.86	500	7.638	0.05	0.0000	1.0000	0.9989
19	ТК 4-12	ТК 4-13	2016	169.21	500	7.969	0.05	0.0001	0.9999	0.9988
20	ТК 4-13	ТК 4-14	2016	163.93	500	7.948	0.05	0.0001	0.9999	0.9987
21	ТК 4-14	перемычка 4-14	2016	1.92	400	7.005	0.05	0.0000	1.0000	0.9987
22	перемычка 4-14	ТК 4-15	2016	73.98	400	7.221	0.05	0.0000	1.0000	0.9987
2	ТК 4-15	ТК 4-15а	2016	77.53	400	7.231	0.05	0.0000	1.0000	0.9987
3	ТК 4-15а	ТК 4-16	2016	75.08	400	7.224	0.05	0.0000	1.0000	0.9987

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, Z <sub>р</sub> , ч	Интенсивность отказов, λ, 1/(год-км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P	Средняя вероятность безотказной работы системы, PR
4	TK 4-16	TK 4-17	2016	105.49	400	7.315	0.05	0.0000	1.0000	0.9987
5	TK 4-17	TK 4-18	2016	119.94	400	7.359	0.05	0.0000	1.0000	0.9987
6	TK 4-18	TK 4-19	2010	86.99	400	7.260	0.081	0.0000	1.0000	0.9987
23	TK 4-19	TK 4-20	2017	88.02	400	7.263	0.05	0.0000	1.0000	0.9987
24	TK 4-20	2-19 2-20	2017	0.89	400	7.002	0.05	0.0000	1.0000	0.9987
25	2-19 2-20	TK 4-21A	2017	69.18	400	7.206	0.05	0.0000	1.0000	0.9987
26	TK 4-21A	TK 4-21	2017	58.60	400	7.175	0.05	0.0000	1.0000	0.9987
27	TK 4-21	TK 4-21Б	2017	71.31	400	7.213	0.05	0.0000	1.0000	0.9987
28	TK 4-21Б	TK 4-21В	2017	74.14	400	7.221	0.05	0.0000	1.0000	0.9987
29	TK 4-21В	TK 4-22	2017	56.48	400	7.168	0.05	0.0000	1.0000	0.9987
30	TK 4-22	TK 4-23	2017	56.57	400	7.169	0.05	0.0000	1.0000	0.9987
31	TK 4-23	TK 4-24	2017	76.50	400	7.228	0.05	0.0000	1.0000	0.9987
32	TK 4-24	перемыч. 4-25 от 4-24	2017	75.56	400	7.226	0.05	0.0000	1.0000	0.9987
33	перемыч. 4-25 от 4-24	TK 4-25	2017	1.60	400	7.004	0.05	0.0000	1.0000	0.9987
34	TK 4-25	2-21 2-22	2017	0.27	400	7.000	0.05	0.0000	1.0000	0.9987
35	2-21 2-22	перемыч. 4-25 к 4-26	2017	1.22	400	7.003	0.05	0.0000	1.0000	0.9987
36	перемыч. 4-25 к 4-26	TK 4-26	2017	76.58	400	7.229	0.05	0.0000	1.0000	0.9987
37	TK 4-26	TK 4-27	2017	72.61	400	7.217	0.05	0.0000	1.0000	0.9987
38	TK 4-27	TK 4-28	2017	163.61	400	7.489	0.05	0.0001	0.9999	0.9986
39	TK 4-28	TK 4-29	2017	53.50	400	7.159	0.05	0.0000	1.0000	0.9986
3	TK 4-29	TK 4-30	2017	56.83	400	7.169	0.05	0.0000	1.0000	0.9986
4	TK 4-30	TK 4-31	2017	113.87	400	7.340	0.05	0.0000	1.0000	0.9986
5	TK 4-31	TK 4-32	2017	113.08	400	7.338	0.05	0.0000	1.0000	0.9986
6	TK 4-32	перемыч. в сторону TK 4-32	2017	35.96	400	7.107	0.05	0.0000	1.0000	0.9986
7	перемыч. в сторону TK 4-32	III-39 III-40	2017	0.97	400	7.002	0.05	0.0000	1.0000	0.9986
40	III-39 III-40	TK 5-12	2017	0.65	400	7.001	0.05	0.0000	1.0000	0.9986
Итого по участку										0.9986
<b>Итого по расчетному участку ТЭЦ-3 - ТК 5-12</b>										<b>1.0000</b>

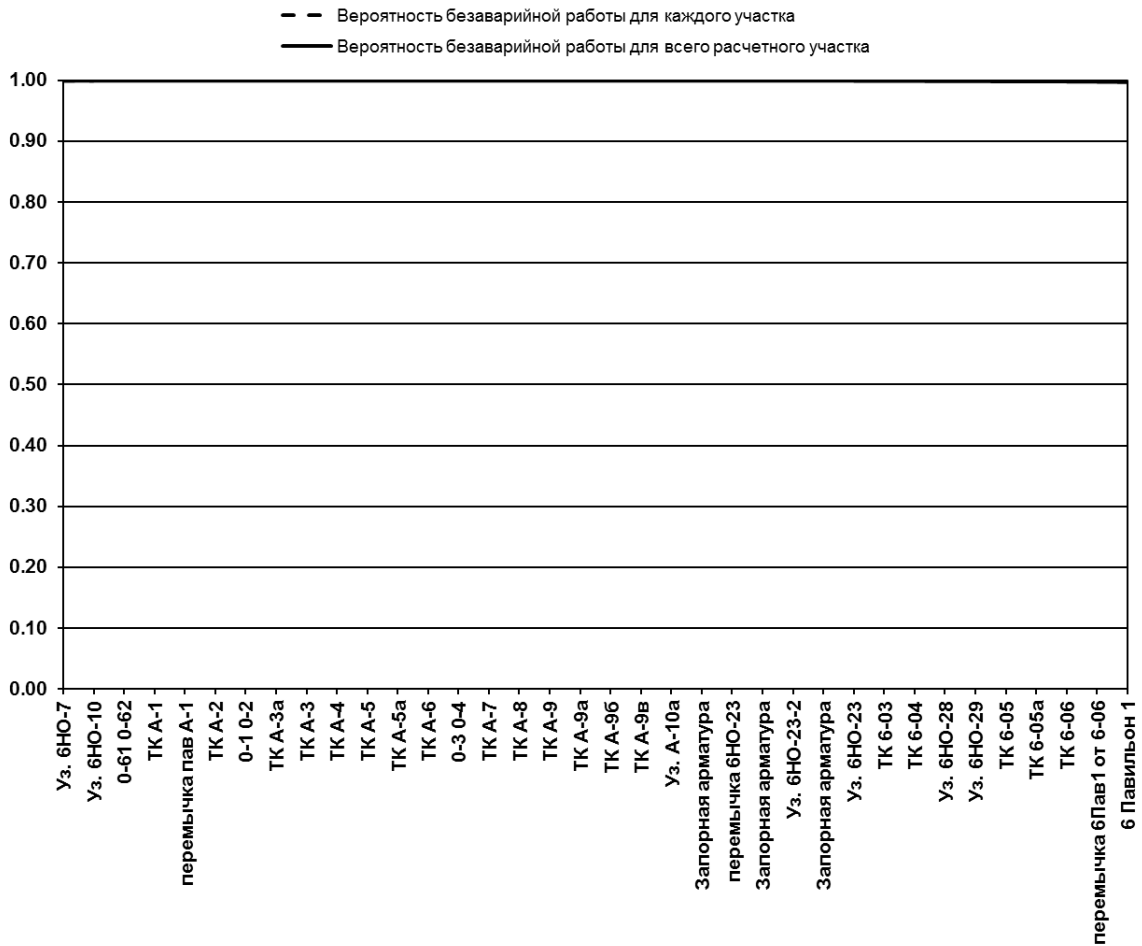


Рис. 9.2.15 Вероятность безаварийной работы тепломагистрали от ТЭС-3 до 6 Пав. 11

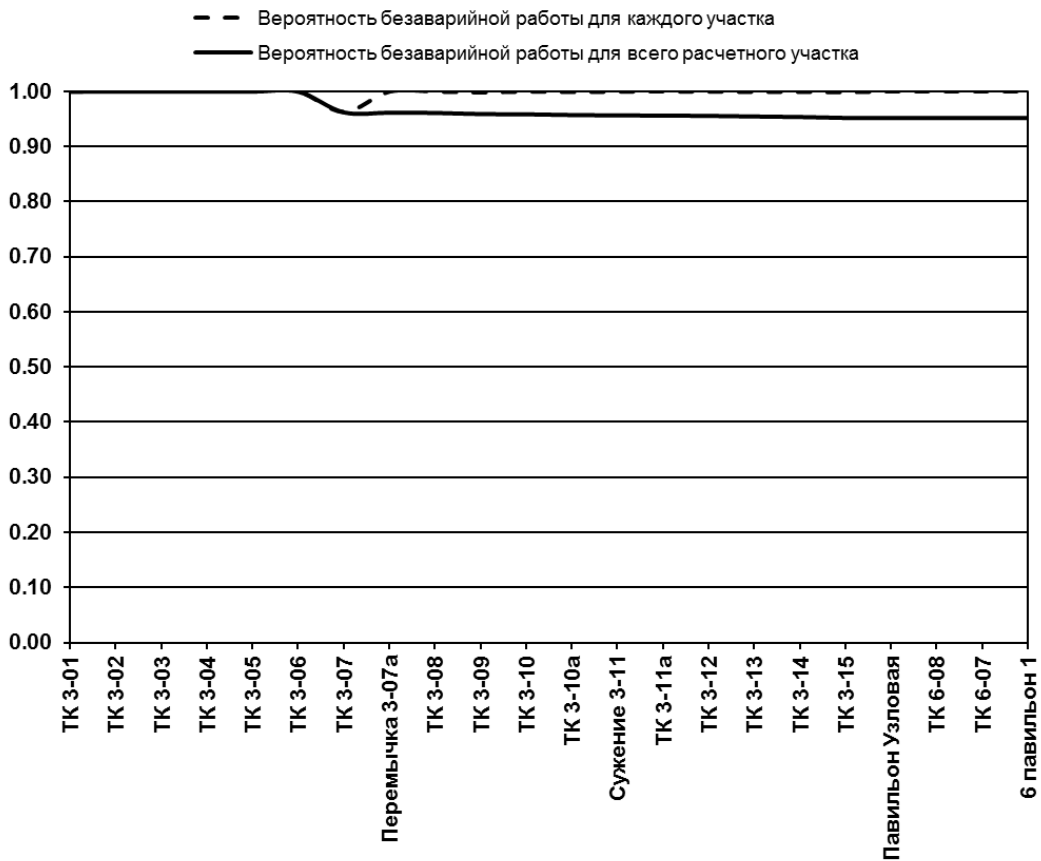


Рис. 9.2.16. Вероятность безаварийной работы резервной тепломагистрали от ТК-3-01 до 6 Пав. 11



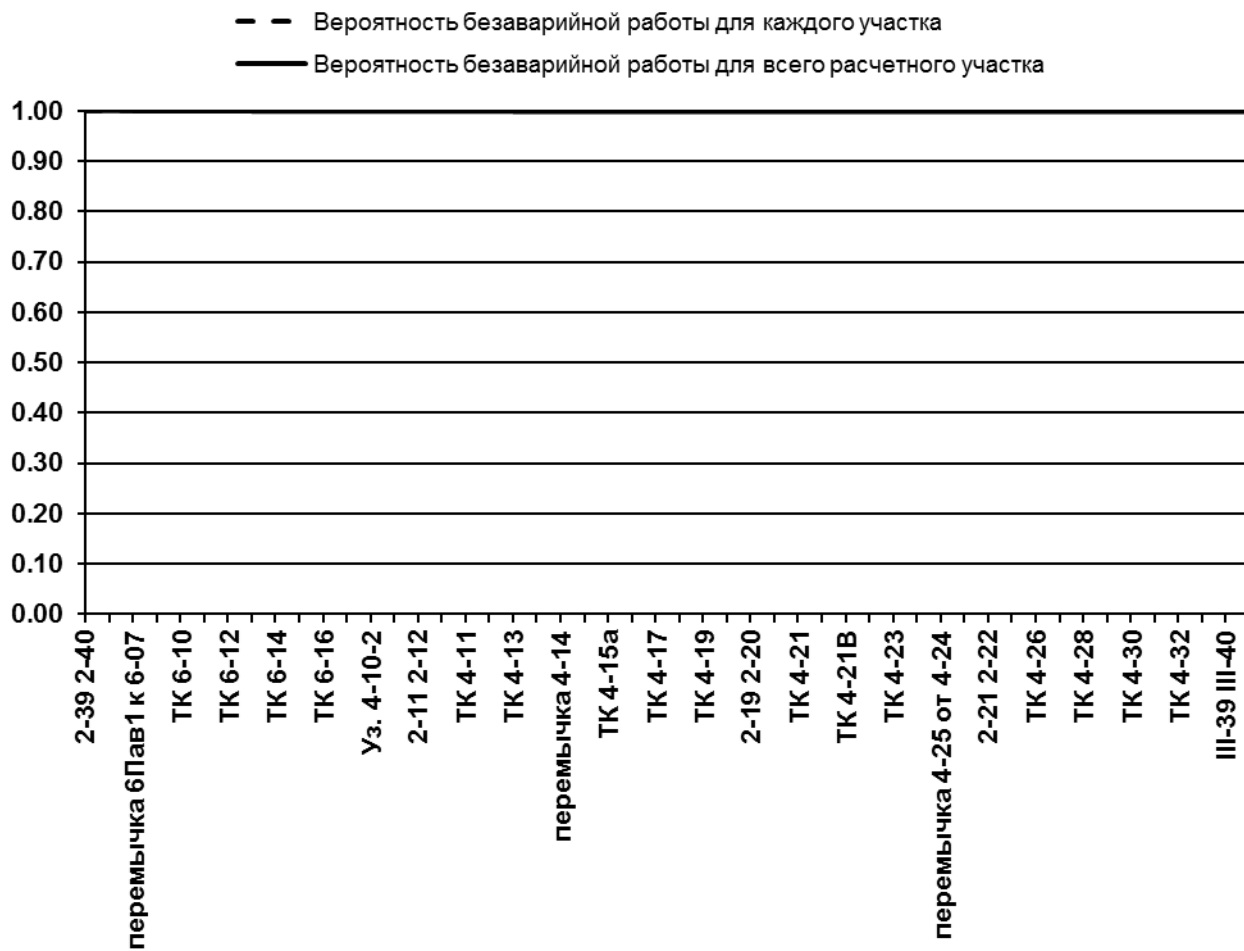


Рис. 9.2.17. Вероятность безаварийной работы тепломагистрали от 6 Пав. 11 до ТК 5-12

### 9.2.5. Расчетный участок от Кировской ТЭЦ-3 до ТК-4-32

Расчетный участок от Кировской ТЭЦ-3 до ТК-4-32 тепловой сети г. Кирово-Чепецка представлен на рис. 9.2.18. Результаты расчета вероятности безотказной работы указанной тепловой магистрали за базовый (2014) год приведены в табл. 9.2.9. Изменение показателей безаварийности работы каждого участка и безотказности работы всей тепловой магистрали вдоль расчетного пути представлено на рис. 9.2.19, для резервного участка – на рис. 9.2.20.

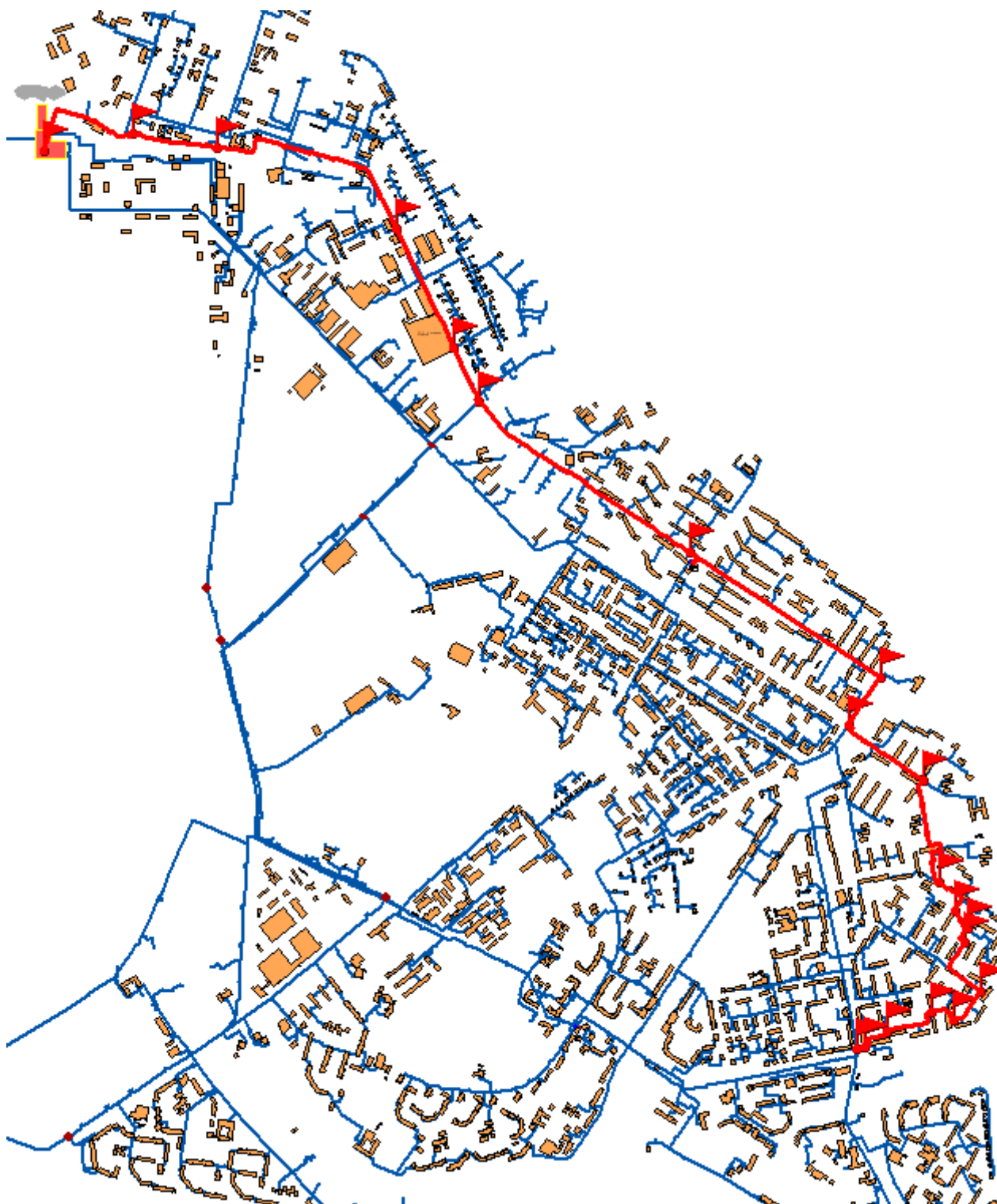


Рис. 9.2.18. Расчетный участок теплосети Кировской ТЭЦ-3 до ТК-4-32

Таблица 9.2.9

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, Z <sub>р</sub> , ч	Интенсивность отказов, λ, 1/(год-км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P	Средняя вероятность безотказной работы системы, PR
Основная тепломагистраль										
1	ТЭЦ-3	Уз. 6НО-7	1961	265,1	600	8,918	1260,11	9,8783	0,0001	0,0001
2	Уз. 6НО-7	Уз. 6НО-10	1961	223,3	600	8,714	1260,11	7,5828	0,0005	0,0000
3	Уз. 6НО-10	Уз. 6НО-13	1961	249,3	600	8,840	1260,11	8,9768	0,0001	0,0000
4	Уз. 6НО-13	Уз. 6НО-14	1961	85,4	600	8,041	1260,11	1,8704	0,1541	0,0000
5	Уз. 6НО-14	ТК 6-01	1961	2,7	600	7,638	1260,11	0,0367	0,9640	0,0000
6	ТК 6-01	ТК 6-02	1961	218,0	600	8,688	1260,11	7,3092	0,0007	0,0000
7	ТК 6-02	Уз. 6НО-23	1961	428,2	600	9,713	1260,11	24,2207	0,0000	0,0000
8	Уз. 6НО-23	ТК 6-03	1961	177,4	600	8,490	1260,11	5,3515	0,0047	0,0000
9	ТК 6-03	ТК 6-04	1961	67,8	600	7,956	1260,11	1,3724	0,2535	0,0000
10	ТК 6-04	Уз. 6НО-28	1961	211,2	600	8,655	1260,11	6,9649	0,0009	0,0000
11	Уз. 6НО-28	Уз. 6НО-29	1961	11,9	600	7,683	1260,11	0,1738	0,8405	0,0000
12	Уз. 6НО-29	ТК 6-05	1961	252,2	600	8,855	1260,11	9,1444	0,0001	0,0000
13	ТК 6-05	ТК 6-05а	1961	147,1	600	8,342	1260,11	4,0507	0,0174	0,0000
14	ТК 6-05а	ТК 6-06	1961	57,0	600	7,903	1260,11	1,0926	0,3353	0,0000
15	ТК 6-06	перемычка 6Пав1 от 6-06	1961	4,4	600	7,646	1260,11	0,0604	0,9414	0,0000
16	перемычка 6Пав1 от 6-06	6 Павильон 1	1961	4,8	600	7,649	1260,11	0,0668	0,9354	0,0000
17	6 Павильон 1	2-39 2-40	1989	3,3	600	7,641	0,099	0,0000	1,0000	0,0000
18	2-39 2-40	Уз. 6ПАВ-1-1	1989	1,0	600	7,630	0,099	0,0000	1,0000	0,0000
19	Уз. 6ПАВ-1-1	перемычка 6Пав1 к 6-07	1989	0,8	600	7,629	0,099	0,0000	1,0000	0,0000
20	перемычка 6Пав1 к 6-07	ТК 6-09	1989	142,8	600	8,321	0,099	0,0003	0,9997	0,0000
21	ТК 6-09	ТК 6-10	1989	150,1	600	8,357	0,099	0,0003	0,9997	0,0000
22	ТК 6-10	ТК 6-11	1989	121,1	600	8,216	0,099	0,0002	0,9998	0,0000
23	ТК 6-11	ТК 6-12	1989	77,4	600	8,002	0,099	0,0001	0,9999	0,0000
24	ТК 6-12	ТК 6-13	1989	7,2	600	7,660	0,099	0,0000	1,0000	0,0000

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, Z <sub>р</sub> , ч	Интенсивность отказов, λ, 1/(год-км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P	Средняя вероятность безотказной работы системы, ПР
25	TK 6-13	TK 6-14	1989	80,5	600	8,018	0,099	0,0001	0,9999	0,0000
26	TK 6-14	TK 6-15	1989	97,4	600	8,100	0,099	0,0002	0,9998	0,0000
27	TK 6-15	TK 6-16	1989	179,5	600	8,501	0,099	0,0004	0,9996	0,0000
28	TK 6-16	TK 6-17	1989	93,1	600	8,079	0,099	0,0002	0,9998	0,0000
29	TK 6-17	Уз. 4-10-2	1989	44,4	450	7,304	0,099	0,0000	1,0000	0,0000
30	Уз. 4-10-2	Уз НПС-1-1	1962	9,4	450	7,183	635,342	0,0381	0,9626	0,0000
31	Уз НПС-1-1	41822	1962	0,7	450	7,153	635,342	0,0027	0,9973	0,0000
32	41822	Уз НПС-1-2	1962	0,7	450	7,153	635,342	0,0027	0,9973	0,0000
33	Уз НПС-1-2	Клапан расщетки	1962	0,8	450	7,154	635,342	0,0032	0,9968	0,0000
34	Клапан расщетки	Уз НПС-1-3	1962	1,3	450	7,155	635,342	0,0051	0,9949	0,0000
35	Уз НПС-1-3	41884	1962	0,8	450	7,153	635,342	0,0030	0,9970	0,0000
36	41884	Уз НПС-1-4	1962	0,8	450	7,153	635,342	0,0031	0,9969	0,0000
37	Уз НПС-1-4	Уз. 4-10-1	1962	9,5	450	7,183	635,342	0,0386	0,9621	0,0000
38	Уз. 4-10-1	TK 4-11	1960	44,4	500	7,480	2603,08	0,9893	0,3718	0,0000
39	TK 4-11	TK 4-12	1960	84,9	500	7,638	2603,08	2,3973	0,0910	0,0000
40	TK 4-12	TK 4-13	1960	169,2	500	7,969	2603,08	7,1656	0,0008	0,0000
41	TK 4-13	TK 4-14	1960	163,9	400	7,490	2603,08	3,6791	0,0252	0,0000
42	TK 4-14	перемычка 4-14	1960	1,9	400	7,005	2603,08	0,0251	0,9752	0,0000
43	перемычка 4-14	TK 4-15	1960	74,0	400	7,221	2603,08	1,2874	0,2760	0,0000
44	TK 4-15	TK 4-15а	1960	77,5	400	7,231	2603,08	1,3643	0,2556	0,0000
45	TK 4-15а	TK 4-16	1960	75,1	400	7,224	2603,08	1,3109	0,2696	0,0000
46	TK 4-16	TK 4-17	1960	105,5	400	7,315	2603,08	2,0260	0,1319	0,0000
47	TK 4-17	TK 4-18	1960	119,9	400	7,359	2603,08	2,4029	0,0905	0,0000
48	TK 4-18	TK 4-19	1960	87,0	250	6,717	2603,08	0,5977	0,5501	0,0000
49	TK 4-19	II-17 II-18	1965	1,2	250	6,570	101,833	0,0002	0,9998	0,0000
50	II-17 II-18	TK 2-01	1965	140,5	250	6,808	101,833	0,0488	0,9524	0,0000
51	TK 2-01	TK 2-02	1965	86,8	250	6,716	101,833	0,0232	0,9771	0,0000
52	TK 2-02	TK 2-03	1965	53,5	250	6,660	101,833	0,0117	0,9884	0,0000
53	TK 2-03	TK 2-04	1965	83,5	200	6,544	101,833	0,0094	0,9906	0,0000

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, Z <sub>р</sub> , ч	Интенсивность отказов, λ, 1/(год-км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P	Средняя вероятность безотказной работы системы, ПР
54	TK 2-04	2-35 2-36	1965	1,2	200	6,436	101,833	0,0001	0,9999	0,0000
55	2-35 2-36	TK 2-05	1965	47,5	200	6,497	101,833	0,0034	0,9966	0,0000
56	TK 2-05	TK 2-06	1965	109,0	200	6,577	101,833	0,0156	0,9845	0,0000
57	TK 2-06	TK 2-06А	1965	165,5	200	6,651	101,833	0,0348	0,9658	0,0000
58	TK 2-06А	TK 2-07	1965	53,0	200	6,504	101,833	0,0040	0,9960	0,0000
59	TK 2-07	TK 2-08	1965	118,6	200	6,590	101,833	0,0184	0,9818	0,0000
60	TK 2-08	TK 2-09	1965	110,7	200	6,579	101,833	0,0160	0,9841	0,0000
61	TK 2-09	TK 2-10	1965	6,7	200	6,444	101,833	0,0005	0,9995	0,0000
62	TK 2-10	TK 2-11	1965	54,3	200	6,506	101,833	0,0042	0,9958	0,0000
63	TK 2-11	Запорная арматура	1965	89,0	150	6,390	101,833	0,0056	0,9944	0,0000
64	Запорная арматура	TK 2-12	1965	1,1	150	6,309	101,833	0,0001	0,9999	0,0000
65	TK 2-12	Запорная арматура	1966	65,0	150	6,368	59,217	0,0023	0,9977	0,0000
66	Запорная арматура	TK 2-13	1967	1,3	150	6,309	35,525	0,0000	1,0000	0,0000
67	TK 2-13	2-31 2-32	1967	1,2	150	6,309	35,525	0,0000	1,0000	0,0000
68	2-31 2-32	TK 2-14	1967	45,0	125	6,281	35,525	0,0008	0,9992	0,0000
69	TK 2-14	Уз. Лермонтова 14	1967	68,1	125	6,298	35,525	0,0013	0,9987	0,0000
70	Уз. Лермонтова 14	TK 2-22	1967	116,7	125	6,334	35,525	0,0024	0,9976	0,0000
71	TK 2-22	Зап. арматура	1967	27,8	125	6,268	35,525	0,0005	0,9995	0,0000
72	Зап. арматура	TK 2-23	1967	1,4	125	6,248	35,525	0,0000	1,0000	0,0000
73	TK 2-23	TK 2-24	1967	65,8	125	6,296	35,525	0,0013	0,9987	0,0000
74	TK 2-24	Зап. арматура	1966	55,2	125	6,288	59,217	0,0017	0,9983	0,0000
75	Зап. арматура	TK 2-25	1966	1,4	125	6,248	59,217	0,0000	1,0000	0,0000
76	TK 2-25	Зап. арматура	1966	25,0	125	6,266	59,217	0,0008	0,9992	0,0000
77	Зап. арматура	TK 2-26	1966	1,1	125	6,248	59,217	0,0000	1,0000	0,0000
78	TK 2-26	TK 2-27	1966	62,1	125	6,293	59,217	0,0020	0,9980	0,0000
79	TK 2-27	TK 2-28	1965	57,5	100	6,222	101,833	0,0028	0,9972	0,0000

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, Z <sub>р</sub> , ч	Интенсивность отказов, λ, 1/(год-км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P	Средняя вероятность безотказной работы системы, ПР
80	TK 2-28	TK 2-29	1965	44,4	125	6,280	101,833	0,0024	0,9976	0,0000
81	TK 2-29	Зап. арматура	1965	43,9	125	6,280	101,833	0,0024	0,9976	0,0000
82	Запорная арматура	TK 2-30	1965	1,5	125	6,249	101,833	0,0001	0,9999	0,0000
83	TK 2-30	TK 2-31	1965	71,3	125	6,300	101,833	0,0039	0,9961	0,0000
84	TK 2-31	TK 2-32	1965	41,1	125	6,278	101,833	0,0022	0,9978	0,0000
85	TK 2-32	TK 2-33	1965	36,5	150	6,342	101,833	0,0022	0,9978	0,0000
86	TK 2-33	TK 2-34	1965	93,3	150	6,394	101,833	0,0059	0,9941	0,0000
87	TK 2-34	II-25 II-26	1965	27,1	200	6,470	101,833	0,0019	0,9981	0,0000
88	II-25 II-26	TK 4-32	1970	1,3	200	6,437	9,101	0,0000	1,0000	0,0000
Итого по участку										0,0000
Резервная тепломагистраль										
1	ТЭЦ-3	TK 3-01	1953	457,2	500	9,097	1602858,354	24327,6582	0,0000	0,0000
2	TK 3-01	TK 3-02	1953	114,6	350	7,144	1602858,354	1121,5428	0,0000	0,0000
3	TK 3-02	TK 3-03	1953	100,1	350	7,107	1602858,354	934,0418	0,0000	0,0000
4	TK 3-03	TK 3-04	1953	103,3	350	7,115	1602858,354	973,4368	0,0000	0,0000
5	TK 3-04	TK 3-05	1953	71,3	350	7,033	1602858,354	599,2111	0,0000	0,0000
6	TK 3-05	TK 3-06	1953	52,4	350	6,985	1602858,354	408,7164	0,0000	0,0000
7	TK 3-06	перемычка 3-07 от 3-06	1953	107,8	350	7,126	1602858,354	1031,0258	0,0000	0,0000
8	перемычка 3-07 от 3-06	I-1 I-2	1953	0,8	350	6,853	1602858,354	4,6166	0,0099	0,0000
9	I-1 I-2	Уз. 3-07-3	1953	0,8	350	6,853	1602858,354	5,0418	0,0065	0,0000
10	Уз. 3-07-3	TK 3-07	1953	0,2	350	6,852	1602858,354	1,2122	0,2975	0,0000
11	TK 3-07	Уз. 3-07-2	1953	0,6	500	7,308	1602858,354	6,9292	0,0010	0,0000
12	Уз. 3-07-2	Уз. 3-07-1	1953	0,8	500	7,309	1602858,354	9,1698	0,0001	0,0000
13	Уз. 3-07-1	перемычка 3-07а	1953	62,9	500	7,552	1602858,354	945,0743	0,0000	0,0000
14	перемычка 3-07а	I-3 I-4	1953	0,6	500	7,308	1602858,354	7,2816	0,0007	0,0000
15	I-3 I-4	Уз. TK 3-08а	1953	37,1	500	7,451	1602858,354	496,7930	0,0000	0,0000
16	Уз. TK 3-08а	TK 3-09	1953	134,2	400	7,401	1602858,354	1719,4765	0,0000	0,0000

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, Z <sub>р</sub> , ч	Интенсивность отказов, λ, 1/(год·км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P	Средняя вероятность безотказной работы системы, PR
17	TK 3-09	TK 3-10	1953	64,3	500	7,558	1602858,354	976,7398	0,0000	0,0000
18	TK 3-10	Уз. Техдом	1953	7,3	500	7,334	1602858,354	87,9446	0,0000	0,0000
19	Уз. Техдом	Уз. САХ	1953	95,7	500	7,681	1602858,354	1776,1367	0,0000	0,0000
20	Уз. САХ	сужение 3-11	1953	67,1	400	7,200	1602858,354	701,5765	0,0000	0,0000
21	сужение 3-11	TK 3-11а	1953	44,5	400	7,133	1602858,354	429,7801	0,0000	0,0000
22	TK 3-11а	перемычка 3-12 от 3-11	1953	79,2	400	7,236	1602858,354	862,3174	0,0000	0,0000
23	перемычка 3-12 от 3-11	Уз. TK 3-12	1953	2,2	400	7,006	1602858,354	17,5780	0,0000	0,0000
24	Уз. TK 3-12	TK 3-12	1953	2,0	400	7,005	1602858,354	15,6986	0,0000	0,0000
25	TK 3-12	I-5 I-6	1953	1,0	400	7,002	1602858,354	8,2528	0,0003	0,0000
26	I-5 I-6	перемычка 3-12 к 3-13	1953	0,9	400	7,002	1602858,354	7,4515	0,0006	0,0000
27	перемычка 3-12 к 3-13	TK 3-13	1953	125,3	400	7,374	1602858,354	1566,8533	0,0000	0,0000
28	TK 3-13	TK 3-14	1953	111,2	400	7,332	1602858,354	1337,1887	0,0000	0,0000
29	TK 3-14	TK 3-15	1953	195,9	350	7,351	1602858,354	2397,9878	0,0000	0,0000
30	TK 3-15	Уз. TK 3-15а	1953	0,6	400	7,001	1602858,354	4,7198	0,0089	0,0000
31	Уз. TK 3-15а	перемычка Узловая от 3-15а	1953	33,4	400	7,099	1602858,354	308,2908	0,0000	0,0000
32	перемычка Узловая от 3-15а	I-7 I-8	1953	1,7	400	7,004	1602858,354	13,2624	0,0000	0,0000
33	I-7 I-8	Пав. Узловая	1953	3,5	400	7,010	1602858,354	28,3994	0,0000	0,0000
34	Пав. Узловая	перемычка Узловая к 3-16	1953	5,0	400	7,014	1602858,354	40,6611	0,0000	0,0000
35	перемычка Узловая к 3-16	TK 3-16	1953	101,7	400	7,304	1602858,354	1189,5383	0,0000	0,0000
36	TK 3-16	I-39 I-40	1953	1,2	350	6,854	1602858,354	7,0009	0,0009	0,0000
37	I-39 I-40	TK 3-17	1953	101,5	350	7,110	1602858,354	950,8642	0,0000	0,0000
38	TK 3-17	TK 3-17а	1953	63,3	350	7,013	1602858,354	515,6264	0,0000	0,0000
39	TK 3-17а	TK 3-18	1953	53,1	350	6,987	1602858,354	415,0628	0,0000	0,0000
40	TK 3-18	TK 3-19	1953	126,8	350	7,175	1602858,354	1288,0672	0,0000	0,0000

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, Z <sub>р</sub> , ч	Интенсивность отказов, λ, 1/(год-км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P	Средняя вероятность безотказной работы системы, PR
41	TK 3-19	TK 3-20	1953	93,2	400	7,278	1602858,354	1061,7760	0,0000	0,0000
42	TK 3-20	TK 3-21	1953	15,9	400	7,047	1602858,354	136,6183	0,0000	0,0000
43	TK 3-21	перемычка 3-21	1953	1,6	400	7,004	1602858,354	12,6998	0,0000	0,0000
44	перемычка 3-21	I-9 I-10	1953	126,3	400	7,378	1602858,354	1586,0343	0,0000	0,0000
45	I-9 I-10	TK 3-30	1953	1,8	350	6,856	1602858,354	10,8835	0,0000	0,0000
46	TK 3-30	Уз. TK 3-30-2	2002	1,7	350	6,856	0,05	0,0000	1,0000	0,0000
47	Уз. TK 3-30-2	Уз. TK 3-30-1	1954	1,2	350	6,854	544015,896	2,3968	0,0910	0,0000
48	Уз. TK 3-30-1	TK 3-31	1954	47,3	350	6,972	544015,896	122,5241	0,0000	0,0000
49	TK 3-31	I-11 I-12	1954	1,4	250	6,571	544015,896	1,0146	0,3625	0,0000
50	I-11 I-12	TK 3-32	1954	124,4	250	6,780	544015,896	215,0243	0,0000	0,0000
51	TK 3-32	TK 3-33	1954	222,5	250	6,948	544015,896	552,8113	0,0000	0,0000
52	TK 3-33	TK 3-34	1954	76,8	250	6,699	544015,896	103,7550	0,0000	0,0000
53	TK 3-34	TK 3-35	1954	50,1	250	6,654	544015,896	56,9454	0,0000	0,0000
54	TK 3-35	I-17 I-18	1954	53,2	250	6,659	544015,896	61,7652	0,0000	0,0000
55	I-17 I-18	TK 3-36	1954	1,2	250	6,570	544015,896	0,8618	0,4224	0,0000
56	TK 3-36	TK 3-36А	2008	102,9	300	6,926	0,05	0,0000	1,0000	0,0000
57	TK 3-36А	TK 3-37	2007	68,1	300	6,852	0,05	0,0000	1,0000	0,0000
58	TK 3-37	I-19 I-20	1954	0,9	200	6,436	544015,896	0,3367	0,7141	0,0000
59	I-19 I-20	TK 1-01	1954	41,1	200	6,489	544015,896	15,6971	0,0000	0,0000
60	TK 1-01	TK 1-02	1954	65,6	200	6,520	544015,896	31,6750	0,0000	0,0000
61	TK 1-02	TK 1-03	1954	90,8	200	6,553	544015,896	58,7310	0,0000	0,0000
62	TK 1-03	I-21 I-22	1954	1,0	150	6,309	544015,896	0,3062	0,7362	0,0000
63	I-21 I-22	TK 1-04	1954	33,2	150	6,339	544015,896	10,4265	0,0000	0,0000
64	TK 1-04	TK 1-05	1954	52,5	150	6,356	544015,896	16,9065	0,0000	0,0000
65	TK 1-05	TK 1-06	1954	136,0	150	6,434	544015,896	48,6028	0,0000	0,0000
66	TK 1-06	I-23 I-24	1954	1,3	150	6,309	544015,896	0,3843	0,6809	0,0000
67	I-23 I-24	TK 1-07	1954	81,6	150	6,383	544015,896	27,2691	0,0000	0,0000
68	TK 1-07	I-25 I-26	1954	1,1	150	6,309	544015,896	0,3333	0,7166	0,0000
69	I-25 I-26	TK 1-08	1954	131,8	150	6,430	544015,896	46,8552	0,0000	0,0000



№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, Z <sub>р</sub> , ч	Интенсивность отказов, λ, 1/(год-км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P	Средняя вероятность безотказной работы системы, ПР
70	TK 1-08	I-27 I-28	1954	1,2	150	6,309	544015,896	0,3663	0,6933	0,0000
71	I-27 I-28	TK 1-09	1954	16,1	150	6,323	544015,896	4,9509	0,0071	0,0000
72	TK 1-09	TK 1-10	1954	59,1	150	6,363	544015,896	19,2179	0,0000	0,0000
73	TK 1-10	2-15 2-16	1956	183,4	200	6,674	74622,136	31,0043	0,0000	0,0000
74	2-15 2-16	TK 4-20	1956	1,1	200	6,436	74622,136	0,0540	0,9474	0,0000
75	TK 4-20	2-19 2-20	1967	0,9	400	7,002	35,525	0,0002	0,9998	0,0000
76	2-19 2-20	TK 4-21A	1967	69,2	400	7,206	35,525	0,0162	0,9839	0,0000
77	TK 4-21A	TK 4-21	1967	58,6	400	7,175	35,525	0,0132	0,9869	0,0000
78	TK 4-21	TK 4-21Б	1967	71,3	400	7,213	35,525	0,0168	0,9833	0,0000
79	TK 4-21Б	TK 4-21В	1967	74,1	400	7,221	35,525	0,0176	0,9826	0,0000
80	TK 4-21В	TK 4-22	1967	56,5	400	7,168	35,525	0,0126	0,9875	0,0000
81	TK 4-22	TK 4-23	1967	56,6	400	7,169	35,525	0,0126	0,9875	0,0000
82	TK 4-23	TK 4-24	1967	76,5	400	7,228	35,525	0,0183	0,9819	0,0000
83	TK 4-24	перем. 4-25 от 4-24	1967	75,6	400	7,226	35,525	0,0180	0,9822	0,0000
84	перем. 4-25 от 4-24	TK 4-25	1967	1,6	400	7,004	35,525	0,0003	0,9997	0,0000
85	TK 4-25	2-21 2-22	1967	0,3	400	7,000	35,525	0,0000	1,0000	0,0000
86	2-21 2-22	перем. 4-25 к 4-26	1967	1,2	400	7,003	35,525	0,0002	0,9998	0,0000
87	перем. 4-25 к 4-26	TK 4-26	1967	76,6	400	7,229	35,525	0,0183	0,9819	0,0000
88	TK 4-26	TK 4-27	1967	72,6	400	7,217	35,525	0,0172	0,9829	0,0000
89	TK 4-27	TK 4-28	1967	163,6	400	7,489	35,525	0,0501	0,9511	0,0000
90	TK 4-28	TK 4-29	1967	53,5	400	7,159	35,525	0,0118	0,9883	0,0000
91	TK 4-29	TK 4-30	1967	56,8	400	7,169	35,525	0,0127	0,9874	0,0000
92	TK 4-30	TK 4-31	1967	113,9	400	7,340	35,525	0,0306	0,9699	0,0000
93	TK 4-31	TK 4-32	1967	113,1	400	7,338	35,525	0,0303	0,9702	0,0000
Итого по участку										0,0000
Итого по расчетному участку										0,0000

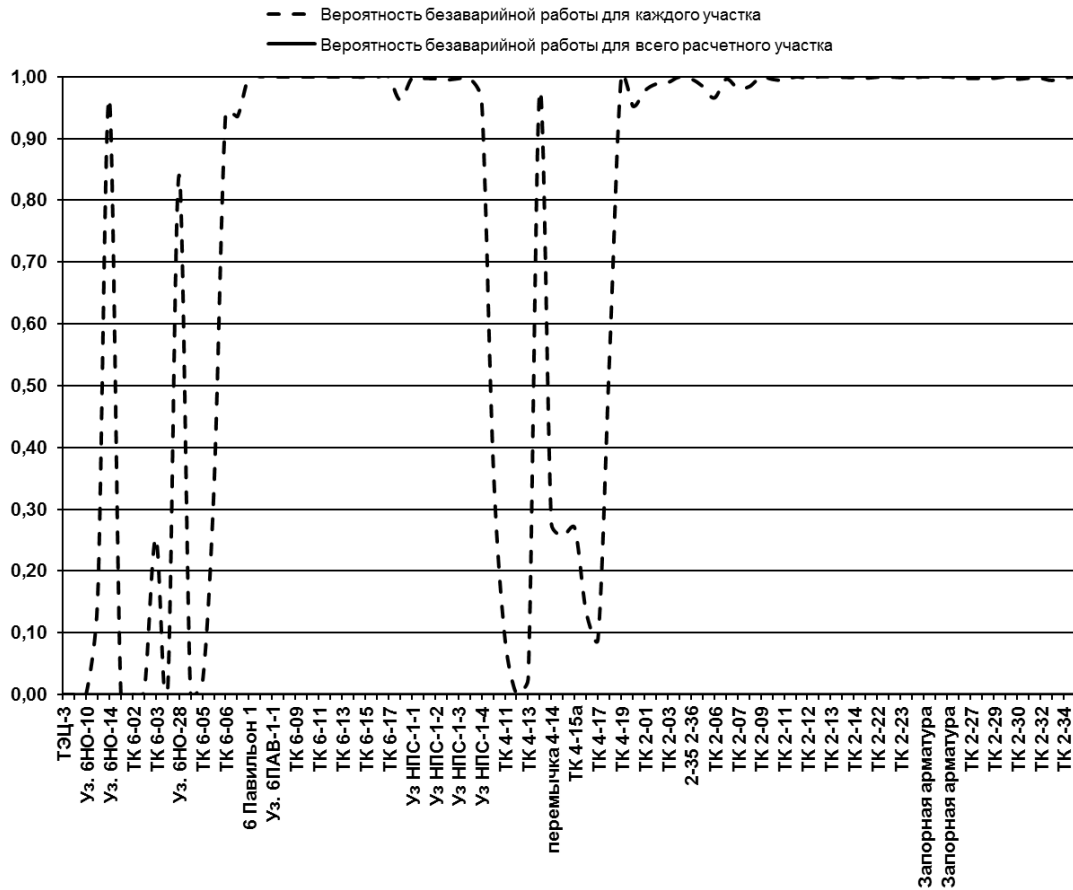


Рис. 9.2.19. Вероятность безаварийной работы тепловой магистрали от ТЭЦ-3 до ТК-4-32

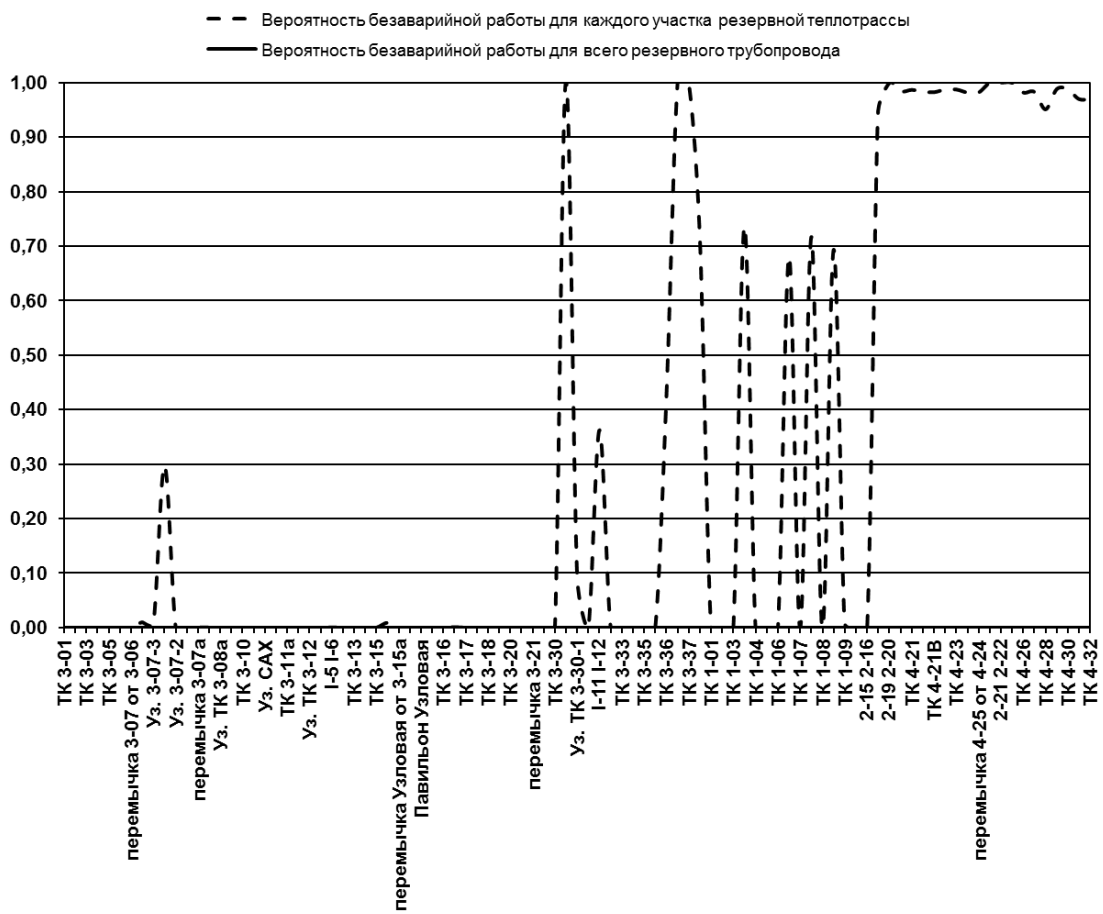


Рис. 9.2.20. Вероятность безаварийной работы резервной тепловой магистрали от ТЭЦ-3 до ТК-4-32

Из анализа рис. 9.2.19, 9.2.20 следует, что тепловая магистраль Кировская ТЭЦ-3 – ТК-4-32 обладает крайне низкими значениями показателями безаварийной работы. Поэтому, в ближайшей перспективе (в 2015 г.) рекомендуется перекладка всей тепловой магистрали. После выполнения перекладок тепловая магистраль Кировская ТЭЦ-3 – ТК-4-32 будет обладать допустимыми показателями безаварийной работы вплоть до 2033 г. Данные с рекомендуемыми перекладками приведены в табл. 9.2.10 и на рис. 9.2.21 и 9.2.22.

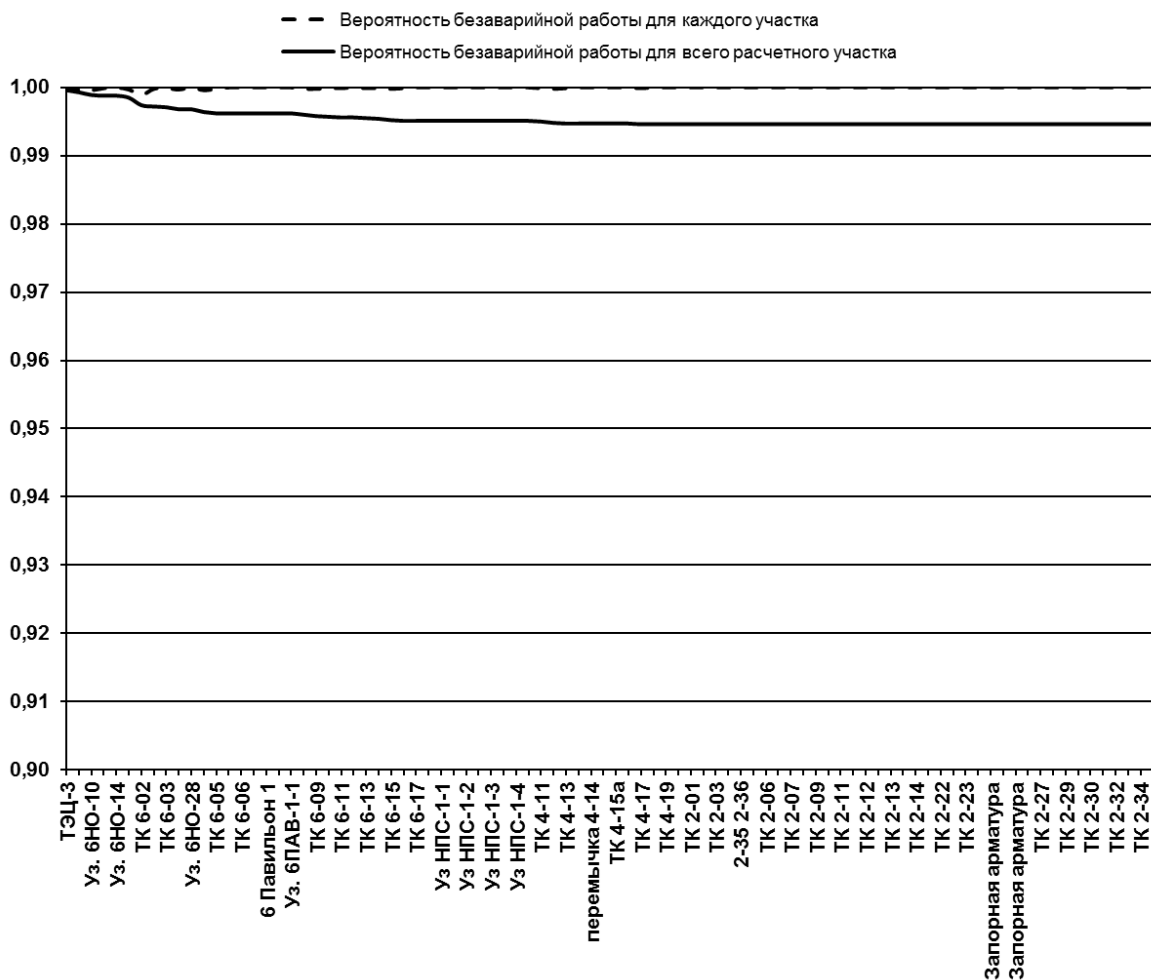


Рис. 9.2.21. Вероятность безаварийной работы тепловой магистрали от Кировской ТЭЦ-3 до ТК-4-32 в 2033 г.

Таблица 9.2.10

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, Z <sub>р</sub> , ч	Интенсивность отказов, λ, 1/(год·км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P	Средняя вероятность безотказной работы системы, PR
Основная тепломагистраль										
1	ТЭЦ-3	Уз. 6НО-7	2015	265,1	600	8,918	0,126	0,0010	0,9990	0,9990
2	Уз. 6НО-7	Уз. 6НО-10	2015	223,3	600	8,714	0,126	0,0008	0,9992	0,9982
3	Уз. 6НО-10	Уз. 6НО-13	2015	249,3	600	8,840	0,126	0,0009	0,9991	0,9973
4	Уз. 6НО-13	Уз. 6НО-14	2015	85,4	600	8,041	0,126	0,0002	0,9998	0,9971
5	Уз. 6НО-14	ТК 6-01	2015	2,7	600	7,638	0,126	0,0000	1,0000	0,9971
6	ТК 6-01	ТК 6-02	2015	218,0	600	8,688	0,126	0,0007	0,9993	0,9964
7	ТК 6-02	Уз. 6НО-23	2015	428,2	600	9,713	0,126	0,0024	0,9976	0,9940
8	Уз. 6НО-23	ТК 6-03	2015	177,4	600	8,490	0,126	0,0005	0,9995	0,9935
9	ТК 6-03	ТК 6-04	2015	67,8	600	7,956	0,126	0,0001	0,9999	0,9934
10	ТК 6-04	Уз. 6НО-28	2015	211,2	600	8,655	0,126	0,0007	0,9993	0,9927
11	Уз. 6НО-28	Уз. 6НО-29	2015	11,9	600	7,683	0,126	0,0000	1,0000	0,9927
12	Уз. 6НО-29	ТК 6-05	2015	252,2	600	8,855	0,126	0,0009	0,9991	0,9918
13	ТК 6-05	ТК 6-05а	2015	147,1	600	8,342	0,126	0,0004	0,9996	0,9914
14	ТК 6-05а	ТК 6-06	2015	57,0	600	7,903	0,126	0,0001	0,9999	0,9913
15	ТК 6-06	перемычка 6Пав1 от 6-06	2015	4,4	600	7,646	0,126	0,0000	1,0000	0,9913
16	перемычка 6Пав1 от 6-06	6 Павильон 1	2015	4,8	600	7,649	0,126	0,0000	1,0000	0,9913
17	6 Павильон 1	2-39 2-40	2015	3,3	600	7,641	0,126	0,0000	1,0000	0,9913
18	2-39 2-40	Уз. 6ПАВ-1-1	2015	1,0	600	7,630	0,126	0,0000	1,0000	0,9913
19	Уз. 6ПАВ-1-1	перемычка 6Пав1 к 6-07	2015	0,8	600	7,629	0,126	0,0000	1,0000	0,9913
20	перемычка 6Пав1 к 6-07	ТК 6-09	2015	142,8	600	8,321	0,126	0,0004	0,9996	0,9909
21	ТК 6-09	ТК 6-10	2015	150,1	600	8,357	0,126	0,0004	0,9996	0,9905
22	ТК 6-10	ТК 6-11	2015	121,1	600	8,216	0,126	0,0003	0,9997	0,9902

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, Z <sub>p</sub> , ч	Интенсивность отказов, λ, 1/(год-км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P	Средняя вероятность безотказной работы системы, PR
23	TK 6-11	TK 6-12	2015	77,4	600	8,002	0,126	0,0002	0,9998	0,9900
24	TK 6-12	TK 6-13	2015	7,2	600	7,660	0,126	0,0000	1,0000	0,9900
25	TK 6-13	TK 6-14	2015	80,5	600	8,018	0,126	0,0002	0,9998	0,9898
26	TK 6-14	TK 6-15	2015	97,4	600	8,100	0,126	0,0002	0,9998	0,9896
27	TK 6-15	TK 6-16	2015	179,5	600	8,501	0,126	0,0005	0,9995	0,9892
28	TK 6-16	TK 6-17	2015	93,1	600	8,079	0,126	0,0002	0,9998	0,9890
29	TK 6-17	Уз. 4-10-2	2015	44,4	450	7,304	0,126	0,0000	1,0000	0,9890
30	Уз. 4-10-2	Уз НПС-1-1	2015	9,4	450	7,183	0,126	0,0000	1,0000	0,9890
31	Уз НПС-1-1	41822	2015	0,7	450	7,153	0,126	0,0000	1,0000	0,9890
32	41822	Уз НПС-1-2	2015	0,7	450	7,153	0,126	0,0000	1,0000	0,9890
33	Уз НПС-1-2	Клапан рас-сечки	2015	0,8	450	7,154	0,126	0,0000	1,0000	0,9890
34	Клапан рас-сечки	Уз НПС-1-3	2015	1,3	450	7,155	0,126	0,0000	1,0000	0,9890
35	Уз НПС-1-3	41884	2015	0,8	450	7,153	0,126	0,0000	1,0000	0,9890
36	41884	Уз НПС-1-4	2015	0,8	450	7,153	0,126	0,0000	1,0000	0,9890
37	Уз НПС-1-4	Уз. 4-10-1	2015	9,5	450	7,183	0,126	0,0000	1,0000	0,9890
38	Уз. 4-10-1	TK 4-11	2015	44,4	500	7,480	0,126	0,0000	1,0000	0,9890
39	TK 4-11	TK 4-12	2015	84,9	500	7,638	0,126	0,0001	0,9999	0,9889
40	TK 4-12	TK 4-13	2015	169,2	500	7,969	0,126	0,0003	0,9997	0,9886
41	TK 4-13	TK 4-14	2015	163,9	400	7,490	0,126	0,0002	0,9998	0,9884
42	TK 4-14	перемычка 4-14	2015	1,9	400	7,005	0,126	0,0000	1,0000	0,9884
43	перемычка 4-14	TK 4-15	2015	74,0	400	7,221	0,126	0,0001	0,9999	0,9883
44	TK 4-15	TK 4-15а	2015	77,5	400	7,231	0,126	0,0001	0,9999	0,9882
45	TK 4-15а	TK 4-16	2015	75,1	400	7,224	0,126	0,0001	0,9999	0,9881
46	TK 4-16	TK 4-17	2015	105,5	400	7,315	0,126	0,0001	0,9999	0,9880
47	TK 4-17	TK 4-18	2015	119,9	400	7,359	0,126	0,0001	0,9999	0,9879
48	TK 4-18	TK 4-19	2015	87,0	250	6,717	0,126	0,0000	1,0000	0,9879

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, Z <sub>р</sub> , ч	Интенсивность отказов, λ, 1/(год·км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P	Средняя вероятность безотказной работы системы, PR
49	TK 4-19	II-17 II-18	2015	1,2	250	6,570	0,126	0,0000	1,0000	0,9879
50	II-17 II-18	TK 2-01	2015	140,5	250	6,808	0,126	0,0001	0,9999	0,9878
51	TK 2-01	TK 2-02	2015	86,8	250	6,716	0,126	0,0000	1,0000	0,9878
52	TK 2-02	TK 2-03	2015	53,5	250	6,660	0,126	0,0000	1,0000	0,9878
53	TK 2-03	TK 2-04	2015	83,5	200	6,544	0,126	0,0000	1,0000	0,9878
54	TK 2-04	2-35 2-36	2015	1,2	200	6,436	0,126	0,0000	1,0000	0,9878
55	2-35 2-36	TK 2-05	2015	47,5	200	6,497	0,126	0,0000	1,0000	0,9878
56	TK 2-05	TK 2-06	2015	109,0	200	6,577	0,126	0,0000	1,0000	0,9878
57	TK 2-06	TK 2-06A	2015	165,5	200	6,651	0,126	0,0000	1,0000	0,9878
58	TK 2-06A	TK 2-07	2015	53,0	200	6,504	0,126	0,0000	1,0000	0,9878
59	TK 2-07	TK 2-08	2015	118,6	200	6,590	0,126	0,0000	1,0000	0,9878
60	TK 2-08	TK 2-09	2015	110,7	200	6,579	0,126	0,0000	1,0000	0,9878
61	TK 2-09	TK 2-10	2015	6,7	200	6,444	0,126	0,0000	1,0000	0,9878
62	TK 2-10	TK 2-11	2015	54,3	200	6,506	0,126	0,0000	1,0000	0,9878
63	TK 2-11	Запорная арматура	2015	89,0	150	6,390	0,126	0,0000	1,0000	0,9878
64	Запорная арматура	TK 2-12	2015	1,1	150	6,309	0,126	0,0000	1,0000	0,9878
65	TK 2-12	Запорная арматура	2015	65,0	150	6,368	0,126	0,0000	1,0000	0,9878
66	Запорная арматура	TK 2-13	2015	1,3	150	6,309	0,126	0,0000	1,0000	0,9878
67	TK 2-13	2-31 2-32	2015	1,2	150	6,309	0,126	0,0000	1,0000	0,9878
68	2-31 2-32	TK 2-14	2015	45,0	125	6,281	0,126	0,0000	1,0000	0,9878
69	TK 2-14	Уз. Лермонтова 14	2015	68,1	125	6,298	0,126	0,0000	1,0000	0,9878
70	Уз. Лермонтова 14	TK 2-22	2015	116,7	125	6,334	0,126	0,0000	1,0000	0,9878
71	TK 2-22	Запорная арматура	2015	27,8	125	6,268	0,126	0,0000	1,0000	0,9878
72	Запорная арматура	TK 2-23	2015	1,4	125	6,248	0,126	0,0000	1,0000	0,9878

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, Z <sub>р</sub> , ч	Интенсивность отказов, λ, 1/(год·км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P	Средняя вероятность безотказной работы системы, ПР
73	ТК 2-23	ТК 2-24	2015	65,8	125	6,296	0,126	0,0000	1,0000	0,9878
74	ТК 2-24	Запорная арматура	2015	55,2	125	6,288	0,126	0,0000	1,0000	0,9878
75	Запорная арматура	ТК 2-25	2015	1,4	125	6,248	0,126	0,0000	1,0000	0,9878
76	ТК 2-25	Запорная арматура	2015	25,0	125	6,266	0,126	0,0000	1,0000	0,9878
77	Запорная арматура	ТК 2-26	2015	1,1	125	6,248	0,126	0,0000	1,0000	0,9878
78	ТК 2-26	ТК 2-27	2015	62,1	125	6,293	0,126	0,0000	1,0000	0,9878
79	ТК 2-27	ТК 2-28	2015	57,5	100	6,222	0,126	0,0000	1,0000	0,9878
80	ТК 2-28	ТК 2-29	2015	44,4	125	6,280	0,126	0,0000	1,0000	0,9878
81	ТК 2-29	Запорная арматура	2015	43,9	125	6,280	0,126	0,0000	1,0000	0,9878
82	Запорная арматура	ТК 2-30	2015	1,5	125	6,249	0,126	0,0000	1,0000	0,9878
83	ТК 2-30	ТК 2-31	2015	71,3	125	6,300	0,126	0,0000	1,0000	0,9878
84	ТК 2-31	ТК 2-32	2015	41,1	125	6,278	0,126	0,0000	1,0000	0,9878
85	ТК 2-32	ТК 2-33	2015	36,5	150	6,342	0,126	0,0000	1,0000	0,9878
86	ТК 2-33	ТК 2-34	2015	93,3	150	6,394	0,126	0,0000	1,0000	0,9878
87	ТК 2-34	II-25 II-26	2015	27,1	200	6,470	0,126	0,0000	1,0000	0,9878
88	II-25 II-26	ТК 4-32	2015	1,3	200	6,437	0,126	0,0000	1,0000	0,9878
Итого по участку										0,9878
Резервная тепломагистраль										
1	ТЭЦ-3	ТК 3-01	2015	457,2	500	9,097	0,126	0,0019	0,9981	0,9981
2	ТК 3-01	ТК 3-02	2015	114,6	350	7,144	0,126	0,0001	0,9999	0,9980
3	ТК 3-02	ТК 3-03	2015	100,1	350	7,107	0,126	0,0001	0,9999	0,9979
4	ТК 3-03	ТК 3-04	2015	103,3	350	7,115	0,126	0,0001	0,9999	0,9978
5	ТК 3-04	ТК 3-05	2015	71,3	350	7,033	0,126	0,0000	1,0000	0,9978
6	ТК 3-05	ТК 3-06	2015	52,4	350	6,985	0,126	0,0000	1,0000	0,9978

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, Z <sub>p</sub> , ч	Интенсивность отказов, λ, 1/(год·км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P	Средняя вероятность безотказной работы системы, PR
7	ТК 3-06	перемычка 3-07 от 3-06	2015	107,8	350	7,126	0,126	0,0001	0,9999	0,9977
8	перемычка 3-07 от 3-06	I-1 I-2	2015	0,8	350	6,853	0,126	0,0000	1,0000	0,9977
9	I-1 I-2	Уз. 3-07-3	2015	0,8	350	6,853	0,126	0,0000	1,0000	0,9977
10	Уз. 3-07-3	ТК 3-07	2015	0,2	350	6,852	0,126	0,0000	1,0000	0,9977
11	ТК 3-07	Уз. 3-07-2	2015	0,6	500	7,308	0,126	0,0000	1,0000	0,9977
12	Уз. 3-07-2	Уз. 3-07-1	2015	0,8	500	7,309	0,126	0,0000	1,0000	0,9977
13	Уз. 3-07-1	перемычка 3-07а	2015	62,9	500	7,552	0,126	0,0001	0,9999	0,9976
14	перемычка 3-07а	I-3 I-4	2015	0,6	500	7,308	0,126	0,0000	1,0000	0,9976
15	I-3 I-4	Уз. ТК 3-08а	2015	37,1	500	7,451	0,126	0,0000	1,0000	0,9976
16	Уз. ТК 3-08а	ТК 3-09	2015	134,2	400	7,401	0,126	0,0001	0,9999	0,9975
17	ТК 3-09	ТК 3-10	2015	64,3	500	7,558	0,126	0,0001	0,9999	0,9974
18	ТК 3-10	Уз. Техдом	2015	7,3	500	7,334	0,126	0,0000	1,0000	0,9974
19	Уз. Техдом	Уз. САХ	2015	95,7	500	7,681	0,126	0,0001	0,9999	0,9973
20	Уз. САХ	сужение 3-11	2015	67,1	400	7,200	0,126	0,0001	0,9999	0,9972
21	сужение 3-11	ТК 3-11а	2015	44,5	400	7,133	0,126	0,0000	1,0000	0,9972
22	ТК 3-11а	перемычка 3-12 от 3-11	2015	79,2	400	7,236	0,126	0,0001	0,9999	0,9971
23	перемычка 3-12 от 3-11	Уз. ТК 3-12	2015	2,2	400	7,006	0,126	0,0000	1,0000	0,9971
24	Уз. ТК 3-12	ТК 3-12	2015	2,0	400	7,005	0,126	0,0000	1,0000	0,9971
25	ТК 3-12	I-5 I-6	2015	1,0	400	7,002	0,126	0,0000	1,0000	0,9971
26	I-5 I-6	перемычка 3-12 к 3-13	2015	0,9	400	7,002	0,126	0,0000	1,0000	0,9971
27	перемычка 3-12 к 3-13	ТК 3-13	2015	125,3	400	7,374	0,126	0,0001	0,9999	0,9970
28	ТК 3-13	ТК 3-14	2015	111,2	400	7,332	0,126	0,0001	0,9999	0,9969
29	ТК 3-14	ТК 3-15	2015	195,9	350	7,351	0,126	0,0002	0,9998	0,9967
30	ТК 3-15	Уз. ТК 3-15а	2015	0,6	400	7,001	0,126	0,0000	1,0000	0,9967



№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, Z <sub>p</sub> , Ч	Интенсивность отказов, λ, 1/(год·км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P	Средняя вероятность безотказной работы системы, PR
31	Уз. ТК 3-15а	перемычка Узловая от 3-15а	2015	33,4	400	7,099	0,126	0,0000	1,0000	0,9967
32	перемычка Узловая от 3-15а	I-7 I-8	2015	1,7	400	7,004	0,126	0,0000	1,0000	0,9967
33	I-7 I-8	Павильон Узловая	2015	3,5	400	7,010	0,126	0,0000	1,0000	0,9967
34	Павильон Узловая	перемычка Узловая к 3-16	2015	5,0	400	7,014	0,126	0,0000	1,0000	0,9967
35	перемычка Узловая к 3-16	ТК 3-16	2015	101,7	400	7,304	0,126	0,0001	0,9999	0,9966
36	ТК 3-16	I-39 I-40	2015	1,2	350	6,854	0,126	0,0000	1,0000	0,9966
37	I-39 I-40	ТК 3-17	2015	101,5	350	7,110	0,126	0,0001	0,9999	0,9965
38	ТК 3-17	ТК 3-17а	2015	63,3	350	7,013	0,126	0,0000	1,0000	0,9965
39	ТК 3-17а	ТК 3-18	2015	53,1	350	6,987	0,126	0,0000	1,0000	0,9965
40	ТК 3-18	ТК 3-19	2015	126,8	350	7,175	0,126	0,0001	0,9999	0,9964
41	ТК 3-19	ТК 3-20	2015	93,2	400	7,278	0,126	0,0001	0,9999	0,9963
42	ТК 3-20	ТК 3-21	2015	15,9	400	7,047	0,126	0,0000	1,0000	0,9963
43	ТК 3-21	перемычка 3-21	2015	1,6	400	7,004	0,126	0,0000	1,0000	0,9963
44	перемычка 3-21	I-9 I-10	2015	126,3	400	7,378	0,126	0,0001	0,9999	0,9962
45	I-9 I-10	ТК 3-30	2015	1,8	350	6,856	0,126	0,0000	1,0000	0,9962
46	ТК 3-30	Уз. ТК 3-30-2	2002	1,7	350	6,856	0,05	0,0000	1,0000	0,9962
47	Уз. ТК 3-30-2	Уз. ТК 3-30-1	2015	1,2	350	6,854	0,126	0,0000	1,0000	0,9962
48	Уз. ТК 3-30-1	ТК 3-31	2015	47,3	350	6,972	0,126	0,0000	1,0000	0,9962
49	ТК 3-31	I-11 I-12	2015	1,4	250	6,571	0,126	0,0000	1,0000	0,9962
50	I-11 I-12	ТК 3-32	2015	124,4	250	6,780	0,126	0,0000	1,0000	0,9962
51	ТК 3-32	ТК 3-33	2015	222,5	250	6,948	0,126	0,0001	0,9999	0,9961

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, Z <sub>р</sub> , ч	Интенсивность отказов, λ, 1/(год-км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P	Средняя вероятность безотказной работы системы, ПР
52	TK 3-33	TK 3-34	2015	76,8	250	6,699	0,126	0,0000	1,0000	0,9961
53	TK 3-34	TK 3-35	2015	50,1	250	6,654	0,126	0,0000	1,0000	0,9961
54	TK 3-35	I-17 I-18	2015	53,2	250	6,659	0,126	0,0000	1,0000	0,9961
55	I-17 I-18	TK 3-36	2015	1,2	250	6,570	0,126	0,0000	1,0000	0,9961
56	TK 3-36	TK 3-36A	2008	102,9	300	6,926	0,05	0,0000	1,0000	0,9961
57	TK 3-36A	TK 3-37	2007	68,1	300	6,852	0,05	0,0000	1,0000	0,9961
58	TK 3-37	I-19 I-20	2015	0,9	200	6,436	0,126	0,0000	1,0000	0,9961
59	I-19 I-20	TK 1-01	2015	41,1	200	6,489	0,126	0,0000	1,0000	0,9961
60	TK 1-01	TK 1-02	2015	65,6	200	6,520	0,126	0,0000	1,0000	0,9961
61	TK 1-02	TK 1-03	2015	90,8	200	6,553	0,126	0,0000	1,0000	0,9961
62	TK 1-03	I-21 I-22	2015	1,0	150	6,309	0,126	0,0000	1,0000	0,9961
63	I-21 I-22	TK 1-04	2015	33,2	150	6,339	0,126	0,0000	1,0000	0,9961
64	TK 1-04	TK 1-05	2015	52,5	150	6,356	0,126	0,0000	1,0000	0,9961
65	TK 1-05	TK 1-06	2015	136,0	150	6,434	0,126	0,0000	1,0000	0,9961
66	TK 1-06	I-23 I-24	2015	1,3	150	6,309	0,126	0,0000	1,0000	0,9961
67	I-23 I-24	TK 1-07	2015	81,6	150	6,383	0,126	0,0000	1,0000	0,9961
68	TK 1-07	I-25 I-26	2015	1,1	150	6,309	0,126	0,0000	1,0000	0,9961
69	I-25 I-26	TK 1-08	2015	131,8	150	6,430	0,126	0,0000	1,0000	0,9961
70	TK 1-08	I-27 I-28	2015	1,2	150	6,309	0,126	0,0000	1,0000	0,9961
71	I-27 I-28	TK 1-09	2015	16,1	150	6,323	0,126	0,0000	1,0000	0,9961
72	TK 1-09	TK 1-10	2015	59,1	150	6,363	0,126	0,0000	1,0000	0,9961
73	TK 1-10	2-15 2-16	2015	183,4	200	6,674	0,126	0,0001	0,9999	0,9960
74	2-15 2-16	TK 4-20	2015	1,1	200	6,436	0,126	0,0000	1,0000	0,9960
75	TK 4-20	2-19 2-20	2015	0,9	400	7,002	0,126	0,0000	1,0000	0,9960
76	2-19 2-20	TK 4-21A	2015	69,2	400	7,206	0,126	0,0001	0,9999	0,9959
77	TK 4-21A	TK 4-21	2015	58,6	400	7,175	0,126	0,0000	1,0000	0,9959
78	TK 4-21	TK 4-21Б	2015	71,3	400	7,213	0,126	0,0001	0,9999	0,9958
79	TK 4-21Б	TK 4-21В	2015	74,1	400	7,221	0,126	0,0001	0,9999	0,9957

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, $Z_p$ , ч	Интенсивность отказов, $\lambda$ , 1/(год-км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, $\omega$	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P	Средняя вероятность безотказной работы системы, ПР
80	ТК 4-21В	ТК 4-22	2015	56,5	400	7,168	0,126	0,0000	1,0000	0,9957
81	ТК 4-22	ТК 4-23	2015	56,6	400	7,169	0,126	0,0000	1,0000	0,9957
82	ТК 4-23	ТК 4-24	2015	76,5	400	7,228	0,126	0,0001	0,9999	0,9956
83	ТК 4-24	перемычка 4-25 от 4-24	2015	75,6	400	7,226	0,126	0,0001	0,9999	0,9955
84	перемычка 4-25 от 4-24	ТК 4-25	2015	1,6	400	7,004	0,126	0,0000	1,0000	0,9955
85	ТК 4-25	2-21 2-22	2015	0,3	400	7,000	0,126	0,0000	1,0000	0,9955
86	2-21 2-22	перемычка 4-25 к 4-26	2015	1,2	400	7,003	0,126	0,0000	1,0000	0,9955
87	перемычка 4-25 к 4-26	ТК 4-26	2015	76,6	400	7,229	0,126	0,0001	0,9999	0,9954
88	ТК 4-26	ТК 4-27	2015	72,6	400	7,217	0,126	0,0001	0,9999	0,9953
89	ТК 4-27	ТК 4-28	2015	163,6	400	7,489	0,126	0,0002	0,9998	0,9951
90	ТК 4-28	ТК 4-29	2015	53,5	400	7,159	0,126	0,0000	1,0000	0,9951
91	ТК 4-29	ТК 4-30	2015	56,8	400	7,169	0,126	0,0000	1,0000	0,9951
92	ТК 4-30	ТК 4-31	2015	113,9	400	7,340	0,126	0,0001	0,9999	0,9950
93	ТК 4-31	ТК 4-32	2015	113,1	400	7,338	0,126	0,0001	0,9999	0,9949
Итого по участку										0,9949
Итого по всему расчетному участку										1,0000

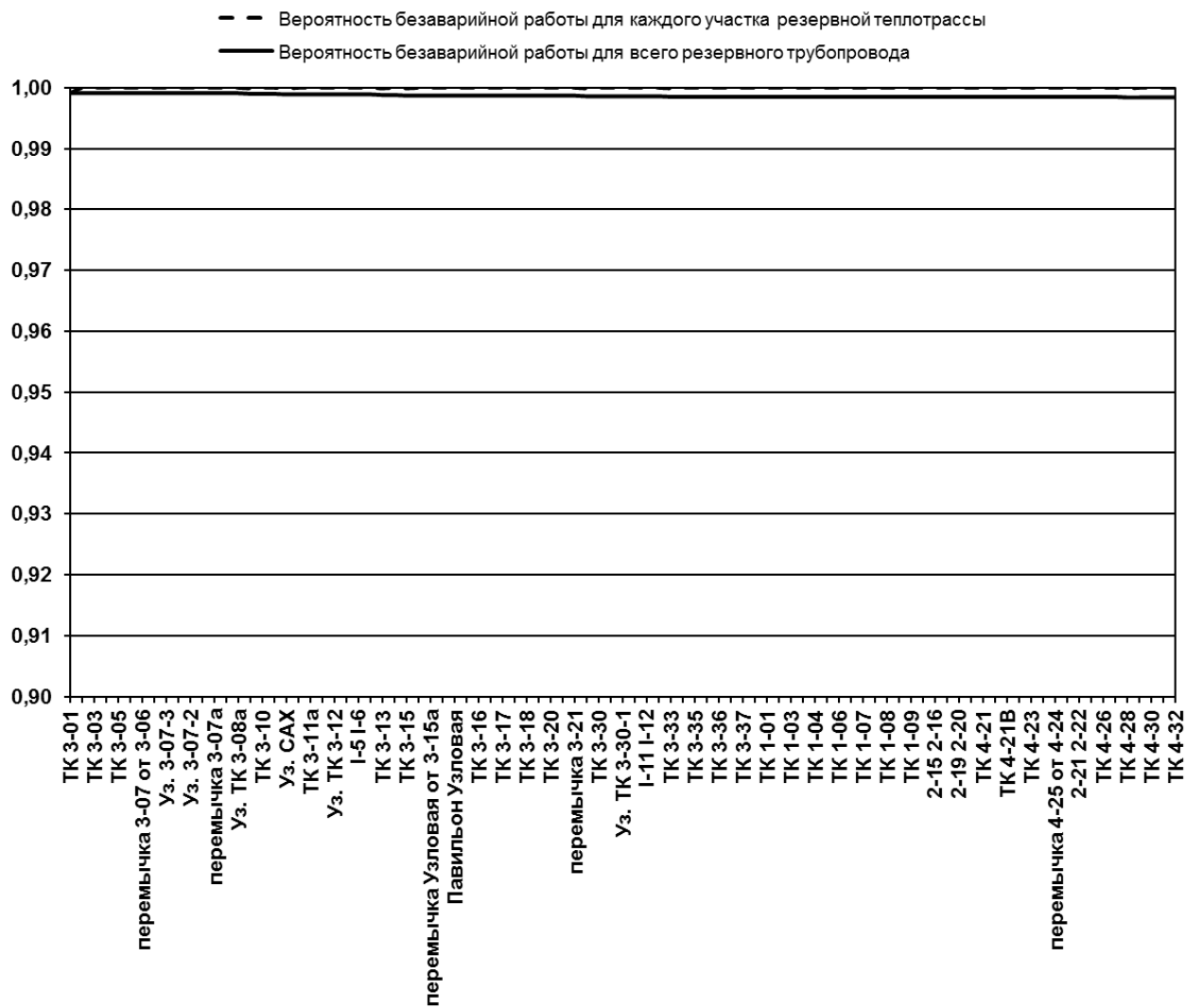


Рис. 9.2.22. Вероятность безаварийной работы резервного участка тепловой магистрали от Кировской ТЭЦ-3 до ТК-4-32 в 2033 г.

### 9.2.6. Расчетный участок от Кировской ТЭЦ-3 до 7НО-57

Расчетный участок от Кировской ТЭЦ-3 до 7НО-57 тепловой сети г. Кирово-Чепецка представлен на рис. 9.2.23. Результаты расчета вероятности безотказной работы указанной тепловой магистрали за базовый (2014) год приведены в табл. 9.2.11. Изменение показателей безаварийности работы каждого участка и безотказности работы всей тепловой магистрали вдоль расчетного пути представлено на рис. 9.2.24.

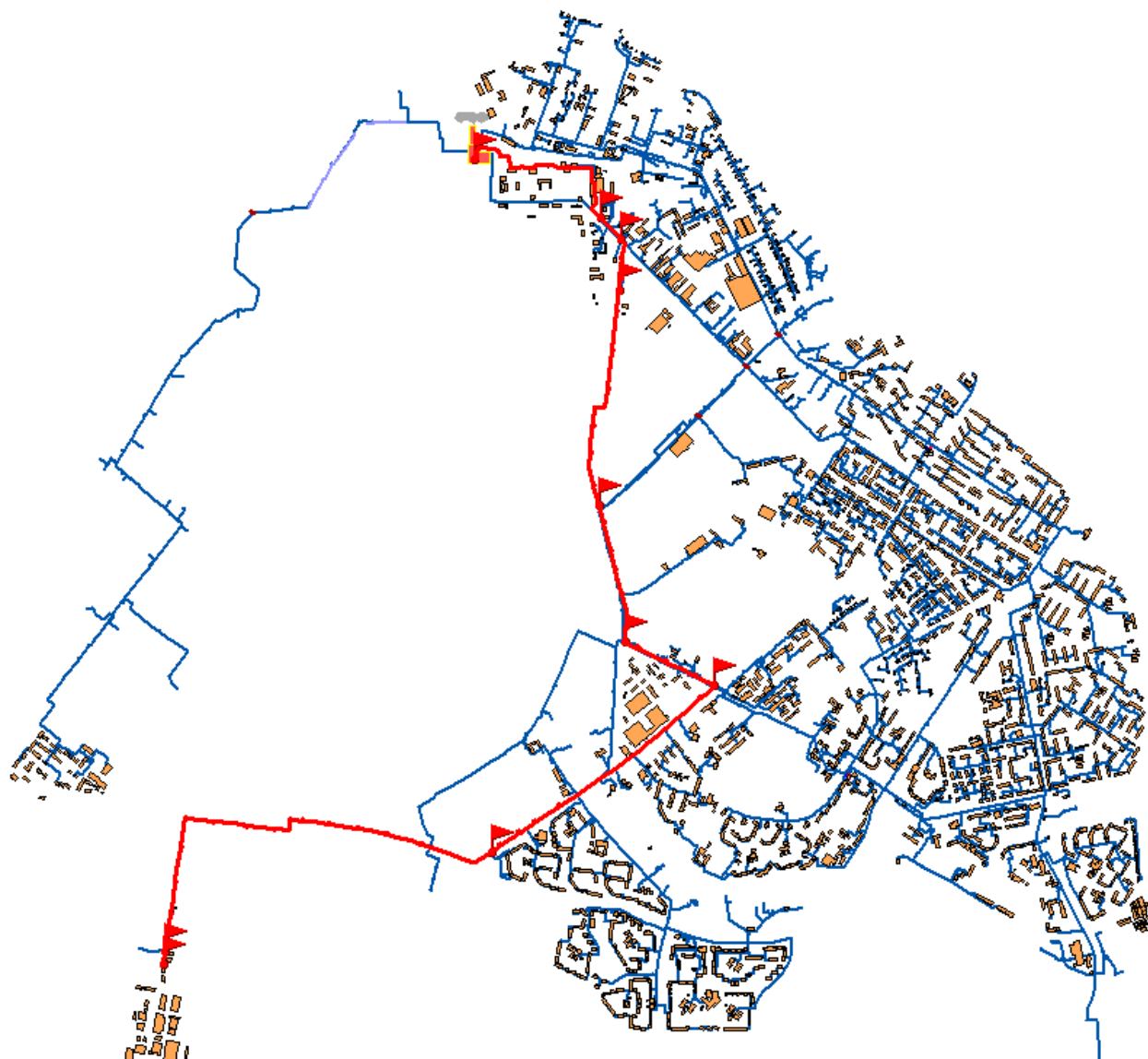
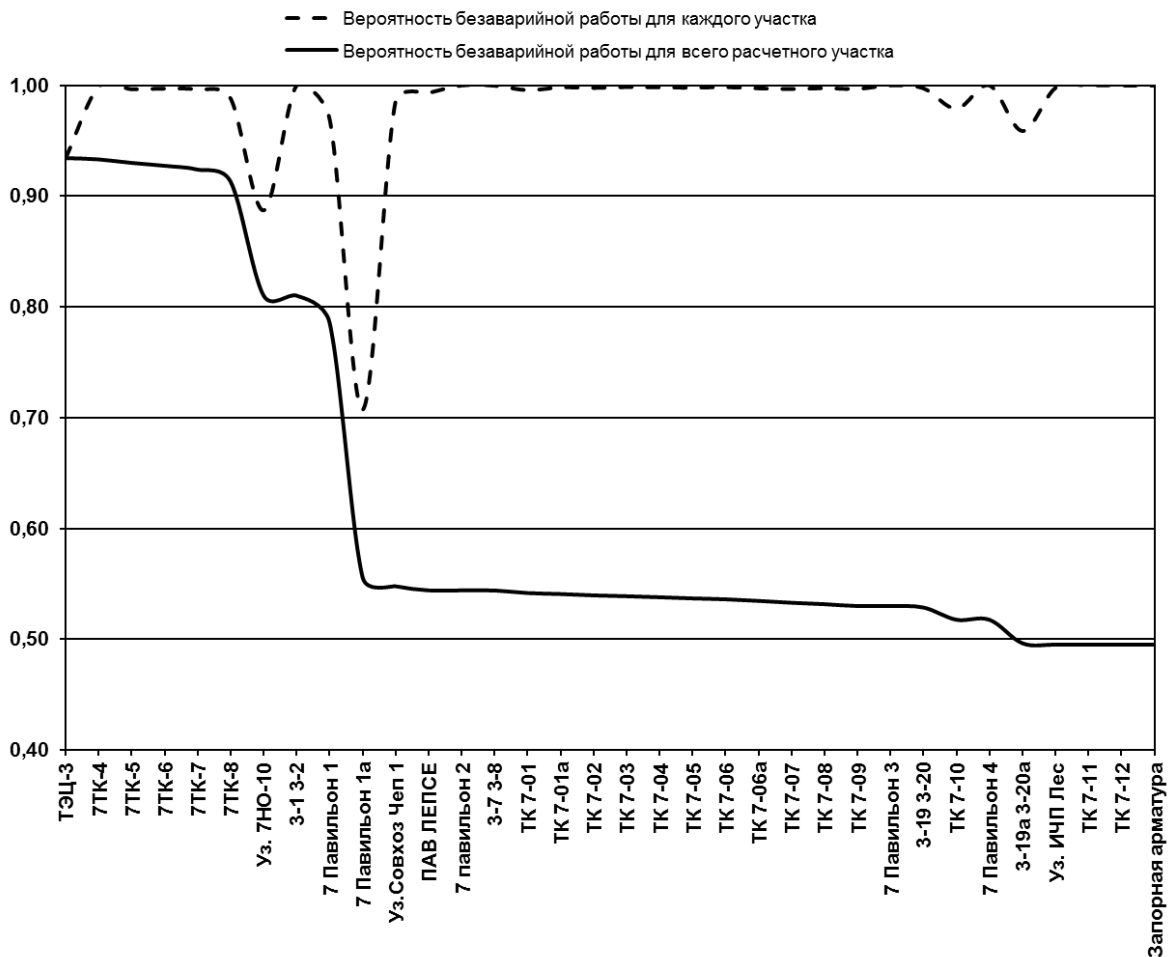


Рис. 9.2.23. Расчетный участок теплосети Кировской ТЭЦ-3 до 7НО-57

Таблица 9.2.11

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, Z <sub>р</sub> , ч	Интенсивность отказов, λ, 1/(год-км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P	Средняя вероятность безотказной работы системы, ПР
Основная тепломагистраль										
1	ТЭЦ-3	7ТК-4	1977	777,0	700	12,513	0,866	0,0679	0,9344	0,9344
2	7ТК-4	7ТК-5	1977	64,9	700	8,336	0,866	0,0012	0,9988	0,9333
3	7ТК-5	7ТК-6	1977	141,9	700	8,788	0,866	0,0034	0,9966	0,9301
4	7ТК-6	7ТК-7	1977	122,1	700	8,672	0,866	0,0028	0,9972	0,9275
5	7ТК-7	7ТК-8	1977	149,2	700	8,831	0,866	0,0037	0,9963	0,9241
6	7ТК-8	Уз. 7НО-10	1977	303,4	700	9,735	0,866	0,0119	0,9882	0,9132
7	Уз. 7НО-10	3-1 3-2	1977	1056,3	700	14,152	0,866	0,1196	0,8873	0,8103
8	3-1 3-2	7 Павильон 1	1977	2,6	700	7,971	0,866	0,0000	1,0000	0,8103
9	7 Павильон 1	7 Павильон 1а	1972	209,6	700	9,185	4,174	0,0306	0,9699	0,7859
10	7 Павильон 1а	Уз.Совхоз Чеп 1	1972	800,2	700	12,649	4,174	0,3461	0,7074	0,5559
11	Уз.Совхоз Чеп 1	ПАВ ЛЕПСЕ	1977	341,7	700	9,960	0,866	0,0146	0,9855	0,5479
12	ПАВ ЛЕПСЕ	7 павильон 2	1977	217,7	700	9,233	0,866	0,0068	0,9932	0,5441
13	7 павильон 2	3-7 3-8	1977	2,4	700	7,969	0,866	0,0000	1,0000	0,5441
14	3-7 3-8	ТК 7-01	1977	12,8	700	8,031	0,866	0,0002	0,9998	0,5440
15	ТК 7-01	ТК 7-01а	1977	163,7	700	8,916	0,866	0,0042	0,9958	0,5417
16	ТК 7-01а	ТК 7-02	1977	85,3	700	8,456	0,866	0,0017	0,9983	0,5408
17	ТК 7-02	ТК 7-03	1977	101,9	700	8,553	0,866	0,0022	0,9978	0,5396
18	ТК 7-03	ТК 7-04	1977	93,0	600	8,079	0,866	0,0014	0,9986	0,5389
19	ТК 7-04	ТК 7-05	1977	106,4	600	8,144	0,866	0,0017	0,9983	0,5380
20	ТК 7-05	ТК 7-06	1977	118,4	600	8,202	0,866	0,0020	0,9980	0,5369
21	ТК 7-06	ТК 7-06а	1977	96,6	600	8,096	0,866	0,0015	0,9985	0,5361
22	ТК 7-06а	ТК 7-07	1977	138,8	600	8,302	0,866	0,0026	0,9974	0,5347
23	ТК 7-07	ТК 7-08	1978	190,3	600	8,553	0,669	0,0032	0,9968	0,5330
24	ТК 7-08	ТК 7-09	1978	157,9	600	8,395	0,669	0,0024	0,9976	0,5317
25	ТК 7-09	7 Павильон 3	1980	256,2	600	8,874	0,419	0,0031	0,9969	0,5300

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, Z <sub>р</sub> , ч	Интенсивность отказов, λ, 1/(год-км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P	Средняя вероятность безотказной работы системы, ПР
26	7 Павильон 3	3-19 3-20	1980	2,3	500	7,315	0,419	0,0000	1,0000	0,5300
27	3-19 3-20	ТК 7-10	1980	278,6	500	8,397	0,419	0,0026	0,9974	0,5287
28	ТК 7-10	7 Павильон 4	1980	846,2	500	10,621	0,419	0,0211	0,9791	0,5176
29	7 Павильон 4	3-19а 3-20а	1980	2,2	500	7,314	0,419	0,0000	1,0000	0,5176
30	3-19а 3-20а	Уз. ИЧП Лес	1980	1160,5	500	11,852	0,419	0,0420	0,9589	0,4963
31	Уз. ИЧП Лес	ТК 7-11	1980	246,8	500	8,273	0,419	0,0022	0,9978	0,4953
32	ТК 7-11	ТК 7-12	1980	5,9	500	7,329	0,419	0,0000	1,0000	0,4953
33	ТК 7-12	Запорная арматура	1980	0,7	500	7,309	0,419	0,0000	1,0000	0,4953
34	Запорная арматура	База ОРСа	1980	56,3	500	7,526	0,419	0,0002	0,9998	0,4952
Итого по расчетному участку										0,4952



**Рис. 9.2.24. Вероятность безаварийной работы тепловой магистрали от Кировской ТЭЦ-3 до 7НО-57 в 2014 г.**

Исходя из представленных данных на рис. 9.2.24 сделан вывод, что тепломагистраль ТЭЦ – 7НО-57 по состоянию на 2014 г. обладает крайне низкими показателями безаварийной работы. Поэтому, рекомендуется произвести перекладку указанных трубопроводов в ближайшей перспективе. Информация по показателям безаварийной работы с учетом перекладок приведена в табл. 9.2.12 и на рис. 9.2.25.



Таблица 9.2.12

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, Z <sub>p</sub> , ч	Интенсивность отказов, λ, 1/(год·км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P	Средняя вероятность безотказной работы системы, ПР
Основная тепломагистраль										
1	ТЭЦ-3	7ТК-4	2015	777,0	700	12,513	0,057	0,0045	0,9955	0,9955
2	7ТК-4	7ТК-5	2015	64,9	700	8,336	0,057	0,0001	0,9999	0,9954
3	7ТК-5	7ТК-6	2015	141,9	700	8,788	0,057	0,0002	0,9998	0,9952
4	7ТК-6	7ТК-7	2015	122,1	700	8,672	0,057	0,0002	0,9998	0,9950
5	7ТК-7	7ТК-8	2015	149,2	700	8,831	0,057	0,0002	0,9998	0,9948
6	7ТК-8	Уз. 7НО-10	2015	303,4	700	9,735	0,057	0,0008	0,9992	0,9940
7	Уз. 7НО-10	3-1 3-2	2015	1056,3	700	14,152	0,057	0,0079	0,9921	0,9862
8	3-1 3-2	7 Павильон 1	2015	2,6	700	7,971	0,057	0,0000	1,0000	0,9862
9	7 Павильон 1	7 Павильон 1а	2015	209,6	700	9,185	0,057	0,0004	0,9996	0,9858
10	7 Павильон 1а	Уз.Совхоз Чеп 1	2015	800,2	700	12,649	0,057	0,0047	0,9953	0,9811
11	Уз.Совхоз Чеп 1	ПАВ ЛЕПСЕ	2015	341,7	700	9,960	0,057	0,0010	0,9990	0,9801
12	ПАВ ЛЕПСЕ	7 павильон 2	2015	217,7	700	9,233	0,057	0,0004	0,9996	0,9798
13	7 павильон 2	3-7 3-8	2015	2,4	700	7,969	0,057	0,0000	1,0000	0,9798
14	3-7 3-8	ТК 7-01	2015	12,8	700	8,031	0,057	0,0000	1,0000	0,9798
15	ТК 7-01	ТК 7-01а	2015	163,7	700	8,916	0,057	0,0003	0,9997	0,9795
16	ТК 7-01а	ТК 7-02	2015	85,3	700	8,456	0,057	0,0001	0,9999	0,9794
17	ТК 7-02	ТК 7-03	2015	101,9	700	8,553	0,057	0,0001	0,9999	0,9793
18	ТК 7-03	ТК 7-04	2015	93,0	600	8,079	0,057	0,0001	0,9999	0,9792
19	ТК 7-04	ТК 7-05	2015	106,4	600	8,144	0,057	0,0001	0,9999	0,9791
20	ТК 7-05	ТК 7-06	2015	118,4	600	8,202	0,057	0,0001	0,9999	0,9790
21	ТК 7-06	ТК 7-06а	2015	96,6	600	8,096	0,057	0,0001	0,9999	0,9789
22	ТК 7-06а	ТК 7-07	2015	138,8	600	8,302	0,057	0,0002	0,9998	0,9787
23	ТК 7-07	ТК 7-08	2015	190,3	600	8,553	0,057	0,0003	0,9997	0,9784
24	ТК 7-08	ТК 7-09	2015	157,9	600	8,395	0,057	0,0002	0,9998	0,9782
25	ТК 7-09	7 Павильон 3	2015	256,2	600	8,874	0,057	0,0004	0,9996	0,9778
26	7 Павильон 3	3-19 3-20	2015	2,3	500	7,315	0,057	0,0000	1,0000	0,9778

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, Z <sub>p</sub> , ч	Интенсивность отказов, λ, 1/(год·км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P	Средняя вероятность безотказной работы системы, ПР
27	3-19 3-20	ТК 7-10	2015	278,6	500	8,397	0,057	0,0004	0,9996	0,9774
28	ТК 7-10	7 Павильон 4	2015	846,2	500	10,621	0,057	0,0029	0,9971	0,9746
29	7 Павильон 4	3-19а 3-20а	2015	2,2	500	7,314	0,057	0,0000	1,0000	0,9746
30	3-19а 3-20а	Уз. ИЧП Лес	2015	1160,5	500	11,852	0,057	0,0057	0,9943	0,9690
31	Уз. ИЧП Лес	ТК 7-11	2015	246,8	500	8,273	0,057	0,0003	0,9997	0,9687
32	ТК 7-11	ТК 7-12	2015	5,9	500	7,329	0,057	0,0000	1,0000	0,9687
33	ТК 7-12	Запорная арматура	2015	0,7	500	7,309	0,057	0,0000	1,0000	0,9687
34	Запорная арматура	База ОРСа	2015	56,3	500	7,526	0,057	0,0000	1,0000	0,9687
Итого по расчетному участку										0,9687

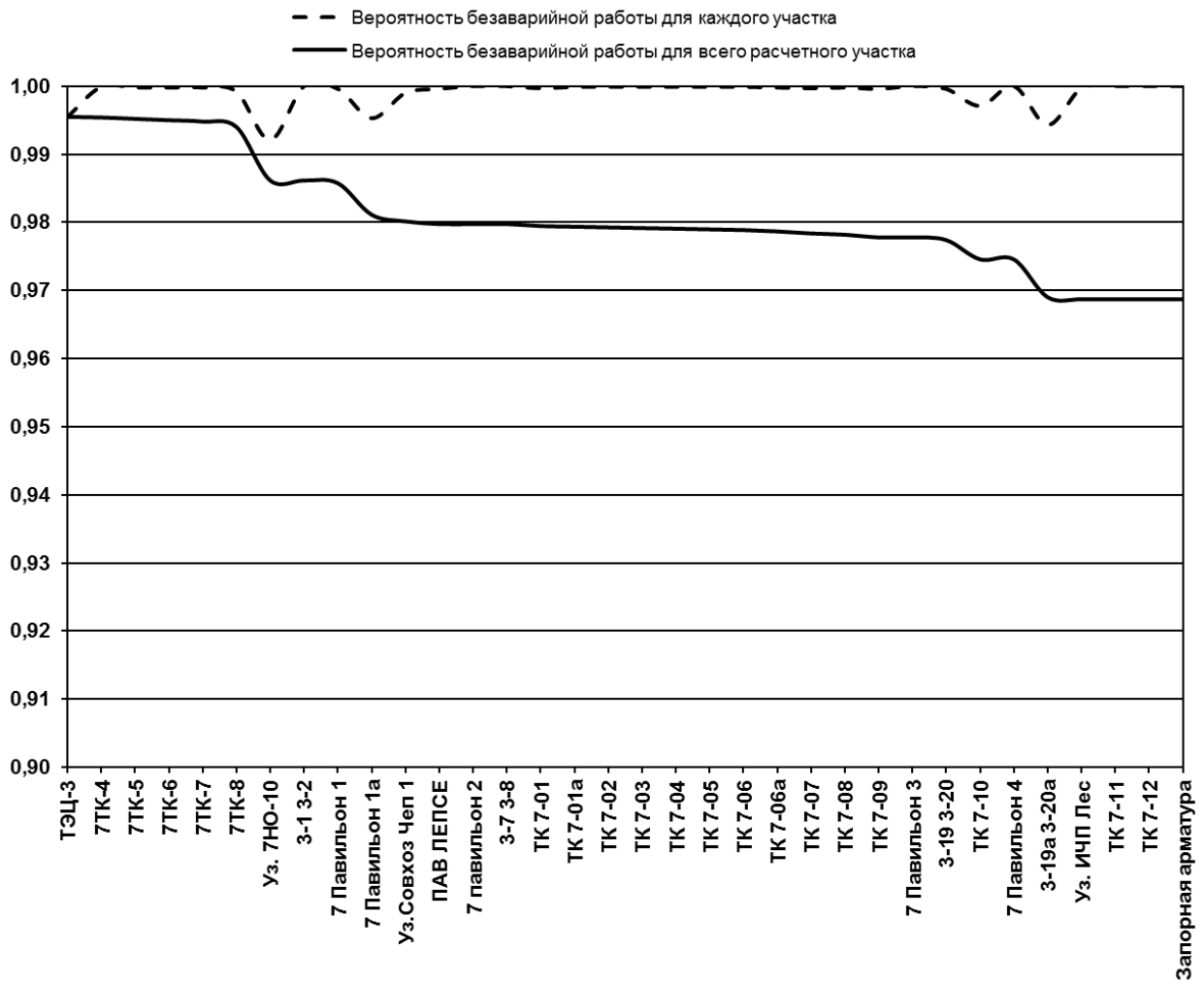


Рис. 9.2.25. Вероятность безаварийной работы тепловой магистрали от Кировской ТЭЦ-3 до 7НО-57 в 2033 г.

### 9.2.7. Расчетный участок от Кировской ТЭЦ-3 до ТК-5-22

Расчетный участок от Кировской ТЭЦ-3 до ТК-5-22 тепловой сети г. Кирово-Чепецка представлен на рис. 9.2.26. Результаты расчета вероятности безотказной работы указанной тепловой магистрали за базовый (2014) год приведены в табл. 9.2.13. Изменение показателей безаварийности работы каждого участка и безотказности работы всей тепловой магистрали вдоль расчетного пути представлено на рис. 9.2.27.



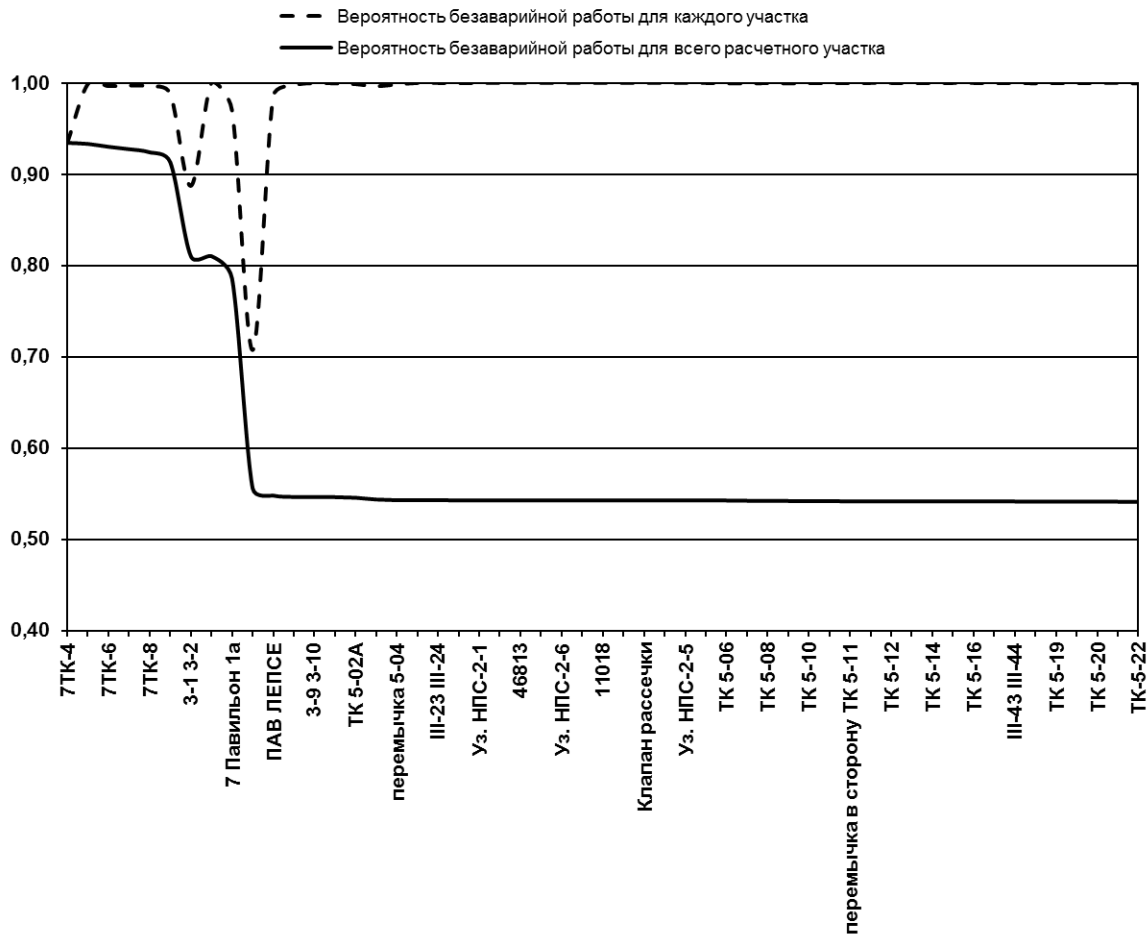
Рис. 9.2.26. Расчетный участок теплосети Кировской ТЭЦ-3 до ТК-5-22

Таблица 9.2.13

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, Z <sub>р</sub> , ч	Интенсивность отказов, λ, 1/(год-км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P	Средняя вероятность безотказной работы системы, PR
Основная тепломагистраль										
1	ТЭЦ-3	7ТК-4	1977	777,0	700	12,513	0,866	0,0679	0,9344	0,9344
2	7ТК-4	7ТК-5	1977	64,9	700	8,336	0,866	0,0012	0,9988	0,9333
3	7ТК-5	7ТК-6	1977	141,9	700	8,788	0,866	0,0034	0,9966	0,9301
4	7ТК-6	7ТК-7	1977	122,1	700	8,672	0,866	0,0028	0,9972	0,9275
5	7ТК-7	7ТК-8	1977	149,2	700	8,831	0,866	0,0037	0,9963	0,9241
6	7ТК-8	Уз. 7НО-10	1977	303,4	700	9,735	0,866	0,0119	0,9882	0,9132
7	Уз. 7НО-10	3-1 3-2	1977	1056,3	700	14,152	0,866	0,1196	0,8873	0,8103
8	3-1 3-2	7 Павильон 1	1977	2,6	700	7,971	0,866	0,0000	1,0000	0,8103
9	7 Павильон 1	7 Павильон 1а	1972	209,6	700	9,185	4,174	0,0306	0,9699	0,7859
10	7 Павильон 1а	Уз. Совхоз Чеп 1	1972	800,2	700	12,649	4,174	0,3461	0,7074	0,5559
11	Уз. Совхоз Чеп 1	ПАВ ЛЕПСЕ	1977	341,7	700	9,960	0,866	0,0146	0,9855	0,5479
12	ПАВ ЛЕПСЕ	7 павильон 2	1981	217,7	700	9,233	0,339	0,0027	0,9973	0,5464
13	7 павильон 2	3-9 3-10	1981	4,0	500	7,321	0,339	0,0000	1,0000	0,5464
14	3-9 3-10	ТК 5-02	1981	92,3	500	7,667	0,339	0,0004	0,9996	0,5462
15	ТК 5-02	ТК 5-02А	1981	195,6	500	8,072	0,339	0,0012	0,9988	0,5455
16	ТК 5-02А	ТК 5-03	1981	372,1	500	8,763	0,339	0,0035	0,9965	0,5436
17	ТК 5-03	перемычка 5-04	1981	222,0	500	8,175	0,339	0,0015	0,9985	0,5428
18	перемычка 5-04	ТК 5-04	1981	1,5	500	7,312	0,339	0,0000	1,0000	0,5428
19	ТК 5-04	III-23 III-24	1981	0,7	500	7,309	0,339	0,0000	1,0000	0,5428
20	III-23 III-24	ТК 5-05	1981	65,7	500	7,563	0,339	0,0002	0,9998	0,5427
21	ТК 5-05	Уз. НПС-2-1	1981	15,5	500	7,367	0,339	0,0000	1,0000	0,5427
22	Уз. НПС-2-1	Уз. НПС-2-2	1981	1,6	500	7,312	0,339	0,0000	1,0000	0,5427
23	Уз. НПС-2-2	46813	1989	1,3	500	7,311	0,099	0,0000	1,0000	0,5427
24	46813	Клапан подпора	1989	1,4	500	7,311	0,099	0,0000	1,0000	0,5427
25	Клапан подпора	Уз. НПС-2-6	1989	1,5	500	7,312	0,099	0,0000	1,0000	0,5427

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, Z <sub>p</sub> , ч	Интенсивность отказов, λ, 1/(год-км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P	Средняя вероятность безотказной работы системы, ПР
26	Уз. НПС-2-6	НПС-2 понижительная группа	1989	5,7	250	6,578	0,099	0,0000	1,0000	0,5427
27	НПС-2 понижительная группа	11018	1989	8,0	250	6,582	0,099	0,0000	1,0000	0,5427
28	11018	Уз. НПС-2-3	1989	1,5	500	7,312	0,099	0,0000	1,0000	0,5427
29	Уз. НПС-2-3	Клапан рассечки	1989	3,1	500	7,318	0,099	0,0000	1,0000	0,5427
30	Клапан рассечки	Уз. НПС-2-4	1989	1,2	500	7,310	0,099	0,0000	1,0000	0,5427
31	Уз. НПС-2-4	Уз. НПС-2-5	1989	0,6	500	7,308	0,099	0,0000	1,0000	0,5427
32	Уз. НПС-2-5	ТК 5-05а	1989	50,8	500	7,505	0,099	0,0000	1,0000	0,5427
33	ТК 5-05а	ТК 5-06	1989	223,6	500	8,182	0,099	0,0004	0,9996	0,5425
34	ТК 5-06	ТК 5-07	1989	198,5	500	8,083	0,099	0,0004	0,9996	0,5422
35	ТК 5-07	ТК 5-08	1989	79,4	500	7,617	0,099	0,0001	0,9999	0,5422
36	ТК 5-08	ТК 5-09	1989	204,1	500	8,105	0,099	0,0004	0,9996	0,5420
37	ТК 5-09	ТК 5-10	1989	150,2	500	7,894	0,099	0,0002	0,9998	0,5419
38	ТК 5-10	ТК 5-11	1989	155,9	500	7,917	0,099	0,0002	0,9998	0,5418
39	ТК 5-11	перемычка в сторону ТК 5-11	1989	155,6	500	7,915	0,099	0,0002	0,9998	0,5416
40	перемычка в сторону ТК 5-11	III-41 III-42	1989	0,8	500	7,309	0,099	0,0000	1,0000	0,5416
41	III-41 III-42	ТК 5-12	1989	0,6	500	7,308	0,099	0,0000	1,0000	0,5416
42	ТК 5-12	ТК 5-13	1989	94,2	400	7,281	0,099	0,0001	0,9999	0,5416
43	ТК 5-13	ТК 5-14	1989	92,0	400	7,275	0,099	0,0001	0,9999	0,5415
44	ТК 5-14	ТК 5-15	1989	62,5	400	7,186	0,099	0,0000	1,0000	0,5415
45	ТК 5-15	ТК 5-16	1989	63,0	400	7,188	0,099	0,0000	1,0000	0,5415
46	ТК 5-16	ТК 5-17	1984	203,3	300	7,139	0,195	0,0002	0,9998	0,5414
47	ТК 5-17	III-43 III-44	1984	1,4	300	6,710	0,195	0,0000	1,0000	0,5414
48	III-43 III-44	ТК 5-18	1984	232,6	300	7,201	0,195	0,0003	0,9997	0,5413
49	ТК 5-18	ТК 5-19	1984	138,7	300	7,002	0,195	0,0001	0,9999	0,5412
50	ТК 5-19	ТК 5-20А	1984	100,7	300	6,921	0,195	0,0001	0,9999	0,5412
51	ТК 5-20А	ТК 5-20	1984	6,3	100	6,193	0,195	0,0000	1,0000	0,5412

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, $Z_p$ , ч	Интенсивность отказов, $\lambda$ , 1/(год-км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, $\omega$	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P	Средняя вероятность безотказной работы системы, ПР
52	ТК 5-20	Запорная арматура	1984	1,3	100	6,190	0,195	0,0000	1,0000	0,5412
53	Запорная арматура	ТК-5-22	1984	774,7	125	6,822	0,195	0,0005	0,9995	0,5409
Итого по расчетному участку										0,5409



**Рис. 9.2.24. Вероятность безаварийной работы тепловой магистрали от Кировской ТЭЦ-3 до ТК-5-22 в 2014 г.**

Исходя из представленных данных на рис. 9.2.24 сделан вывод, что тепломагистраль ТЭЦ – ТК-5-22 по состоянию на 2014 г. обладает крайне низкими показателями безаварийной работы. Поэтому, рекомендуется произвести перекладку указанных трубопроводов в ближайшей перспективе. Информация по показателям безаварийной работы с учетом перекладок приведена в табл. 9.2.14 и на рис. 9.2.25.



Таблица 9.2.14

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, Z <sub>р</sub> , ч	Интенсивность отказов, λ, 1/(год-км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P	Средняя вероятность безотказной работы системы, ПР
<b>Основная тепломагистраль</b>										
1	ТЭЦ-3	7ТК-4	2015	777,0	700	12,513	0,057	0,0045	0,9955	0,9955
2	7ТК-4	7ТК-5	2015	64,9	700	8,336	0,057	0,0001	0,9999	0,9954
3	7ТК-5	7ТК-6	2015	141,9	700	8,788	0,057	0,0002	0,9998	0,9952
4	7ТК-6	7ТК-7	2015	122,1	700	8,672	0,057	0,0002	0,9998	0,9950
5	7ТК-7	7ТК-8	2015	149,2	700	8,831	0,057	0,0002	0,9998	0,9948
6	7ТК-8	Уз. 7НО-10	2015	303,4	700	9,735	0,057	0,0008	0,9992	0,9940
7	Уз. 7НО-10	3-1 3-2	2015	1056,3	700	14,152	0,057	0,0079	0,9921	0,9862
8	3-1 3-2	7 Павильон 1	2015	2,6	700	7,971	0,057	0,0000	1,0000	0,9862
9	7 Павильон 1	7 Павильон 1а	2015	209,6	700	9,185	0,057	0,0004	0,9996	0,9858
10	7 Павильон 1а	Уз.Совхоз Чеп 1	2015	800,2	700	12,649	0,057	0,0047	0,9953	0,9811
11	Уз.Совхоз Чеп 1	ПАВ ЛЕПСЕ	2015	341,7	700	9,960	0,057	0,0010	0,9990	0,9801
12	ПАВ ЛЕПСЕ	7 павильон 2	2015	217,7	700	9,233	0,057	0,0004	0,9996	0,9798
13	7 павильон 2	3-9 3-10	2015	4,0	500	7,321	0,057	0,0000	1,0000	0,9798
14	3-9 3-10	ТК 5-02	2015	92,3	500	7,667	0,057	0,0001	0,9999	0,9797
15	ТК 5-02	ТК 5-02А	2015	195,6	500	8,072	0,057	0,0002	0,9998	0,9795
16	ТК 5-02А	ТК 5-03	2015	372,1	500	8,763	0,057	0,0006	0,9994	0,9789
17	ТК 5-03	перемычка 5-04	2015	222,0	500	8,175	0,057	0,0002	0,9998	0,9787
18	перемычка 5-04	ТК 5-04	2015	1,5	500	7,312	0,057	0,0000	1,0000	0,9787
19	ТК 5-04	III-23 III-24	2015	0,7	500	7,309	0,057	0,0000	1,0000	0,9787
20	III-23 III-24	ТК 5-05	2015	65,7	500	7,563	0,057	0,0000	1,0000	0,9787
21	ТК 5-05	Уз. НПС-2-1	2015	15,5	500	7,367	0,057	0,0000	1,0000	0,9787
22	Уз. НПС-2-1	Уз. НПС-2-2	2015	1,6	500	7,312	0,057	0,0000	1,0000	0,9787

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, Z <sub>p</sub> , ч	Интенсивность отказов, λ, 1/(год-км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P	Средняя вероятность безотказной работы системы, ПР
23	Уз. НПС-2-2	46813	2015	1,3	500	7,311	0,057	0,0000	1,0000	0,9787
24	46813	Клапан подпора	2015	1,4	500	7,311	0,057	0,0000	1,0000	0,9787
25	Клапан подпора	Уз. НПС-2-6	2015	1,5	500	7,312	0,057	0,0000	1,0000	0,9787
26	Уз. НПС-2-6	НПС-2 понижительная группа	2015	5,7	250	6,578	0,057	0,0000	1,0000	0,9787
27	НПС-2 понижительная группа	11018	2015	8,0	250	6,582	0,057	0,0000	1,0000	0,9787
28	11018	Уз. НПС-2-3	2015	1,5	500	7,312	0,057	0,0000	1,0000	0,9787
29	Уз. НПС-2-3	Клапан расщетки	2015	3,1	500	7,318	0,057	0,0000	1,0000	0,9787
30	Клапан расщетки	Уз. НПС-2-4	2015	1,2	500	7,310	0,057	0,0000	1,0000	0,9787
31	Уз. НПС-2-4	Уз. НПС-2-5	2015	0,6	500	7,308	0,057	0,0000	1,0000	0,9787
32	Уз. НПС-2-5	ТК 5-05а	2015	50,8	500	7,505	0,057	0,0000	1,0000	0,9787
33	ТК 5-05а	ТК 5-06	2015	223,6	500	8,182	0,057	0,0002	0,9998	0,9785
34	ТК 5-06	ТК 5-07	2015	198,5	500	8,083	0,057	0,0002	0,9998	0,9783
35	ТК 5-07	ТК 5-08	2015	79,4	500	7,617	0,057	0,0000	1,0000	0,9783
36	ТК 5-08	ТК 5-09	2015	204,1	500	8,105	0,057	0,0002	0,9998	0,9781
37	ТК 5-09	ТК 5-10	2015	150,2	500	7,894	0,057	0,0001	0,9999	0,9780
38	ТК 5-10	ТК 5-11	2015	155,9	500	7,917	0,057	0,0001	0,9999	0,9779
39	ТК 5-11	перемычка в сторону ТК 5-11	2015	155,6	500	7,915	0,057	0,0001	0,9999	0,9778
40	перемычка в сторону ТК 5-11	III-41 III-42	2015	0,8	500	7,309	0,057	0,0000	1,0000	0,9778
41	III-41 III-42	ТК 5-12	2015	0,6	500	7,308	0,057	0,0000	1,0000	0,9778
42	ТК 5-12	ТК 5-13	2015	94,2	400	7,281	0,057	0,0000	1,0000	0,9778
43	ТК 5-13	ТК 5-14	2015	92,0	400	7,275	0,057	0,0000	1,0000	0,9778
44	ТК 5-14	ТК 5-15	2015	62,5	400	7,186	0,057	0,0000	1,0000	0,9778
45	ТК 5-15	ТК 5-16	2015	63,0	400	7,188	0,057	0,0000	1,0000	0,9778

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, Z <sub>p</sub> , ч	Интенсивность отказов, λ, 1/(год-км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P	Средняя вероятность безотказной работы системы, ПР
46	TK 5-16	TK 5-17	2015	203,3	300	7,139	0,057	0,0001	0,9999	0,9777
47	TK 5-17	III-43 III-44	2015	1,4	300	6,710	0,057	0,0000	1,0000	0,9777
48	III-43 III-44	TK 5-18	2015	232,6	300	7,201	0,057	0,0001	0,9999	0,9776
49	TK 5-18	TK 5-19	2015	138,7	300	7,002	0,057	0,0000	1,0000	0,9776
50	TK 5-19	TK 5-20A	2015	100,7	300	6,921	0,057	0,0000	1,0000	0,9776
51	TK 5-20A	TK 5-20	2015	6,3	100	6,193	0,057	0,0000	1,0000	0,9776
52	TK 5-20	Запорная арматура	2015	1,3	100	6,190	0,057	0,0000	1,0000	0,9776
53	Запорная арматура	TK-5-22	2015	774,7	125	6,822	0,057	0,0002	0,9998	0,9774
<b>Итого по расчетному участку</b>										<b>0,9774</b>

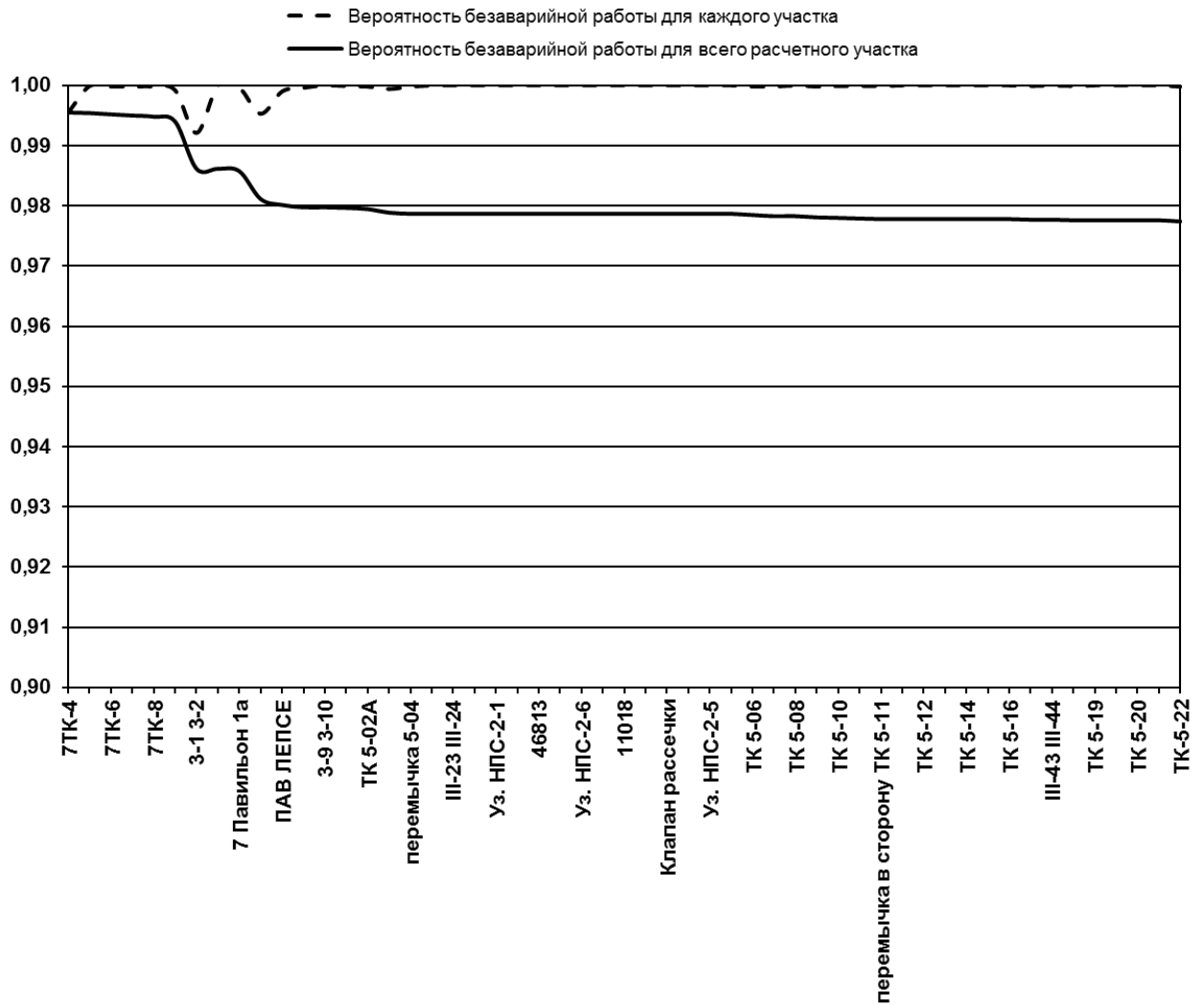


Рис. 9.2.25. Вероятность безаварийной работы тепловой магистрали от Кировской ТЭЦ-3 до ТК-5-22 в 2033 г.

### 9.2.8. Расчетный участок для микрорайона Каринторфф от котельной БМК – 80 до ул. Участковая д.4,4а,5

Расчетный участок от котельной БМК-8,0 до ул. Участковая д.4,4а,5 тепловой сети микрорайона Каринторфф представлен на рис. 9.2.27.

Результаты расчета вероятности безотказной работы указанной тепловой магистрали за базовый (2014) год приведены в табл. 9.2.15.

Изменение показателей безаварийности работы каждого участка и безотказности работы всей тепловой магистрали вдоль расчетного пути представлено на рис. 9.2.26.



Рис. 9.2.26. Расчетный участок теплосети от котельной БМК – 8,0 до ул. Участковой д. 4,4а,5.

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, Ду, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, Z <sub>p</sub> , ч	Интенсивность отказов, λ, 1/(год-км)	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P	Средняя вероятность безотказной работы системы, ПР
<b>Основная тепломагистраль</b>										
1	Котельная	TK-02	1972	93	300	6,905	4,174	0,0001	0,9999	0,9999
2	TK-02	TK-3	1972	211	250	6,928	4,174	0,0003	0,9997	0,9996
3	TK-3	TK-30	1972	133	200	6,608	4,174	0,0000	1,0000	0,9996
4	TK-30	TK-51	1973	161	200	6,645	2,926	0,0000	1,0000	0,9996
5	TK-51	TK-64	1973	276	150	6,563	2,926	0,0000	1,0000	0,9996
6	TK-64	TK-68	1973	310	150	6,594	2,926	0,0000	1,0000	0,9996
7	TK-68	TK-70	1975	71	100	6,230	1,531	0,0000	1,0000	0,9996
8	TK-70	ул. Участковая д.4, 4а, 5	1977	60	80	6,171	0,866	0,0000	1,0000	0,9996

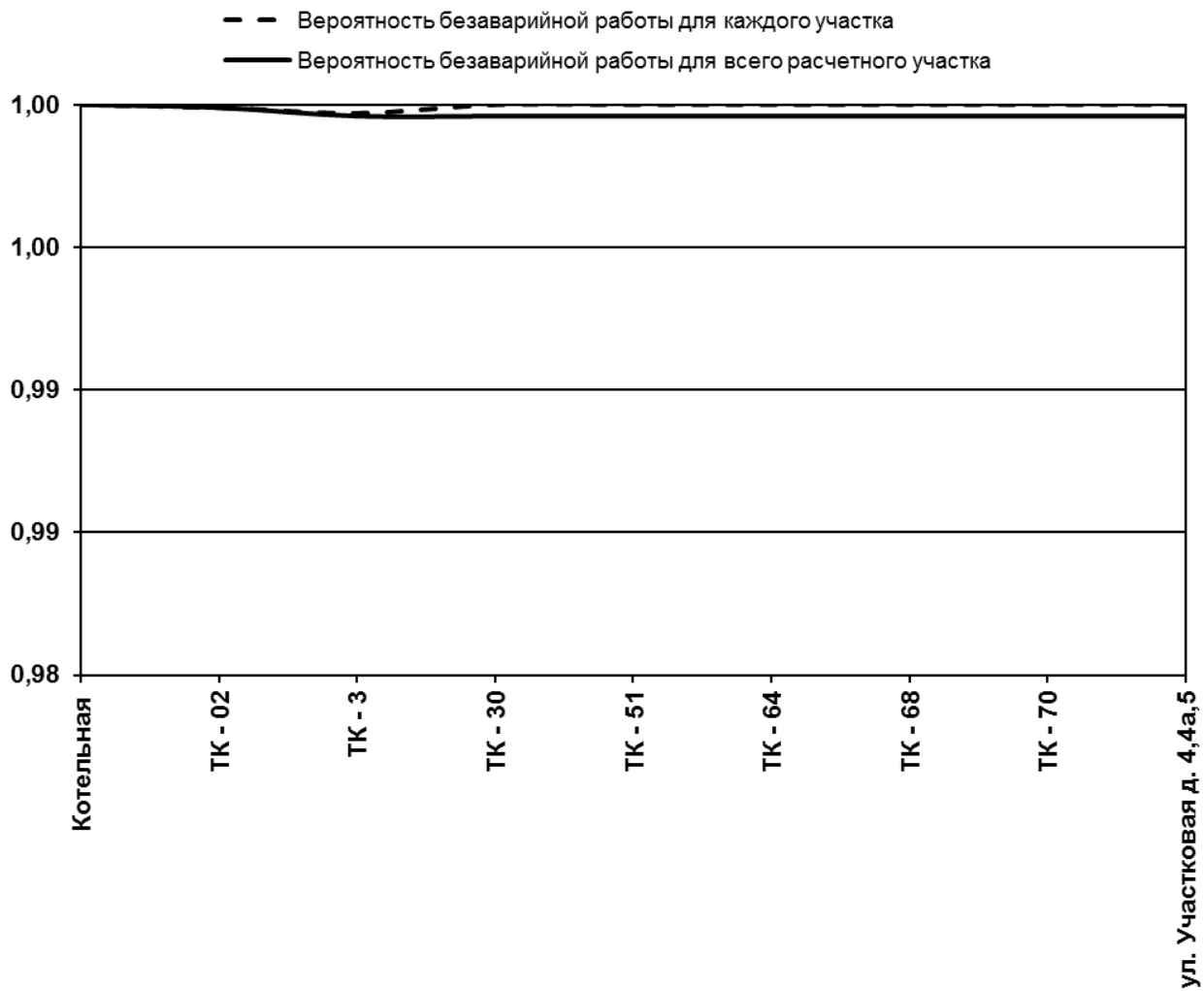


Рис. 9.2.26. Вероятность безаварийной работы тепловой магистрали от котельной Каринторф до ул. Участковая д.4, 4а, 5 за 2014 г.

## **Раздел 10. Технико-экономические показатели работы Кировской ТЭЦ-3**

### **10.1. Описание результатов хозяйственной деятельности Кировской ТЭЦ-3 в соответствии с требованиями, установленными Правительством Российской Федерации в «Стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями»**

#### **10.1.1. Общие положения**

В настоящее время предоставление информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования для широкого круга пользователей регламентируется «Постановление Правительства РФ от 5 июля 2013 г. N 570 «О стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования».

В соответствии с законодательным актом:

«2. Под раскрытием информации в настоящем документе понимается обеспечение доступа неограниченного круга лиц к информации независимо от цели ее получения.

3. Регулируемыми организациями информация раскрывается путем:

а) обязательного опубликования на официальном сайте в информационно-телекоммуникационной сети "Интернет" (далее - сеть "Интернет") органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов), и (или) на официальном сайте органа местного самоуправления поселения или городского округа в случае их наделения в соответствии с законом субъекта Российской Федерации полномочиями по государственному регулированию цен (тарифов), и (или) на сайте в сети "Интернет", предназначенном для размещения информации по вопросам регулирования тарифов, определяемом Правительством Российской Федерации;

б) опубликования на официальном сайте в сети "Интернет" органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) и в печатных изданиях, в которых публикуются акты органов местного самоуправления (далее - печатные издания), - в случае и объемах, которые предусмотрены пунктом 9 настоящего документа;

в) опубликования по решению регулируемой организации на ее официальном сайте в сети "Интернет";

г) предоставления информации на безвозмездной основе на основании письменных запросов потребителей товаров и услуг регулируемых организаций (далее - потребители) в порядке, установленном настоящим документом»

Постановлением Правительства РФ от 5 июля 2013 г. N 570 «О стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования» определены стандарты раскрытия информации», в соответствии с которыми:

«Регулируемой организацией подлежит раскрытию информация:

а) о регулируемой организации (общая информация);



- б) о ценах (тарифах) на регулируемые товары (услуги);
- в) об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности регулируемой организации, включая структуру основных производственных затрат (в части регулируемых видов деятельности);
- г) об основных потребительских характеристиках регулируемых товаров и услуг регулируемой организации;
- д) об инвестиционных программах регулируемой организации и отчетах об их реализации;
- е) о наличии (отсутствии) технической возможности подключения (технологического присоединения) к системе теплоснабжения, а также о регистрации и ходе реализации заявок на подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения;
- ж) об условиях, на которых осуществляется поставка регулируемых товаров (оказание регулируемых услуг), и (или) об условиях договоров о подключении (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения;
- з) о порядке выполнения технологических, технических и других мероприятий, связанных с подключением (технологическим присоединением) к системе теплоснабжения;
- и) о способах приобретения, стоимости и объемах товаров, необходимых для производства регулируемых товаров и (или) оказания регулируемых услуг регулируемой организацией;
- к) о предложении регулируемой организации об установлении цен (тарифов) в сфере теплоснабжения.

#### 16. Информация о ценах (тарифах) на регулируемые товары (услуги)

.....

18. В рамках общей информации о регулируемой организации раскрытию подлежат следующие сведения:

- а) наименование юридического лица, фамилия, имя и отчество руководителя регулируемой организации;
- б) основной государственный регистрационный номер, дата его присвоения и наименование органа, принявшего решение о регистрации в качестве юридического лица;
- в) почтовый адрес, адрес фактического местонахождения органов управления регулируемой организации, контактные телефоны, а также (при наличии) официальный сайт в сети "Интернет" и адрес электронной почты;
- г) режим работы регулируемой организации, в том числе абонентских отделов, сбытовых подразделений и диспетчерских служб;
- д) регулируемый вид деятельности;
- е) протяженность магистральных сетей (в однотрубном исчислении) (километров);
- ж) протяженность разводящих сетей (в однотрубном исчислении) (километров);
- з) количество теплоэлектростанций с указанием их установленной электрической и тепловой мощности (штук);

и) количество тепловых станций с указанием их установленной тепловой мощности (штук);

к) количество котельных с указанием их установленной тепловой мощности (штук);

л) количество центральных тепловых пунктов (штук).

19. Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности регулируемой организации, включая структуру основных производственных затрат (в части регулируемых видов деятельности), содержит сведения:

а) о выручке от регулируемого вида деятельности (тыс. рублей) с разбивкой по видам деятельности;

б) о себестоимости производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности (тыс. рублей), включая:

расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель;

расходы на топливо с указанием по каждому виду топлива стоимости (за единицу объема), объема и способа его приобретения, стоимости его доставки;

расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе (с указанием средневзвешенной стоимости), и объем приобретения электрической энергии;

расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе;

расходы на химические реагенты, используемые в технологическом процессе;

расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала;

расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала;

расходы на амортизацию основных производственных средств;

расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности;

общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт;

общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт;

расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств (в том числе информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов);

прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности в соответствии с законодательством Российской Федерации;

в) о чистой прибыли, полученной от регулируемого вида деятельности, с указанием размера ее расходования на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации (тыс. рублей);

- г) об изменении стоимости основных фондов, в том числе за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации), а также стоимости их переоценки (тыс. рублей);
- д) о валовой прибыли (убытках) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности (тыс. рублей);
- е) о годовой бухгалтерской отчетности, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему (раскрывается регулируемой организацией, выручка от регулируемой деятельности которой превышает 80 процентов совокупной выручки за отчетный год);
- ж) об установленной тепловой мощности объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе по каждому источнику тепловой энергии (Гкал/ч);
- з) о тепловой нагрузке по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности (Гкал/ч);
- и) об объеме вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности (тыс. Гкал);
- к) об объеме приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности (тыс. Гкал);
- л) об объеме тепловой энергии, отпускаемой потребителям, по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе определенном по приборам учета и расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг) (тыс. Гкал);
- м) о нормативах технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, утвержденных уполномоченным органом (Ккал/ч. мес.);
- н) о фактическом объеме потерь при передаче тепловой энергии (тыс. Гкал);
- о) о среднесписочной численности основного производственного персонала (человек);
- п) о среднесписочной численности административно-управленческого персонала (человек);
- р) об удельном расходе условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть, с разбивкой по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности (кг у. т./Гкал);
- с) об удельном расходе электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности (тыс. кВт\*ч/Гкал);
- т) об удельном расходе холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности (куб. м/Гкал).

20. Информация об основных потребительских характеристиках регулируемых товаров и услуг регулируемой организации содержит сведения:

- а) о количестве аварий на тепловых сетях (единиц на километр);
- б) о количестве аварий на источниках тепловой энергии (единиц на источник);

в) о показателях надежности и качества, установленных в соответствии с законодательством Российской Федерации;

г) о доле числа исполненных в срок договоров о подключении (технологическом присоединении);

д) о средней продолжительности рассмотрения заявок на подключение (технологическое присоединение) (дней).

21. Информация об инвестиционных программах регулируемой организации содержит сведения:

а) о наименовании, дате утверждения и цели инвестиционной программы;

б) о наименовании органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации, утвердившего инвестиционную программу (органа местного самоуправления в случае передачи соответствующего полномочия), и о наименовании органа местного самоуправления, согласовавшего инвестиционную программу;

в) о сроках начала и окончания реализации инвестиционной программы;

г) 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);

д) о плановых значениях целевых показателей инвестиционной программы (с разбивкой по мероприятиям);

е) о фактических значениях целевых показателей инвестиционной программы;

ж) об использовании инвестиционных средств за отчетный год с разбивкой по кварталам, мероприятиям и источникам финансирования инвестиционной программы (тыс. рублей);

з) о внесении изменений в инвестиционную программу.

22. Информация о наличии (отсутствии) технической возможности подключения (технологического присоединения) к системе теплоснабжения, а также о регистрации и ходе реализации заявок на подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения содержит сведения:

а) о количестве поданных заявок на подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения в течение квартала;

б) о количестве исполненных заявок на подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения в течение квартала;

в) о количестве заявок на подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения, по которым принято решение об отказе в подключении (технологическом присоединении) (с указанием причин) в течение квартала;

г) о резерве мощности системы теплоснабжения в течение квартала.

23. При использовании регулируемой организацией нескольких систем теплоснабжения информация о резерве мощности таких систем публикуется в отношении каждой системы теплоснабжения.

24. Информация об условиях, на которых осуществляется поставка регулируемых товаров (оказание регулируемых услуг), содержит сведения об условиях публичных договоров поставок регулируемых товаров (оказания регулируемых услуг), в том числе договоров о подключении (технологическом присоединении) к системе теплоснабжения.

25. Информация о порядке выполнения технологических, технических и других мероприятий, связанных с подключением (технологическим присоединением) к системе теплоснабжения, содержит:

а) форму заявки на подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения;

б) перечень документов и сведений, представляемых одновременно с заявкой на подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения;

в) реквизиты нормативного правового акта, регламентирующего порядок действий заявителя и регулируемой организации при подаче, приеме, обработке заявки на подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения, принятии решения и уведомлении о принятом решении;

г) телефоны и адреса службы, ответственной за прием и обработку заявок на подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения.

26. Информация о способах приобретения, стоимости и объемах товаров, необходимых для производства регулируемых товаров и (или) оказания регулируемых услуг регулируемых организаций, содержит сведения о правовых актах, регламентирующих правила закупки (положение о закупках) в регулируемой организации, о месте размещения положения о закупках регулируемой организации, а также сведения о планировании закупочных процедур и результатах их проведения.

27. Информация о предложении регулируемой организации об установлении цен (тарифов) в сфере теплоснабжения на очередной расчетный период регулирования содержит копию инвестиционной программы, утвержденной в установленном законодательством Российской Федерации порядке (проекта инвестиционной программы), а также сведения:

а) о предлагаемом методе регулирования;

б) о расчетной величине цен (тарифов);

в) о сроке действия цен (тарифов);

г) о долгосрочных параметрах регулирования (в случае если их установление предусмотрено выбранным методом регулирования);

д) о необходимой валовой выручке на соответствующий период, в том числе с разбивкой по годам;

е) о годовом объеме полезного отпуска тепловой энергии (теплоносителя);

ж) о размере экономически обоснованных расходов, не учтенных при регулировании тарифов в предыдущий период регулирования (при их наличии), определенном в соответствии с законодательством Российской Федерации.

28. Информация, указанная в пунктах 16, 24 и 25 настоящего документа, раскрывается регулируемой организацией не позднее 30 календарных дней со дня принятия соответствующей

ющего решения об установлении цен (тарифов) на очередной расчетный период регулирования.

29. Информация, указанная в пунктах 19 - 21 настоящего документа, раскрывается регулируемой организацией не позднее 30 календарных дней со дня направления годового бухгалтерского баланса в налоговые органы, за исключением информации, указанной в подпункте "з" пункта 21 настоящего документа.

30. Регулируемая организация, не осуществляющая сдачу годового бухгалтерского баланса в налоговые органы, раскрывает информацию, указанную в пунктах 19 - 21 настоящего документа, за исключением информации, указанной в подпункте "з" пункта 21 настоящего документа, не позднее 30 календарных дней со дня истечения срока, установленного законодательством Российской Федерации для сдачи годового бухгалтерского баланса в налоговые органы.

31. Информация, указанная в подпункте "з" пункта 21 настоящего документа, раскрывается регулируемой организацией в течение 10 календарных дней со дня принятия органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации (органом местного самоуправления в случае передачи соответствующих полномочий) решения о внесении изменений в инвестиционную программу.

32. Информация, указанная в пункте 22 настоящего документа, раскрывается регулируемой организацией ежеквартально, в течение 30 календарных дней по истечении квартала, за который раскрывается информация.

33. Информация, указанная в пунктах 26 и 27 настоящего документа, раскрывается в течение 10 календарных дней с момента подачи регулируемой организацией заявления об установлении цен (тарифов) в сфере теплоснабжения в орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов).

## 10.2. Описание результатов хозяйственной деятельности Кировской ТЭЦ-3 в соответствии с требованиями, установленными Правительством Российской Федерации в «Стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями»

### 10.2.1. Оценка полноты раскрытия информации Кировской ТЭЦ-3

Кировская ТЭЦ-3 является подразделением Кировского филиала ОАО «ТГК-5». Информация о деятельности теплоснабжающей организации, формируемая в соответствии с Постановлением № 570, публикуется на сайте ОАО «ТГК-5» (<http://www.tgc5.ru>).

Полнота раскрытия информации в соответствии с Постановлением № 570 Правительства РФ от 30.12.09 оценивается в табл. 10.1. по данным отчетности ОАО «ТГК-5» за 2013 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;	+
	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);	+ <sup>1)</sup>
	в) о себестоимости производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности (тыс. рублей), включающей:	+ <sup>1)</sup>

№п/п	Наименование информации в соответствии с Постановлением № 1140 от 30.12.2009	Наличие/отсутствие
	- расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность);	+ <sup>1)</sup>
	- расходы на топливо с указанием по каждому виду топлива стоимости (за единицу объема), объема и способа его приобретения;	+ <sup>1)</sup>
	- 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;	+ <sup>1)</sup>
	- расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе;	+ <sup>1)</sup>
	- расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе;	+ <sup>1)</sup>
	- расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала;	+ <sup>1)</sup>
	- расходы на амортизацию основных производственных средств и аренду имущества, используемого в технологическом процессе;	+ <sup>1)</sup>
	- общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды;	+ <sup>1)</sup>
	- общехозяйственные (управленческие) расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды;	+ <sup>1)</sup>
	- расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств;	+ <sup>1)</sup>
	- расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса;	+ <sup>1)</sup>
	г) о валовой прибыли от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности (тыс. рублей);	+ <sup>1)</sup>
	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);	+ <sup>1)</sup>
	е) об изменении стоимости основных фондов, в том числе за счет ввода (вывода) их из эксплуатации (тыс. рублей);	+ <sup>1)</sup>
	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);	+ <sup>1)</sup>
	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);	+ <sup>1)</sup>
	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);	+
	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 со-	



№п/п	Наименование информации в соответствии с Постановлением № 1140 от 30.12.2009	Наличие/отсутствие
	держит наименование соответствующей программы, а также сведения:	
	а) о цели инвестиционной программы;	+ <sup>1)</sup>
	б) о сроках начала и окончания реализации инвестиционной программы;	+ <sup>1)</sup>
	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);	+ <sup>1)</sup>
	г) о показателях эффективности реализации инвестиционной программы, а также об изменении технико-экономических показателей регулируемой организации (с разбивкой по мероприятиям);	+ <sup>1)</sup>
	д) об использовании инвестиционных средств за отчетный год с разбивкой по кварталам, мероприятиям и источникам финансирования инвестиционной программы (тыс. рублей).	+ <sup>1)</sup>
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 регулируемыми 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:<sup>1)</sup> Данные по ОАО «ТГК-5» в целом.

Исходя из данных таблицы, можно заключить, что информация, предоставляемая Кировским филиалом ОАО «ТГК-5» является полной и соответствует «Стандартам раскрытия информации организациями коммунального комплекса и субъектами естественных монополий, осуществляющими деятельность в сфере оказания передаче тепловой энергии».

Информация о Кировской ТЭЦ-3, в частности о себестоимости производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, в отчетности Кировского филиала ОАО «ТГК-5» отдельно не раскрывается. В связи с этим, данные, приведенные в подразделах 10.2, 10.3 и Разделе 11 получены расчетным методом.

### **10.2.2. Техничко-экономические показатели работы Кировской ТЭЦ-3**

В соответствии с Техническим заданием и на основании данных, раскрываемых Кировским филиалом ОАО «ТГК-5» в соответствии со «Стандартами раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования», проведен анализ технико-экономических показателей производственной деятельности организации по состоянию на 31.12.2012.

Установленная тепловая мощность Кировской ТЭЦ-3 – 813 Гкал/ч

Отпуск тепловой энергии с коллекторов Кировской ТЭЦ-3 в 2011 г. составил 1 384,617 тыс. Гкал.

Полезный отпуск Кировской ТЭЦ-3 составляет 1 357,477 тыс. Гкал /год по данным 2012 г

Основным потребителем отпущенной тепловой энергии является ОАО «Кировская теплоснабжающая компания».

Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям – 9,6%.

Получена выручка от продажи тепловой энергии потребителям Кировской ТЭЦ-3 в размере 856 779,26 тыс. руб. (по данным отчетности ОАО «ТГК-5»).

Валовая прибыль предприятия от продажи тепловой энергии составила 3 296,02 тыс. руб. (по данным отчетности ОАО «ТГК-5»).

Средняя себестоимость 1 Гкал тепловой энергии по данным ОАО ТГК-5 составила 620,14 руб. за 1 Гкал.

Расход условного топлива в соответствии со стандартами раскрытия информации – 146,4 кг у.т. на 1 Гкал.

### **10.2.3. Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии Кировской ТЭЦ-3**

Проведен анализ производственных расходов товарного отпуска тепловой энергии Кировской ТЭЦ-3 на основании данных публикуемой финансовой отчетности (плановые показатели на 2013 г. Кировского филиала ОАО «ТГК-5»).

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.

Сравнительный анализ производственных расходов товарного отпуска тепловой энергии отображен в табл.10.2.

Таблица 10.2.

№ п/п	Вид регулируемой деятельности	Ед. измерения	Комбинированная выработка	Доли в %
1.	Выручка от регулируемой деятельности	тыс. руб.	856 779,26	
2.	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, в том числе:	тыс. руб.	841 828,80	98,26%
2.1	Расходы на топливо	тыс. руб.	712 815,87	83,20%
2.2	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	42 985,17	5,02%
2.3	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	12 981,52	1,52%
2.4	Расходы на амортизацию основных производственных средств, используемых в технологическом процессе	тыс. руб.	21 020,59	2,45%
2.5	Расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	тыс. руб.	35 292,44	4,12%
2.6	Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	тыс. руб.	35 030,21	4,09%
2.7	Избыток средств, полученных в предыдущий период	тыс. руб.	-3 346,53	-0,39%
3.	Валовая прибыль от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	15 215,98	1,78%
4.	Чистая прибыль от регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	3 296,02	0,38%

Сопоставив данные о структуре себестоимости, можно сделать следующие выводы:

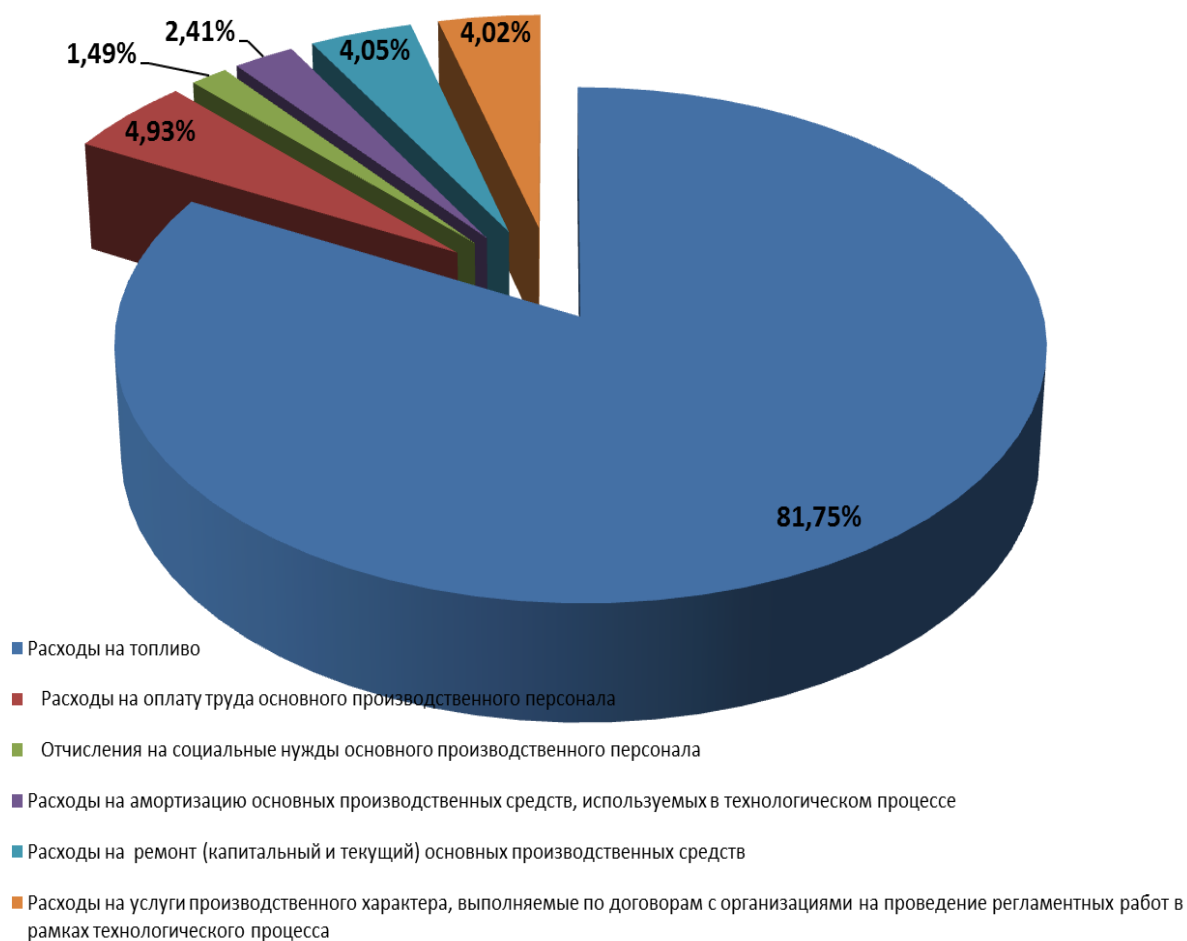
Размер топливной составляющей в производстве тепловой энергии на ТЭЦ – 83,2%.

Наиболее значимые статьи производственных затрат:

- Топливо на технологические цели 83,2%
- Расходы на оплату труда основного производственного персонала 5,02%
- Расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств 4,12%
- Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса 4,09%

Незначительная доля расходов относится на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе, а также на покупаемую тепловую энергию (мощность).

Структура себестоимости отпуска тепловой энергии от Кировской ТЭЦ-3 по данным 2013 г. представлена на рис. 10.1.



**Рис. 10.1. Структура себестоимости отпуска тепловой энергии от Кировской ТЭС-3**

### 10.3. Техничко-экономические показатели работы котельной мкр. Каринторф МУП "Коммунохоз"

#### 10.3.1. Оценка полноты раскрытия информации котельной мкр. Каринторф МУП "Коммунохоз"

Котельная мкр. Каринторф МУП "Коммунохоз" является подразделением МУП "Коммунохоз". Информация о деятельности теплоснабжающей организации, формируемая в соответствии с Постановлением № 570, публикуется на сайте Региональной службы по тарифам Кировской области.

Полнота раскрытия информации в соответствии с Постановлением № 570 Правительства РФ от 30.12.09 оценивается в таблице 10.3. по данным отчетности за 2014 г.

Таблица 10.3.

№ 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;	+
	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);	+ <sup>1)</sup>
	в) о себестоимости производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности (тыс. рублей), включающей:	+ <sup>1)</sup>
	- расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность);	+ <sup>1)</sup>

№ п/п	Наименование информации в соответствии с Постановлением № 1140 от 30.12.2009	Наличие/Отсутствие
	- расходы на топливо с указанием по каждому виду топлива стоимости (за единицу объема), объема и способа его приобретения;	+ <sup>1)</sup>
	- 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;	+ <sup>1)</sup>
	- расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе;	+ <sup>1)</sup>
	- расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе;	+ <sup>1)</sup>
	- расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала;	+ <sup>1)</sup>
	- расходы на амортизацию основных производственных средств и аренду имущества, используемого в технологическом процессе;	+ <sup>1)</sup>
	- общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды;	+ <sup>1)</sup>
	- общехозяйственные (управленческие) расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды;	+ <sup>1)</sup>
	- расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств;	+ <sup>1)</sup>
	- расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса;	+ <sup>1)</sup>
	г) о валовой прибыли от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности (тыс. рублей);	+ <sup>1)</sup>
	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);	+ <sup>1)</sup>
	е) об изменении стоимости основных фондов, в том числе за счет ввода (вывода) их из эксплуатации (тыс. рублей);	+ <sup>1)</sup>
	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);	+ <sup>1)</sup>
	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);	+ <sup>1)</sup>
	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);	+
	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;	+ <sup>1)</sup>

№ п/п	Наименование информации в соответствии с Постановлением № 1140 от 30.12.2009	Наличие/Отсутствие
	б) о сроках начала и окончания реализации инвестиционной программы;	+ <sup>1)</sup>
	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);	+ <sup>1)</sup>
	г) о показателях эффективности реализации инвестиционной программы, а также об изменении технико-экономических показателей регулируемой организации (с разбивкой по мероприятиям);	+ <sup>1)</sup>
	д) об использовании инвестиционных средств за отчетный год с разбивкой по кварталам, мероприятиям и источникам финансирования инвестиционной программы (тыс. рублей).	+ <sup>1)</sup>
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 регулируемыми 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.	+

Исходя из данных таблицы. можно заключить, что информация, предоставляемая котельной мкр. Каринторф МУП "Коммунхоз" является полной и соответствует «Стандартам раскрытия информации организациями коммунального комплекса и субъектами естественных монополий, осуществляющими деятельность в сфере оказания передаче тепловой энергии».

### 10.3.2. Техничко-экономические показатели работы котельной мкр. Каринторф МУП "Коммунхоз"

В соответствии с Техническим заданием и на основании данных, раскрываемых котельной мкр. Каринторф МУП "Коммунхоз" в соответствии со «Стандартами раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования», проведен анализ технико-экономических показателей производственной деятельности организации по состоянию на 31.12.2014.

Установленная тепловая мощность котельной – 7,0 Гкал/ч.

Отпуск тепловой энергии с коллекторов в 2014 г. составил 14,065 тыс. Гкал.

Полезный отпуск составляет 11,815 тыс. Гкал /год по данным 2014 г

Основным потребителем отпущенной тепловой энергии является население.

Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям –13,8% (по данным отчетности).

Получена выручка от продажи тепловой энергии потребителям в размере 13697,40 тыс. руб.

Валовая прибыль предприятия от продажи тепловой энергии составила 38,4 тыс. руб. (по данным отчетности).

Средняя себестоимость 1 Гкал тепловой энергии составила 1156,07 руб. за 1 Гкал.

Расход условного топлива на отпуск тепловой энергии в соответствии со стандартами раскрытия информации – 159,5 кг у.т. на 1 Гкал.

### 10.3.3. Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии котельной мкр. Каринторф МУП "Коммунхоз"

Проведен анализ производственных расходов товарного отпуска тепловой энергии котельной мкр. Каринторф МУП "Коммунхоз" на основании данных публикуемой финансовой отчетности за 2014 год:

Калькулирование расходов, связанных с производством 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".

Таб. 10.4.

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Период (2014 год)	
			2014 г.	То же в %
1	Вид регулируемой деятельности	х	Производство + передача + сбыт	
2	Выручка от регулируемой деятельности	тыс. руб.	13697,40	
3	Себестоимость	тыс. руб.	13659,00	99,72%
4	Сырье, основные материалы	тыс. руб.	984,60	7,21%
5	Вспомогательные материалы	тыс. руб.	0,00	0,00%
6	Работы и услуги производственного характера	тыс. руб.	100,40	0,74%
7	Топливо на технологические цели	тыс. руб.	8388,50	61,41%
8	Электроэнергия	тыс. руб.	1056,10	7,73%
9	Затраты на оплату труда	тыс. руб.	1265,20	9,26%
10	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	553,10	4,05%
11	Амортизация основных средств	тыс. руб.	437,70	3,20%
12	Прочие затраты	тыс. руб.	873,40	6,39%
13	Валовая прибыль от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	38,40	



Сопоставив данные о структуре себестоимости, можно сделать следующие выводы:  
 Размер топливной составляющей в производстве тепловой энергии котельной - 61,41%.

Наиболее значимые статьи производственных затрат:

- Топливо на технологические цели	61,41%
- Расходы на оплату труда основного производственного персонала и отчисления на социальные нужды	13,31%
Электроэнергия	7,73%
Сырье, основные материалы	7,21%

Незначительная доля расходов относится на амортизацию основных средств, работы и услуги производственного характера, прочие затраты.

Структура себестоимости отпуска тепловой энергии от котельной мкр. Каринторф по данным 2014 г. представлена на рис. 10.3.1.



**Рис. 10.2. Структура себестоимости отпуска тепловой энергии от котельной мкр. Каринторф**

### **10.3.4. Инвестиционные проекты, реализуемые котельной мкр. Каринторф МУП "Коммухоз"**

По данным стандартов раскрытия информации (по состоянию на 01.12.14) инвестиционная программа на 2015 г. и последующие периоды не утверждена.

## 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 Кировской ТЭЦ-3 установлены уровни тарифов на тепловую энергию, производимую электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

Величина тарифов на тепловую энергию устанавливается Региональной энергетической комиссией Кировской области. Тарифы на тепловую энергию, вырабатываемую ТЭЦ региона, установлены для филиала «Кировский» ОАО «ТГК-5».

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, утвержда-

емых 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.

- 7) 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

амортизации основных средств определяется в соответствии с Налоговым кодексом Российской Федерации.

8) 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. Тарифы на тепловую энергию, поставляемую Кировской ТЭЦ-3

### 11.2.1. Анализ динамики утвержденных тарифов.

Анализ динамики утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую Кировской ТЭЦ-3, был проведен ретроспективным методом за три предыдущих года. Информация о тарифах была предоставлена Заказчиком.

#### 1. Тарифы на 2010 г.

Тарифы на тепловую энергию утверждены постановлениями региональных регулирующих органов.

Таблица 11.1

Регион	Утвержденный средний тариф на теплоэнергию, руб/Гкал	Документ
Кировская область	443,43	Решение Правления РСТ Кировской области от 18.12.2009 г. № 39/3

#### 2. Тарифы на 2011 г.

Тарифы на тепловую энергию утверждены Решением Правления РСТ Кировской области от 11.12.2010 г. № 44/9 "Об утверждении тарифов на тепловую энергию для Филиала ОАО "ТГК-5" "Кировский".

Таблица 11.2

Период действия принятого тарифа		С 01.01.2011 г. по 31.12.2011 г.					
Одноставочный тариф на тепловую энергию, руб/Гкал							
Потребители		Горячая вода	Отборный пар (кг/см <sup>2</sup> )				Острый и редуцированный пар
			от 1,2 до 2,5	от 2,5 до 7,0	от 7,0 до 13,0	Свыше 13,0	
Бюджетные	через тепловую сеть						
	отпуск с коллекторов	494,26	0	494,80	541,22	554,05	609,74
Прочие	через тепловую сеть						
	отпуск с коллекторов	494,26	0	494,80	541,22	554,05	609,74
	за мощность						

#### 3. Тарифы на 2012 г.

Решением Правления Региональной службы по тарифам Кировской области от 9 декабря 2011 г. N 53/2 "О тарифах на тепловую энергию, отпускаемую филиалом Кировский ОАО "ТГК-5" на 2012 год" принят размер тарифа на 2012 г. С 01 января по 30 июня 2012 года действуют тарифы в соответствии с данными таблицы

Таблица 11.3

№ п/п	Вид тарифа	Тариф на тепловую энергию					острый и редуцированный пар
		горячая вода	отборный пар давлением, кг/см <sup>2</sup>				
			от 1,2 до 2,5	от 2,5 до 7,0	от 7,0 до 13,0	свыше 13,0	
1.	Потребители, оплачивающие производство тепловой энергии (получающие тепловую энергию на коллекторах производителей)						
1.1	одноставочный руб./Гкал	494,26	-	-	541,22	554,05	609,74
1.2	двухставочный	-	-	-	-	-	-
1.3	за энергию, руб./Гкал	-	-	-	-	-	-
1.4	за мощность тыс. руб. в месяц/ Гкал/ч	-	-	-	-	-	-

С 01 июля по 31 августа 2012 года, действуют тарифы в соответствии с данными таблицы.

Таблица 11.4.

№ п/п	Вид тарифа	Тариф на тепловую энергию					
		горячая вода	отборный пар давлением, кгс/см <sup>2</sup>				острый и редуцированный пар
			от 1,2 до 2,5	от 2,5 до 7,0	от 7,0 до 13,0	свыше 13,0	
1.	Потребители, оплачивающие производство тепловой энергии (получающие тепловую энергию на коллекторах производителей)						
1.1	одноставочный руб./Гкал	523,92	-	-	573,69	587,29	646,33
1.2	двухставочный	-	-	-	-	-	-
1.3	за энергию, руб./Гкал	-	-	-	-	-	-
1.4	за мощность тыс. руб. в месяц/ Гкал/ч	-	-	-	-	-	-

С 01 сентября по 31 декабря 2012, действуют тарифы в соответствии с данными таблицы

Таблица 11.5.

№ п/п	Вид тарифа	Тариф на тепловую энергию					
		горячая вода	отборный пар давлением, кгс/см <sup>2</sup>				острый и редуцированный пар
			от 1,2 до 2,5	от 2,5 до 7,0	от 7,0 до 13,0	свыше до 13,0	
1.	Потребители, оплачивающие производство тепловой энергии (получающие тепловую энергию на коллекторах производителей)						
1.1	одноставочный руб./Гкал	553,25	-	-	606,10	619,74	-
1.2	двухставочный	-	-	-	-	-	-
1.3	за энергию, руб./Гкал	-	-	-	-	-	-
1.4	за мощность тыс. руб. в месяц/ Гкал/ч	-	-	-	-	-	-

Данные о динамике тарифов на тепловую энергию для Кировской ТЭЦ-3 рассмотрены на примере тарифа на горячее водоснабжение и объединены в табл. 11.6.

В связи с тем, что в 2012 г. величина тарифа изменялась трижды на протяжении года, использовано среднее значение тарифа.

Таблица 11.6.

Кировская ТЭЦ-3	2010 г.			2011 г.			2012 г.		
	Рост	Прирост		Рост	Прирост		Рост	Прирост	
		Абс	Относит.		Абс	Относит.		Абс	Относит.
Тариф на тепловую энергию, руб./Гкал	424,4	70,6	19,95%	497,97	73,57	17,34%	523,81	41,66	8,37%

### **11.2.2. Структура тарифа на тепловую энергию, поставляемую Кировской ТЭЦ-3**

Основным потребителем тепловой энергии, поставляемой Кировской ТЭЦ-3 является ОАО «КТК».

### **11.2.3. Плата за подключение к тепловым сетям**

В настоящее время плата за подключение к тепловым сетям по г. Кирово-Чепецку не взимается.

В соответствии с пунктом 7 Постановления Правительства РФ от 13.02.2006 г. №83 «Правила определения и предоставления технических условий подключения объекта капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения» запрещается брать плату за подключение при отсутствии утвержденной инвестиционной программы и если все затраты по строительству сетей и подключению выполнены за счет средств потребителя.

Плата за подключение к тепловым сетям может взиматься после утверждения Схемы теплоснабжения, инвестиционной программы создания (реконструкции) сетей теплоснабжения г. Кирово-Чепецка и тарифа за подключение в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 16.04.2012 № 307 при заключении договора о подключении.

### **11.2.4. 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 Кирово-Чепецке не предусмотрена.

### 11.3. Тарифы на тепловую энергию, поставляемую котельной мкр. Каринторф МУП "Коммунхоз" г. Киров

#### 11.3.1. Анализ динамики утвержденных тарифов котельной мкр. Каринторф МУП "Коммунхоз" г. Киров

Анализ динамики утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую котельной мкр. Каринторф МУП "Коммунхоз", был проведен ретроспективным методом за три предыдущих года. Информация о тарифах была предоставлена Заказчиком.

##### 1. Тарифы на 2012 г.

Тарифы на теплоэнергию утверждены постановлениями региональных регулирующих органов.

Таблица 11.7.

Период действия		Утвержденный тариф на теплоэнергию, руб/Гкал	документ
начало	конец		
01.01.2012	30.06.2012	948,50	Решение Региональной службы по тарифам Кировской области от 11.11.2011 №45/01
01.07.2012	31.08.2012	1005,40	
01.09.2012	31.12.2012	1053,80	

##### 2. Тарифы на 2013 г.

Тарифы на тепловую энергию утверждены постановлениями региональных регулирующих органов.

Таблица 11.8.

Период действия		Утвержденный тариф на теплоэнергию, руб/Гкал	документ
начало	конец		
01.01.2013	30.06.2013	1 053,80	Решение Региональной службы по тарифам Кировской области от 19.10.2012 №43/2
01.07.2013	31.12.2013	1155,10	

##### 3. Тарифы на 2014 г.

Тарифы на тепловую энергию утверждены постановлениями региональных регулирующих органов.

Таблица 11.9.

Период действия		Утвержденный тариф на теплоэнергию, руб/Гкал	документ
начало	конец		
01.01.2014	30.06.2014	1155,10	Решение Региональной службы по тарифам Кировской области от 19.10.2012 №43/2
01.07.2014	31.12.2014	1181,60	

Данные о динамике тарифов на тепловую энергию для котельной мкр. Каринторф МУП "Коммунхоз" объединены в табл. 11.2.6.

Табл. 11.10.

Показатель	2012 г.			2013 г.			2014 г.		
	Рост	Прирост		Рост	Прирост		Рост	Прирост	
		Абс	Относит.		Абс	Относит.		Абс	Относит.
Тариф на тепловую энергию, руб./Гкал	1053,80	105,30	11,10%	1155,10	101,30	9,61%	1181,60	26,50	2,29%



### **11.3.2. Структура тарифа тепловой энергии, вырабатываемой котельной мкр. Каринторф МУП "Коммунхоз"**

Основными потребителями тепловой энергии котельной мкр. Каринторф МУП "Коммунхоз" является:

- население	79,99%
- бюджетные потребители	7,61%
- прочие потребители	12.4%

### **11.3.3. Плата за подключение к тепловым сетям**

В соответствии с пунктом 7 Постановления Правительства РФ от 13.02.2006 г. №83 «Правила определения и предоставления технических условий подключения объекта капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения» запрещается брать плату за подключение при отсутствии утвержденной инвестиционной программы и если все затраты по строительству сетей и подключению выполнены за счет средств потребителя.

Плата за подключение к тепловым сетям может взиматься после утверждения Схемы теплоснабжения, инвестиционной программы создания (реконструкции) сетей теплоснабжения г. Кирова и тарифа за подключение в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 16.04.2012 № 307 при заключении договора о подключении.

### **11.3.4. 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 Кирово-Чепецке не предусмотрена.

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

### 12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей) от ТЭЦ-3 г. Кирово-Чепецк

#### 12.1.1. Высокие сверхнормативные потери теплоносителя в тепловых сетях

Результаты сравнений фактических значений подпитки системы теплоснабжения г. Кирово-Чепецк с нормируемыми значениями за отопительный период 2012 г. показывают, что фактическая подпитка системы теплоснабжения при температурах наружного воздуха ниже минус 6°C не превышает нормативных значений. При температурах наружного воздуха выше минус 6°C фактическая подпитка системы теплоснабжения превышает нормативную примерно на 50 – 90 т/час.

Для снижения сверхнормативных потерь теплоносителя предлагается увеличение ежегодных объёмов проведения работ по ремонту и реконструкции сетей за счёт целевых программ и в счёт арендной платы.

Для снижения потерь сетевой воды при проведении испытаний трубопроводов предлагается проведение посекционных испытаний тепловых сетей.

#### 12.1.2. Сопоставление фактических значений расхода сетевой воды для системы теплоснабжения г. Кирово-Чепецк с их нормируемыми значениями

Результаты сравнений фактических значений расхода сетевой воды в подающем трубопроводе системы теплоснабжения г. Кирово-Чепецк с их нормируемыми значениями во всем диапазоне температур наружного воздуха за отопительный период 2012 гг. представлены на рис. 12.1.1.

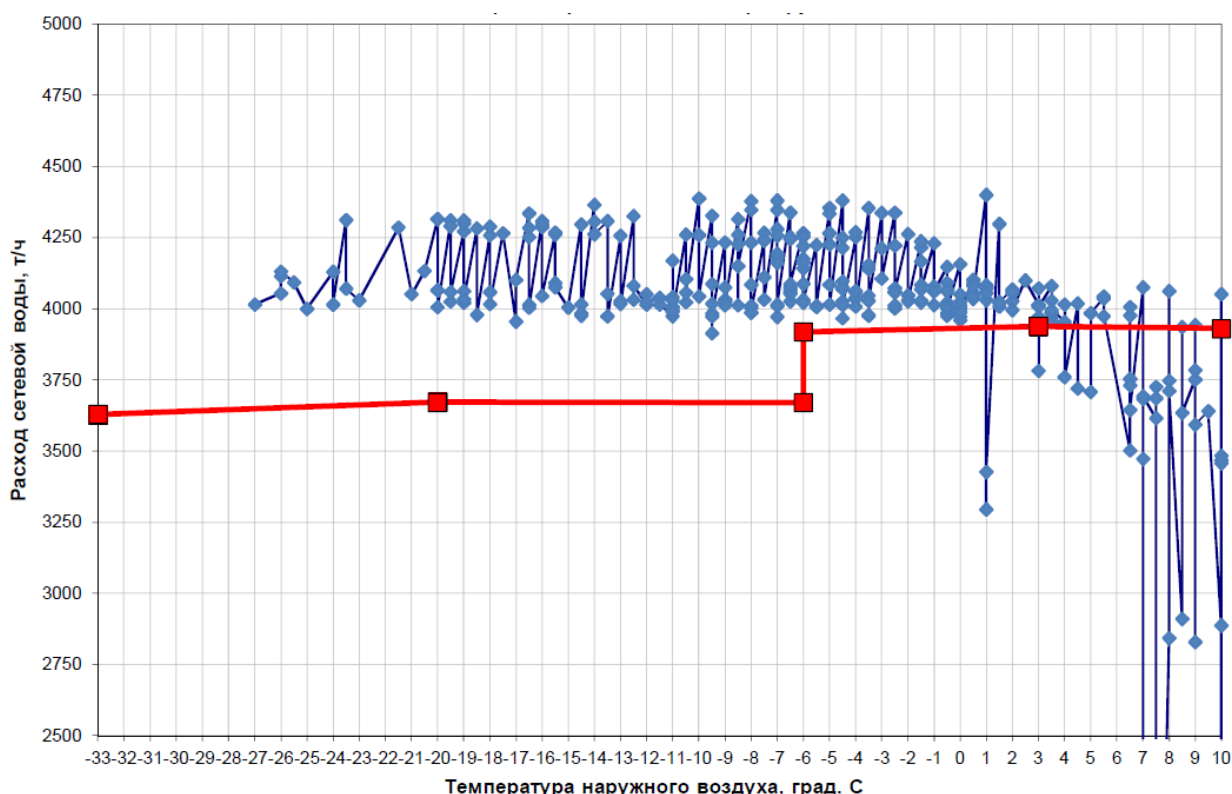


Рис 12.1.1. Сопоставление фактического расхода сетевой воды в подающих трубопроводах тепловых сетей ОАО «КТК» от ТЭЦ-3 г. Кирово-Чепецк с нормируемыми значениями

Результаты сравнения фактических значений расхода сетевой воды в подающем трубопроводе системы теплоснабжения г. Кирово-Чепецк с их нормируемыми значениями за отопительный период 2012 г. показывают, что фактический расход сетевой воды превышает нормативный в диапазоне температур наружного воздуха ниже минус 6,0 °С примерно на 450 т/ч.

В диапазоне температур наружного воздуха от минус 6,0 °С до плюс 3,0 °С расход сетевой воды выше нормативного примерно на 150 т/ч. При этом в диапазоне температур наружного воздуха выше плюс 3,0 °С фактический расход сетевой воды соответствует нормативному.

Результаты сравнений фактических значений расхода сетевой воды в подающем трубопроводе системы теплоснабжения г. Кирово-Чепецк с их нормируемыми значениями при средней за месяц температуре наружного воздуха за отопительный период 2012 г. представлены в табл.12.1.1.

Таблица 12.1.1

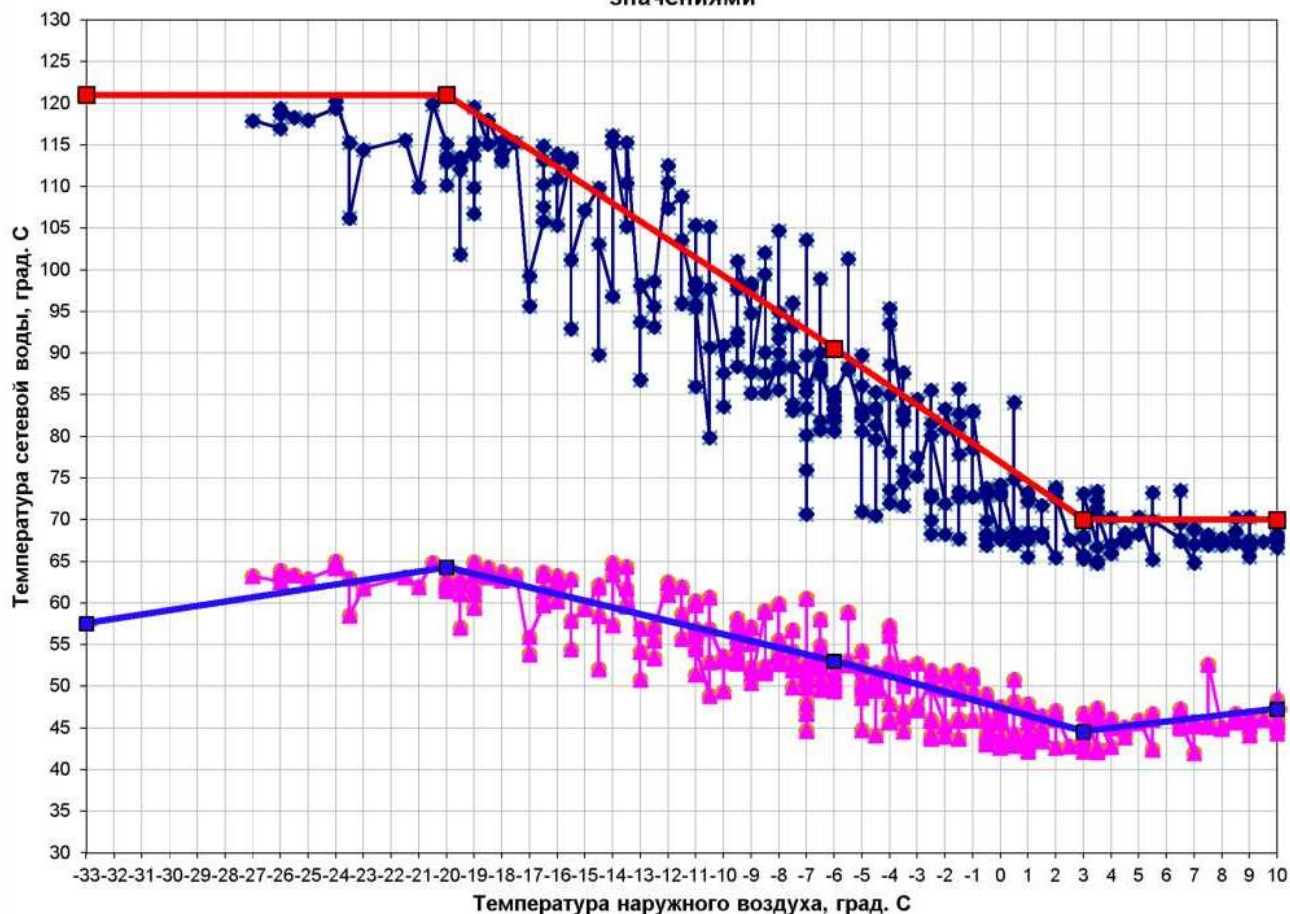
Месяц	Фактическая температура наружного воздуха, $t_{нв}$ , °С	Фактический расход сетевой воды по подающему тр-ду, т/ч	Нормируемый расход сетевой воды по подающему тр-ду, т/ч	Относительный расход сетевой воды
Январь	-12,9	4100	3670	1,12
Февраль	-12,8	4100	3670	1,12
Март	-4,2	4110	3920	1,05
Апрель	4,6	3870	3935	0,98
Сентябрь	7,3	3675	3932	0,93
Октябрь	4,3	3870	3935	0,98
Ноябрь	-2,2	4100	3928	1,04
Декабрь	-10,6	4110	3670	1,12

### 12.1.3. Сопоставление фактических значений температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах системы теплоснабжения от ТЭЦ-3 г. Кирово-Чепецк с их нормируемыми значениями

Результаты сравнений фактических значений температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах системы теплоснабжения г. Кирово-Чепецк с их нормируемыми значениями во всем диапазоне температур наружного воздуха за отопительный период 2012 г. представлены на рис. 12.1.2.

Результаты сравнений фактических значений температур сетевой воды в подающих трубопроводах системы теплоснабжения г. Кирово-Чепецк с их нормируемыми значениями за отопительный период 2012 г. показывают, что при температурах наружного воздуха ниже 0 °С температурный график отпуска тепловой энергии в сетевой воде от ТЭЦ-3 не соблюдается.

**Сопоставление температуры сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах тепловых сетей ОАО "КТК" от ТЭЦ-3 г. Кирово-Чепецк с нормируемыми значениями**



**Рис. 12.1.2. Сопоставление температуры сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах тепловых сетей ОАО «КТК» от ТЭЦ-3 г. Кирово-Чепецк с нормируемыми значениями**

Результаты сравнений фактических значений температур сетевой воды в обратных трубопроводах системы теплоснабжения г. Кирово-Чепецк с их нормируемыми значениями за отопительный период 2012 г. показывают, что потребители тепловой энергии в сетевой воде от ТЭЦ-3 выполняют требования п. 6.2.59 ПТЭ Тепловых энергоустановок по допустимому предельному отклонению температуры сетевой воды в обратных трубопроводах от температурного графика во всем диапазоне температур наружного воздуха.

Результаты сравнений фактических значений температур сетевой воды в подающем трубопроводе системы теплоснабжения г. Кирово-Чепецк с их нормируемыми значениями при средней за месяц температуре наружного воздуха за отопительный период 2012 г. представлены в табл.12.1.2.

Таблица 12.1.2.

Месяц	Фактическая температура наружного воздуха, $t_{нв}$ , °С	Фактическая температура сетевой воды в подающем трубопроводе, °С	Нормируемая температура сетевой воды в подающем трубопроводе, °С	Степень соответствия фактического значения температуры сетевой воды в подающем трубопроводе нормативному графику
Январь	-12,9	92,9	106,2	-13,3
Февраль	-12,8	92,8	106,1	-13,3
Март	-4,2	82,6	86,4	-3,8
Апрель	4,6	67,8	70,0	-2,2
Сентябрь	7,3	67,7	70,0	-2,3
Октябрь	4,3	67,8	70,0	-2,2
Ноябрь	-2,2	76,0	81,5	-5,5
Декабрь	-10,6	93,4	101,1	-7,7

Результаты сравнений фактических значений температур сетевой воды в обратных трубопроводах системы теплоснабжения г. Кирово-Чепецк с их нормируемыми значениями при средней за месяц температуре наружного воздуха за отопительный период 2012 г. представлены в табл.12.1.3.

Таблица 12.1.3

Месяц	Фактическая температура наружного воздуха, $t_{нв}$ , °С	Фактическая температура сетевой воды в обратном трубопроводе, °С	Нормируемая температура сетевой воды в обратном трубопроводе, °С	Степень соответствия фактического значения температуры сетевой воды в обратном трубопроводе нормативному графику
Январь	-12,9	54,1	58,5	-4,4
Февраль	-12,8	54,0	58,7	-4,7
Март	-4,2	50,5	51,3	-0,8
Апрель	4,6	44,5	45,2	-0,7
Сентябрь	7,3	45,9	46,1	-0,2
Октябрь	4,3	44,6	45,0	-0,4
Ноябрь	-2,2	47,5	49,4	-1,9
Декабрь	-10,6	54,8	56,8	-2,0

#### 12.1.4. Сопоставление фактических значений отпуска тепловой энергии в сетевой воде в систему теплоснабжения г. Кирово-Чепецк с их нормируемыми значениями

Результаты сравнений фактических значений отпуска тепловой энергии в сетевой воде в систему теплоснабжения г. Кирово-Чепецк с их нормируемыми значениями во всем диапазоне температур наружного воздуха за отопительный период 2012 г. представлены на рис. 12.1.3.

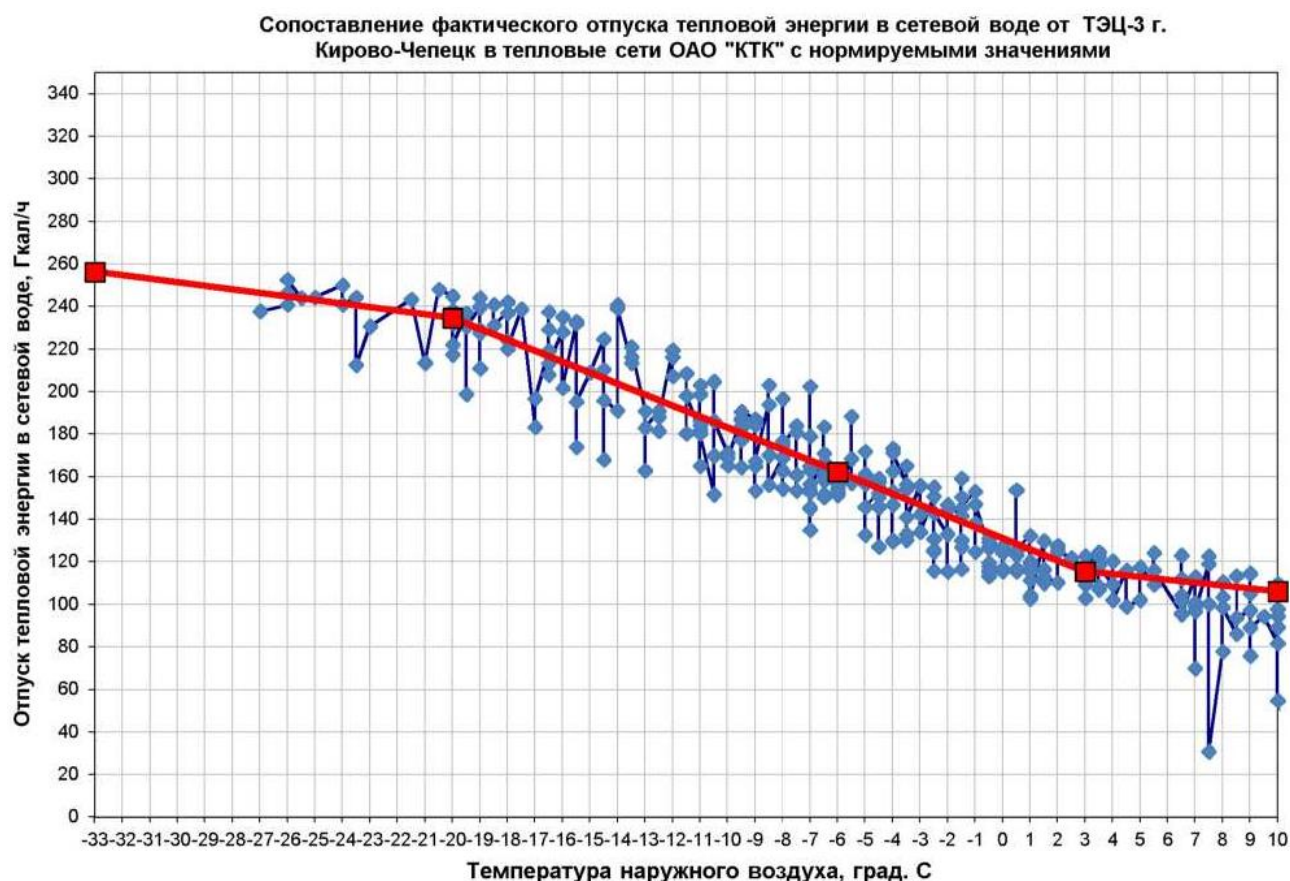


Рис. 12.1.3 Сопоставление фактического отпуска тепловой энергии в сетевой воде от ТЭЦ-3 г. Кирово-Чепецк в тепловые сети ОАО «КТК» с нормируемыми значениями

Результаты сравнений фактических значений отпуска тепловой энергии в сетевой воде от ТЭЦ-3 г. Кирово-Чепецк с их нормируемыми значениями за отопительный период 2012 г. показывают, что во всем диапазоне температур наружного воздуха отпуск тепловой энергии в сетевой воде практически соответствует нормативному.

#### 12.1.5. Сопоставление фактических значений удельного расхода сетевой воды при передаче тепловой энергии в системе теплоснабжения г. Кирово-Чепецк с нормируемыми значениями

Результаты сравнений фактических значений удельного расхода сетевой воды при передаче тепловой энергии в системе теплоснабжения г. Кирово-Чепецк с нормируемыми значениями во всем диапазоне температур наружного воздуха за отопительный период 2012 г. представлены на рис. 12.1.4.

Сопоставление фактического удельного расхода сетевой воды от ТЭЦ-3 г. Кирово-Чепецк в тепловых сетях ОАО "КТК" с нормируемыми значениями

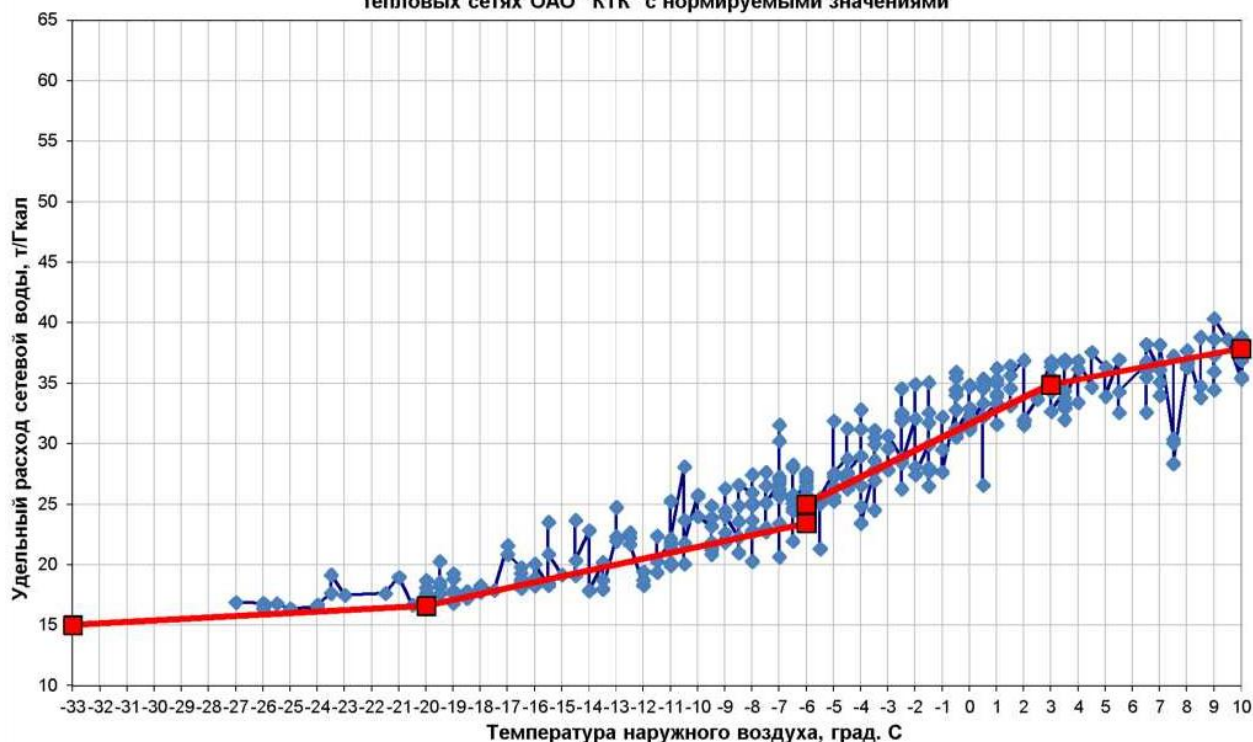


Рис. 12.1.4. Сопоставление фактического удельного расхода сетевой воды от ТЭЦ-3 г. Кирово-Чепецк в тепловых сетях ОАО «КТК» с нормируемыми значениями

Результаты сравнений фактических значений удельного расхода сетевой воды при передаче тепловой энергии в системе теплоснабжения г. Кирово-Чепецк с нормируемыми значениями за отопительный период 2012 г. показывают, что фактический удельный расход сетевой воды во всем диапазоне температур наружного воздуха практически соответствует нормативному.

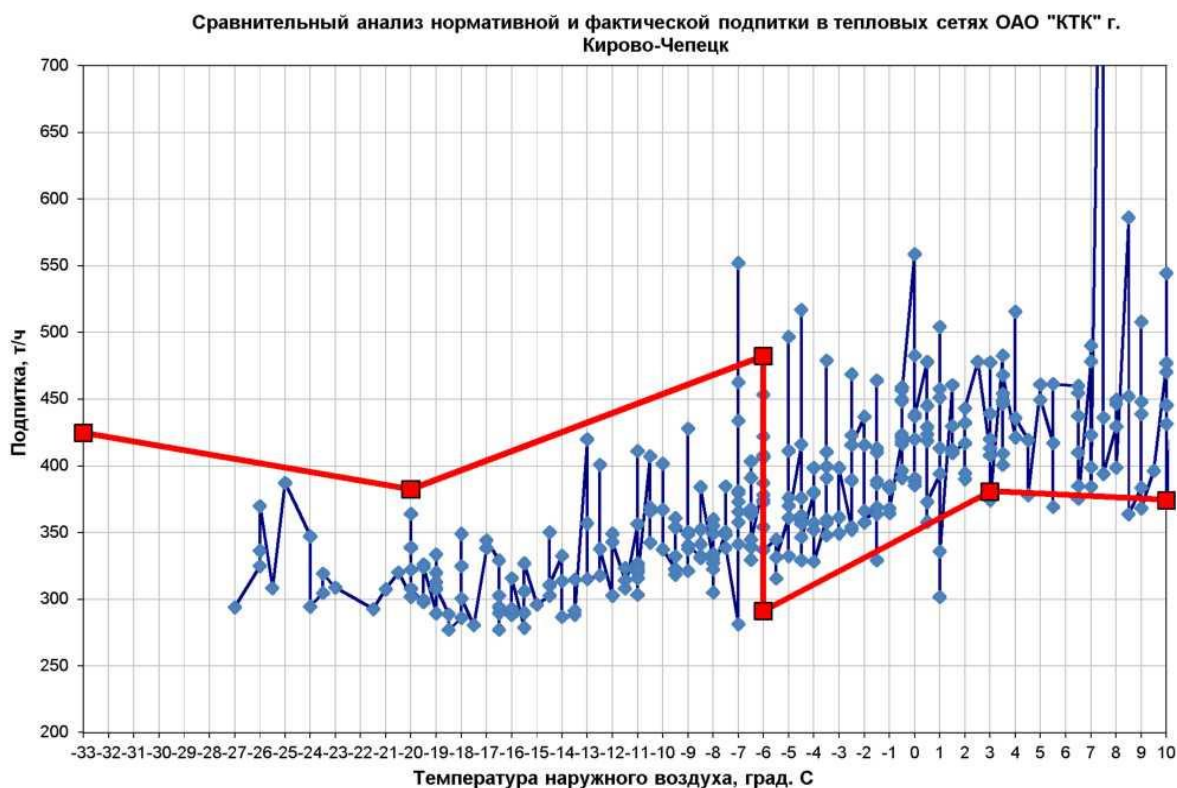
Результаты сравнений фактических значений удельного расхода сетевой воды при передаче тепловой энергии в системе теплоснабжения г. Кирово-Чепецк с нормируемыми значениями при средней за месяц температуре наружного воздуха за отопительный период 2012 г. представлены в табл.12.1.4.

Таблице 12.1.4

Месяц	Фактическая температура наружного воздуха, $t_{нв}$ , °С	Фактический удельный расход сетевой воды, т/Гкал	Нормируемый удельный расход сетевой воды, т/Гкал	Относительный удельный расход сетевой воды
Январь	-12,9	23,0	20,0	1,15
Февраль	-12,8	23,0	20,0	1,15
Март	-4,2	27,5	27,0	1,02
Апрель	4,6	36,0	35,5	1,01
Сентябрь	7,3	34,0	36,7	0,93
Октябрь	4,3	35,7	35,4	1,01
Ноябрь	-2,2	30,7	29,1	1,05
Декабрь	-10,6	23,4	21,1	1,11

### 12.1.6. Сопоставление фактических значений подпитки системы теплоснабжения г. Кирово-Чепецк с нормируемыми значениями

Результаты сравнений фактических значений подпитки системы теплоснабжения г. Кирово-Чепецк с нормируемыми значениями во всем диапазоне температур наружного воздуха за отопительный период 2012 г. представлены на рис. 12.1.5



**Рис. 12.1.5. Сравнительный анализ нормативной и фактической подпитки в тепловых сетях ОАО «КТК» г. Кирово-Чепецк**

Результаты сравнений фактических значений подпитки системы теплоснабжения г. Кирово-Чепецк с нормируемыми значениями за отопительный период 2012 г. показывают, что фактическая подпитка системы теплоснабжения при температурах наружного воздуха ниже минус 6°С не превышает нормативных значений. При температурах наружного воздуха выше минус 6°С фактическая подпитка системы теплоснабжения превышает нормативную примерно на 50 - 90 т/час. Результаты сравнений фактических значений подпитки системы теплоснабжения г. Кирово-Чепецк с нормируемыми значениями при средней за месяц температуре наружного воздуха за отопительный период 2012 г. представлены в табл.12.1.5

**Таблица 12.1.5**

Месяц	Фактическая температура наружного воздуха, $t_{нв}$ , °С	Фактическая подпитка системы теплоснабжения, т/ч	Нормируемая подпитка системы теплоснабжения, т/ч	Относительная подпитка системы теплоснабжения
Январь	-12,9	364,0	433,0	0,84
Февраль	-12,8	364,0	432,0	0,84
Март	-4,2	377,0	309,0	1,22
Апрель	4,6	398,6	379,5	1,05
Сентябрь	7,3	415,0	376,5	1,10
Октябрь	4,3	398,6	379,5	1,05
Ноябрь	-2,2	397,0	328,0	1,21
Декабрь	-10,6	370,9	450,0	0,82



### 12.1.7. Итоги сравнительного анализа фактических и расчетных (нормативных) показателей работы системы теплоснабжения г. Кирово-Чепецк

Сравнительный анализ фактических и расчетных (нормативных) режимов работы системы теплоснабжения г. Кирово-Чепецк за отопительный период 2012 г., производился по следующим показателям:

- Сопоставление фактических значений расхода сетевой воды для системы теплоснабжения г. Кирово-Чепецк с их нормируемыми значениями,
- Сопоставление фактических значений температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах системы теплоснабжения г. Кирово-Чепецк с их нормируемыми значениями,
- Сопоставление фактических значений отпуска тепловой энергии в сетевой воде в систему теплоснабжения г. Кирово-Чепецк с их нормируемыми значениями,
- Сопоставление фактических значений удельного расхода сетевой воды при передаче тепловой энергии в системе теплоснабжения г. Кирово-Чепецк с нормируемыми значениями.
- Сопоставление фактической подпитки системы теплоснабжения г. Кирово-Чепецк с нормируемыми значениями.

Итоги сравнительного анализа фактических и расчетных (нормативных) показателей работы системы теплоснабжения г. Кирово-Чепецк за отопительный период 2012 г. представлены в табл.12.1.6.

Таблица 12.1.6

Наименование показателя режима работы	Ед. изм.	Отклонение от нормативных значений при средней температуре наружного воздуха отопительного периода	Примечание
Расход сетевой воды по подающим трубопроводам	т/ч	+ 190,0	Не соответствует расчетным значениям при средней температуре наружного воздуха отопительного периода
Температура сетевой воды в подающих трубопроводах	°С	-4,0	Превышает допустимые отклонения по п. 6.2.59 ПТЭ Тепловых энергоустановок, М, 2003 г.
Температура сетевой воды в обратных трубопроводах	°С	Не выявлено	Не превышает допустимые отклонения по п. 6.2.59 ПТЭ Тепловых энергоустановок, М, 2003 г.
Отпуск тепловой энергии в сетевой воде от источника теплоты	Гкал/ч	Не выявлено	Соответствует расчетным значениям при средней температуре наружного воздуха отопительного периода
Удельный расход сетевой воды	т/Гкал	Не выявлено	Не превышает расчетные значения при средней температуре наружного воздуха отопительного периода
Подпитка системы теплоснабжения	т/ч	+72,0	Превышает расчетные значения при средней температуре наружного воздуха отопительного периода

### 12.1.3. Сопоставление фактических значений температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах системы теплоснабжения от котельной микрорайона Каринторф с их нормируемыми значениями

Анализ фактических температурных режимов отпуска тепла с сетевой водой в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла выполнялся по данным учета за отопительный период 2014 г. Результаты анализа представлены на рис. 12.1.6.

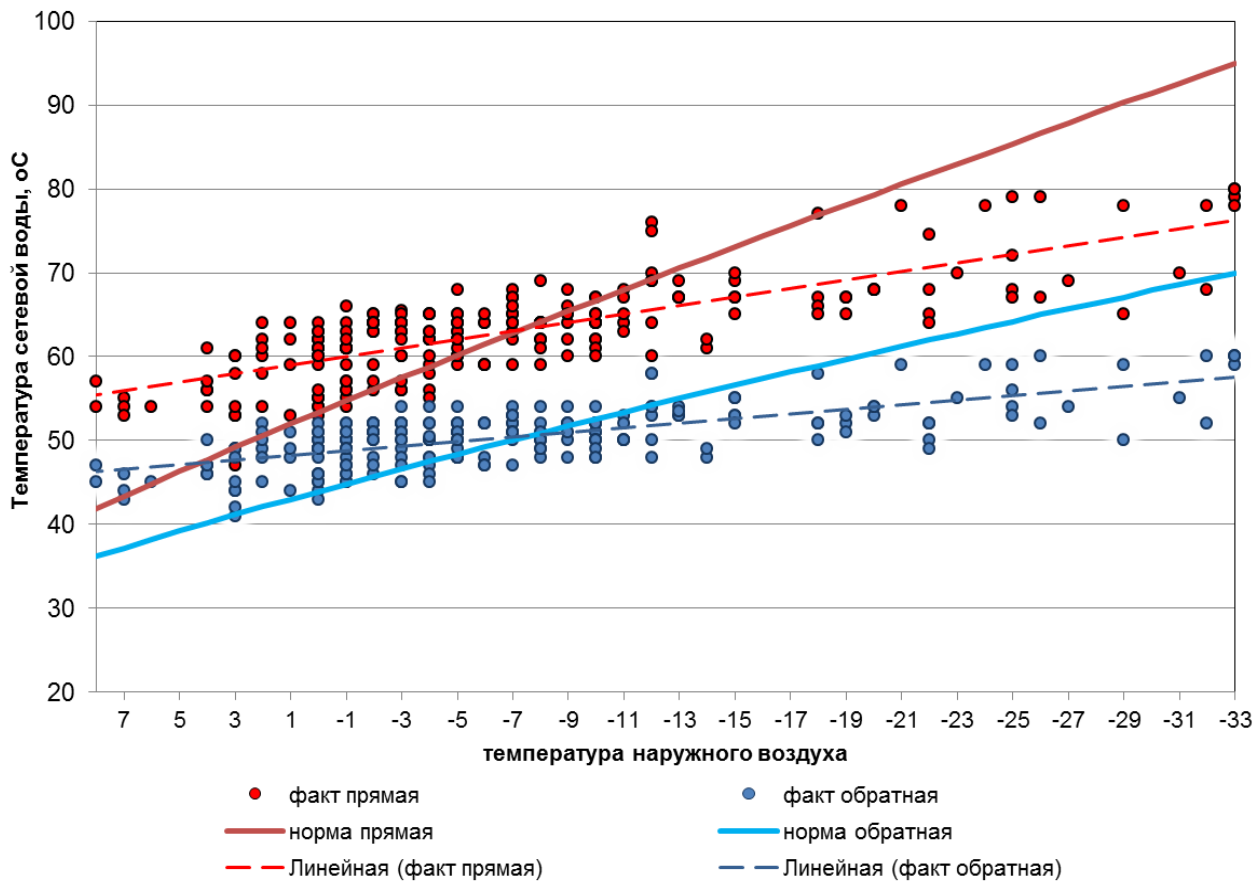


Рис. 12.1.6. Сопоставление температуры сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах тепловых сетей микрорайона Каринторф с нормируемыми значениями

Результаты сравнений фактических значений температур сетевой воды в подающих трубопроводах системы теплоснабжения от котельной микрорайона Каринторф с их нормируемыми значениями за отопительный период 2014 г. показывают, что при температурах наружного воздуха ниже  $0^{\circ}\text{C}$  температурный график отпуска тепловой энергии в сетевой воде от котельной соблюдается не в полной мере.

## **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)**

Среди проблем организации надёжного и безопасного теплоснабжения в городе Кирово-Чепецке можно выделить следующие основные причины, приводящие к снижению этих показателей:

1. Отсутствие резервирования конечных участков ТС при радиальной схеме теплоснабжения.
2. Наличие сетей отработавших нормативный срок службы.
3. Несоответствие схемы теплоснабжения действующим правилам.
4. Высокие эксплуатационные затраты.

Для увеличения надёжности и безопасности теплоснабжения в городе Кирово-Чепецке необходимо выполнить следующие задачи:

1. Реконструкция 7ПАВ-2 с устройством обводных перемычек. Это мероприятие повышает надёжность теплоснабжения и решает задачу резервирования конечных участков.
2. Строительство закольцовки по ул. Братьев Васнецовых длиной 370 м в двухтрубном исчислении.
3. Строительство перемычки от теплосети «БСИ» до теплосети, идущей на базу «ОР-Са», длиной 1700 м в двухтрубном исчислении.
4. Реконструкция сетей Аварийного поселка с заменой канальной прокладки на надземную.
5. Строительство новой насосной с выводом из работы НПС-1.

## **12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения**

Проблемы развития систем теплоснабжения в городе Кирово-Чепецк заключаются в недостаточной пропускной способности некоторых участков тепловых магистралей города.

Таким образом, можно выделить следующие участки ТС, нуждающиеся в реконструкции с увеличением диаметра трубопровода:

1. Перекладка участка ТС «Молокозаводская» с заменой трубопровода диаметром 273 мм на трубопровод диаметром 500 мм, длиной 470 м в двухтрубном исчислении.
2. Перекладка участка ТС от ТК3-01 до ТК3-05 с заменой трубопровода диаметром 350 мм на трубопровод диаметром 500 мм, длиной 552 м в двухтрубном исчислении с изменением способа прокладки на наружную.
3. Перекладка участка ТС «БСИ» от 11НО-7 до 11НО-18 с заменой трубопровода диаметром 300 мм на трубопровод диаметром 500 мм, длиной 610 м в двухтрубном исчислении.
4. Перекладка участка ТС по пр. Кирова от ТК3-31 до ТК3-36 длиной 485 м в двухтрубном исчислении с увеличением диаметра до 377 мм.
5. Строительство новой ТС диаметром 900 – 1000 мм вдоль тепловой сети диаметром 700 мм от ТЭЦ-3 до 7ПАВ-2, длиной 3200 м.

#### **12.4. Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения**

На основном источнике тепловой энергии Кировской ТЭЦ-3 в городе Кирово-Чепецк установлены ограничения на подачу основного вида топлива (природный газ) по основному газопроводу в объеме 50 000 м<sup>3</sup>/час. При существующей присоединенной нагрузке этого объема достаточно для работы станции.

В перспективе планируется консервация трех турбоагрегатов и 4 котлоагрегатов, что приведет к росту резерва объема газа.

Ограничений по газоснабжению ПГУ нет.

#### **12.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения**

Экспертизой промышленной безопасности, выполненной ООО «НПК «Шерна», были выявлены участки трубопроводов тепловой сети с расчетной величиной времени наработки до предельного состояния близкой к нулю.

Данные участки были допущены к продолжению эксплуатации в соответствии с ПБ 10-573-03 до определенного срока. По истечению сроков продления эксплуатации, на данных участках должны быть проведены необходимые мероприятия по устранению неисправностей.

План корректирующих мероприятий с указанием участков представлен в разделе 3.12 данной книги.

## 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. Методические рекомендации по разработке схем теплоснабжения. Утв. Приказом № 565/667 Минэнерго и Минрегион России 29.12.2012 г.
5. Постановление Правительства РФ от 8 августа 2012 г. № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».
6. Временная инструкция по приёмке тепловой изоляции котлов из монтажа. СО 153-34.25.401. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1975.
7. ГОСТ 26944-86. Котлы паровые стационарные с естественной циркуляцией. Общие технические требования.
8. ГОСТ 27510-87. Котлы теплофикационные водогрейные. Общие технические требования.
9. Инструкция по организации в Минэнерго России работы по расчёту и обоснованию нормативов удельного расхода топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электрических станций и котельных (утверждена приказом Минэнерго России от 30 декабря 2008 г. № 323).
10. Инструкция по организации и объёму химического контроля вводно-химического режима на ТЭС. СО 153-34.37.303-2003.
11. Инструкция по нормированию выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для ТЭС и котельных. СО 34.02.303-98 М., СПО ОРГРЭС, 1998.
12. 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.
13. Методика оценки технического состояния котельных установок до и после ремонта. СО 34.26.617-97. М., СПО ОРГРЭС, 1998.
14. Методика оценки технического состояния паротурбинных установок до и после ремонта и в период между ремонтами. СО 34.20.581-96. М., СПО ОРГРЭС, 1998.
15. Методика расчёта задания по степени использования резервов тепловой экономичности оборудования АО энергетики и АО-ТЭС. СО 34.08.560-00, М, СПО ОРГРЭС, 2000.
16. Методика расчёта расхода тепла на технологические нужды водоподготовительных установок: СО 34.37.530-98. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1998.
17. Методика экспресс-оценки экономической эффективности энергосберегающих мероприятий на ТЭС. СО 34.09.321-2002 - М., СПО ОРГРЭС, 2003.

18. Методические указания по анализу изменения удельных расходов топлива на электростанциях и в энергообъединениях. СО 34.08.559-96 – М, СПО ОРГРЭС, 1997.
19. 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.
20. Методические указания по организации учёта топлива на тепловых электростанциях. СО 34.09.105-96. М. СПО ОРГРЭС, 1997.
21. Методические указания по прогнозированию удельных расходов топлива. СО 153-34.0-09.115-98 – М, СПО ОРГРЭС, 1999.
22. Методические указания по проведению эксплуатационных испытаний котельных установок для оценки качества ремонта. СО 34.26.303-98 М., СПО ОРГРЭС, 2000.
23. 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.
24. Методические указания по составлению отчёта ТЭС о техническом использовании оборудования. СО 153-34.08.556-99– М, СПО ОРГРЭС, 1999.
25. 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.
26. Методические указания по составлению режимных карт котельных установок и оптимизации управления ими. СО 34.25.514-96. М, СПО ОРГРЭС, 1998.
27. Методические указания по эксплуатационному контролю за состоянием сетевых подогревателей. СО 153- 34.40.505 - М.: СПО Союзтехэнерго, 1985.
28. Методические указания по наладке систем технического водоснабжения ТЭС. СО 34.22.401-95 – М, СПО ОРГРЭС, 1998.
29. Методические указания по определению обеспеченности электрической мощности ЭС циркуляционными системами водоснабжения. СО 34.1-22.508-2001. М, СПО ОРГРЭС, 2001.
30. Положение о нормировании расхода топлива на ЭС. СО 153-34.09.154-99, М, СПО ОРГРЭС, 1999.
31. Руководящие указания по сведению месячного пароводяного баланса на ТЭС. СО 153-34.09.110 – М, ГЭУ при Госплане СССР, 1962.
32. СНиП II-35-76 (с изм. 1978, 1 1998). Котельные установки.
33. СНиП 23-01-99 Строительная климатология. Москва, 2000 г.
34. Типовая инструкция по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей). СО 34.20.507-98, М, СПО ОРГРЭС, 1998.
35. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети. М, МЭИ, 2001.
36. Экспресс-анализ зависимости эффективности транспорта тепла от удалённости потребителей. Новости теплоснабжения, № 6, 2006.