

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО «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**

Согласовано:
Администрация
МО «Город Кирово-Чепецк»

Согласовано:
филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс»

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО «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**

Генеральный директор
ООО «Энергосберегающие технологии»

_____ Д.А. Казаков

«_____» _____ 2018 г

Содержание

Содержание	3
Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения	8
1.1. Зоны действия ТЭЦ и производственных котельных	8
1.2. Зон действия индивидуального теплоснабжения	11
Часть 2. Источники тепловой энергии	12
2.1. Кировская ТЭЦ-3.....	12
2.1.1. Структура и характеристика основного оборудования Кировской ТЭЦ-3	12
2.1.2. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности ...	13
2.1.3. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто	14
2.1.4. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса	17
2.1.5. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)	18
2.1.6. Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха	21
2.1.7. Среднегодовая загрузка оборудования.....	22
2.1.8. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети.....	23
2.1.9. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии.....	23
2.1.10. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.....	24
2.1.11. Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.	24
2.2. Котельная МКП Каринторф	25
2.2.1 Структура и технические характеристики основного оборудования.....	25
2.2.2 Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности....	29
2.2.3 Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто.	29
2.2.4 Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса	30
2.2.5 Схема выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)	30
2.2.6 Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха	32
2.2.7 Среднегодовая загрузка оборудования.....	32
2.2.8 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети.....	33
2.2.9 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии.....	34
2.2.10 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации	

источников тепловой энергии.....	34
Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них.....	35
3.1. Тепловые сети и сооружения на них в зоне теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3	35
3.1.1 Описание структуры тепловых сетей	35
3.1.2 Карты (схемы) тепловых сетей.....	36
3.1.3 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 тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам	37
3.1.4 Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях, описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов	37
3.1.5 Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности	38
3.1.6 Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети	39
3.1.7 Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей.....	41
3.1.8 Статистика отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 лет. Статистику восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет	44
3.1.9 Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов.....	44
3.1.10 Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей.....	44
3.1.11 Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенной тепловой энергии (мощности) и теплоносителя	45
3.1.12 Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года.....	46
3.1.13 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения.....	46
3.1.14 Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям	47
3.1.15 Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя	47
3.1.16 Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи	48
3.1.17 Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций	54
3.1.18 Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления	54
3.1.19 Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию.....	54
3.1.20 Данные энергетических характеристик тепловых сетей.....	56
3.2. Тепловые сети и сооружения на них в зоне теплоснабжения котельной МКР Каринторф .	59
3.2.1 Описание структуры тепловых сетей	59
3.2.2 Карты (схемы) тепловых сетей.....	59
3.2.3 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	

тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам	60
3.2.4 Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях, описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов	61
3.2.5 Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности	61
3.2.6 Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети	62
3.2.7 Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей.....	64
3.2.8 Статистика отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 лет. Статистику восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет	66
3.2.9 Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов.....	66
3.2.10 Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей.....	66
3.2.11 Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя	67
3.2.12 Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям.....	67
3.2.13 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения.....	68
3.2.14 Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям	68
3.2.15 Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя	68
3.2.16 Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи	68
3.2.17 Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций	69
3.2.18 Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления	69
3.2.19 Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию.....	69
3.2.20 Данные энергетических характеристик тепловых сетей.....	69
Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии.	70
4.1. Расположение источников теплоснабжения в г. Кирово-Чепецке.....	70
4.2. Зона действия Кировской ТЭЦ-3.....	72
4.3. Зона действия котельной МКР Каринторф.....	73
4.4. Зона действия котельной ФКУ «База материально-технического и военного снабжения УФСИН по Кировской области» (котельная ИК-11 г. Кирово-Чепецк).....	74
4.5. Зона действия котельной АО «Объединенная химическая компания «Уралхим»	75
Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии	76
5.1. Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления.....	76
5.1.1 Принятая сетка расчетных элементов территориального деления города Кирово-Чепецк	76
5.1.2 Зона теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3	76
5.1.3 Зона теплоснабжения МКР Каринторф.....	77

5.2.	Описание значений договорных и расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии. Сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии	78
5.2.1	Кировская ТЭЦ-3.....	78
5.2.2	Котельная МКР Каринторф	79
5.3.	Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.....	80
5.4.	Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом.	81
5.5.	Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение.....	82
Часть 6 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии.		85
6.1	Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии	85
6.1.1	Кировская ТЭЦ-3.....	85
6.1.2	Котельная МКР Каринторф	85
6.2	Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю	86
6.2.1	Зона действия Кировской ТЭЦ-3.....	86
6.2.2	Зона действия Котельной МКР Каринторф	88
Часть 7. Балансы теплоносителя.		91
7.1.	Определение нормативных потерь сетевой воды в тепловых сетях от Кировской ТЭЦ-3..	91
7.2.	Фактические и перспективные нормативные потери теплоносителя в тепловых сетях г. Кирово-Чепецка на период 2014 – 2033 гг.	93
7.3.	Сравнительный анализ нормативных и фактических потерь теплоносителя в тепловых сетях г. Кирово-Чепецка от Кировской ТЭЦ-3 за отчетный период	96
7.4.	Сравнительный анализ нормативных и фактических потерь теплоносителя в тепловых сетях г. Кирово-Чепецка от котельной мкр. Каринторф за отчетный период	98
7.5.	Баланс производительности ВПУ Кировской ТЭЦ-3 и подпитки тепловых сетей.....	101
7.6.	Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей котельной микрорайона Каринторф	107
Часть 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом. ...		111
8.1.	Топливный баланс Кировской ТЭЦ-3.....	111
8.2.	Топливный баланс котельной МКР Каринторф.....	115
Часть 9. Надежность теплоснабжения.		116
2.1.	Расчет вероятности безотказной работы тепловых магистралей от Кировской ТЭЦ-3.116	
2.1.1.	Расчетный участок от Кировской ТЭЦ-3 до ТК 10-16.....	117
2.1.2.	Расчетный участок от Кировской ТЭЦ-3 до Уз 3-47	124
2.1.3.	Расчетный участок от Кировской ТЭЦ-3 до ПМК-6	131
2.1.4.	Расчетный участок от Кировской ТЭЦ-3 до ТК 5-12.....	134
2.1.5.	Расчетный участок от Кировской ТЭЦ-3 до ТК-4-32.....	143
2.1.6.	Расчетный участок от Кировской ТЭЦ-3 до 7НО-57.....	152
2.1.7.	Расчетный участок от Кировской ТЭЦ-3 до ТК-5-22.....	156
2.2.	Расчет вероятности безотказной работы тепловых магистралей от котельной МКР Каринторф	159

Часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций ..	161
10.1. Общие положения.....	161
10.2. Описание результатов хозяйственной деятельности Кировского филиала ПАО «Т ПЛЮС» в соответствии с требованиями, установленными Правительством Российской Федерации в «Стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями»	168
10.2.1 Оценка полноты раскрытия информации Кировским филиалом ПАО «Т ПЛЮС»	168
10.2.2 Техничко-экономические показатели работы Кировского филиала ПАО «Т ПЛЮС» ..	170
10.2.3 Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии Кировским филиалом ПАО «Т ПЛЮС» г. Киров	171
10.3. Описание результатов хозяйственной деятельности АО «КТК» по Кирово-Чепецку в соответствии с требованиями, установленными Правительством Российской Федерации в «Стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями»	173
10.4.1. Оценка полноты раскрытия информации АО «КТК».....	173
10.4.2. Техничко-экономические показатели работы АО «КТК»	175
10.4.3. Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии	176
10.4. Техничко-экономические показатели работы ООО «Рубеж»	178
Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения.....	179
11.1. Общие положения.....	179
11.2. Тарифы на тепловую энергию и теплоноситель, поставляемые Кировской ТЭЦ-3.....	182
11.3. Тарифы на тепловую энергию и теплоноситель, поставляемые АО «Кировская теплоснабжающая компания»	184
11.4. Тарифы на тепловую энергию и теплоноситель, поставляемые ООО «Рубеж».....	187
11.5. Тарифы на тепловую энергию и теплоноситель, поставляемые ФКУ «База материально-технического и военного снабжения УФСИН по Кировской области» (котельная ИК-11 г. Кирово-Чепецк).....	189
11.6. Тарифы на тепловую энергию и теплоноситель, поставляемые АО «Объединенная химическая компания «Уралхим».....	190
11.7. Плата за подключение к тепловым сетям	191
11.8. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей	192
11.9. Прогноз изменения цен (тарифов) на тепловую энергию с учетом индексов МЭР	193
Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения.	196
12.1 Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения.....	196
12.1.1. Зона теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3	196
12.1.2. Зона теплоснабжения котельной МКР Каринторф	198
12.2 Описание существующих проблем организации надежного теплоснабжения.....	200
12.2.1 Зона теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3	200
12.2.2 Зона теплоснабжения котельной МКР Каринторф	201
12.3 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения	202
12.4 Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения	203
12.5 Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения.....	203
Список использованных источников	204

Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения

1.1. Зоны действия ТЭЦ и производственных котельных

В границах МО «Город Кирово-Чепецк» имеются зоны действия четырех источников теплоснабжения.

Кировская ТЭЦ-3 принадлежит ПАО «Т Плюс». Станция фактически состоит из двух независимых источников тепловой и электрической энергии: ПГУ Кировской ТЭЦ-3 и старой (неблочной) части Кировской ТЭЦ-3.

Котельная в МКР Каринторф находится в собственности ООО «Рубеж» (ИНН/КПП 4346045010 / 434501001).

Котельная ИК-11 г. Кирово-Чепецк находится в собственности ФКУ «База материально-технического и военного снабжения УФСИН по Кировской области».

Котельная «Уралхим» находится в собственности АО «Объединенная химическая компания «Уралхим».

Схема расположения источников теплоснабжения МО «Город Кирово-Чепецк» приведена на рис. 1.1.

В табл. 1.1. приведены полезный отпуск тепловой энергии и тарифы на тепловую энергию для источников теплоснабжения МО «Город Кирово-Чепецк».

Таблица 1.1

Наименование производителя тепловой энергии	Выработка тепловой энергии за 2017 год в воде, Гкал	Тариф на тепловую энергию в воде, руб/Гкал	
		с 01.01.2018 г.	с 01.07.2018 г.
Кировская ТЭЦ-3 (ПГУ)	493 427,0	732,55	740,80
Кировская ТЭЦ-3 (старая часть)	562 571,0	863,73	1057,59
Котельная МКР Каринторф (собственность ООО «Рубеж»)	14 763,3	1659,2	1715,3
ФКУ «База материально-технического и военного снабжения УФСИН по Кировской области» (котельная ИК-11 г. Кирово-Чепецк)	9 618,8	1568,9	1716,4
АО «Объединенная химическая компания «Уралхим»	176 173,0	985,6	1005,9

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. В виде пара Кировская ТЭЦ-3 отпускает тепловую энергию на производственные нужды ООО «ГалоПолимер Кирово-Чепецк», ООО «Конструктив», ООО «ВВКС» и других промышленных предприятий г. Кирово-Чепецка.

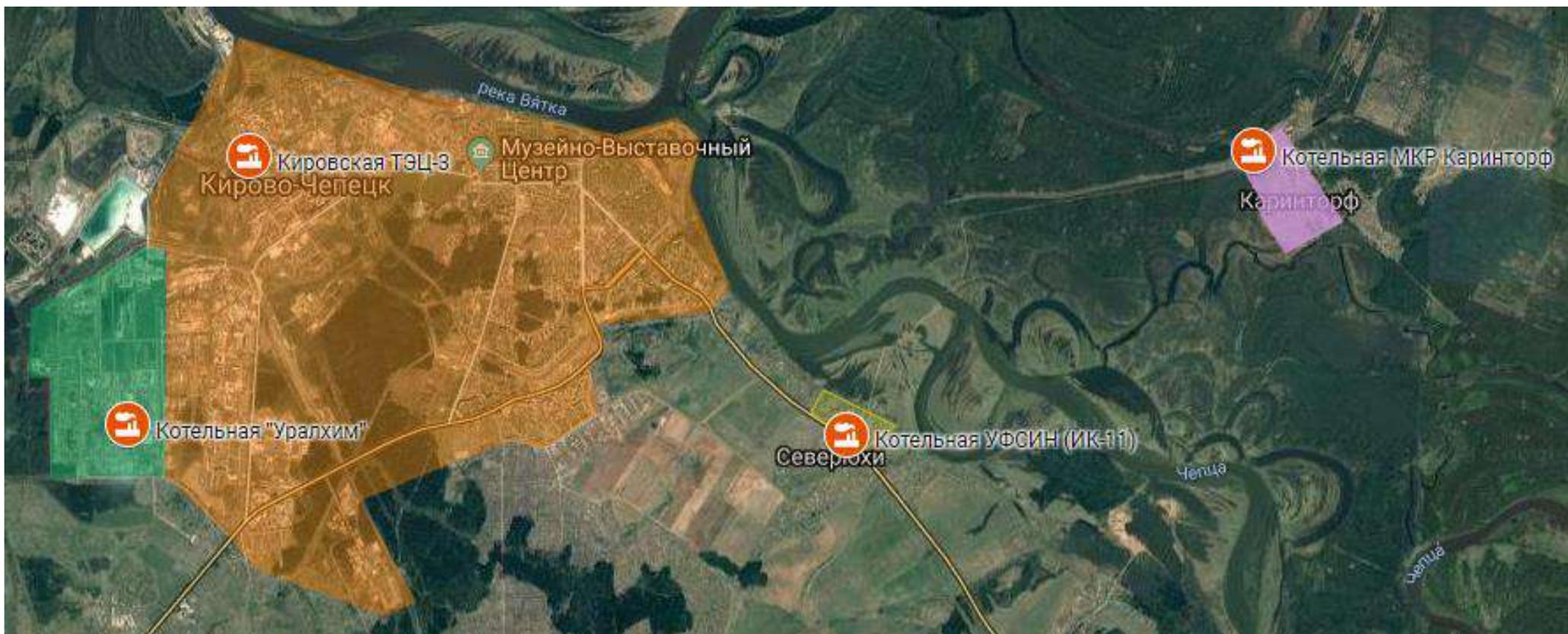


Рис. 2.1.1. Схема расположения источников теплоснабжения в г. Кирово-Чепецк

Перечень теплосетевых организаций, получающих и распределяющих тепловую энергию от Кировской ТЭЦ-3 представлен в таблице 1.2.

Таблица 1.2.

Источник теплоснабжения	Принадлежность источника	Тепловые сети	Теплосетевая организация, эксплуатирующая тепловые сети или ответственный за эксплуатацию	Принадлежность тепловых сетей
Кировская ТЭЦ-3	филиал «Кировский» ПАО "Т Плюс"	Магистральные	АО "КТК"	АО "КТК"
		Внутриквартальные	АО "КТК"	АО "КТК"
Кировская ТЭЦ-3	филиал «Кировский» ПАО "Т Плюс"	Внутриквартальные	АО "КТК"	МО г. Кирово-Чепецка, арендованные АО "КТК"
Кировская ТЭЦ-3	филиал «Кировский» ПАО "Т Плюс"	Магистральные	АО "КТК"	Бесхозные по Постановлению МО г.Кирово-Чепецка № 507 от 22.05.2018, переданные на обслуживание в АО "КТК"
		Внутриквартальные	АО "КТК"	Бесхозные по Постановлению МО г.Кирово-Чепецка № 507 от 22.05.2018, переданные на обслуживание в АО "КТК"
Кировская ТЭЦ-3	филиал «Кировский» ПАО "Т Плюс"	Магистральные	МО г. Кирово-Чепецк	МО г. Кирово-Чепецк
		Внутриквартальные	МО г. Кирово-Чепецк	МО г. Кирово-Чепецк
Кировская ТЭЦ-3	филиал «Кировский» ПАО "Т Плюс"	Магистральные	ООО «СХП Чепецкие теплицы»	ООО «СХП Чепецкие теплицы»
Кировская ТЭЦ-3	филиал «Кировский» ПАО "Т Плюс"	Магистральные	Потребитель	Потребитель
		Внутриквартальные	Потребитель	Потребитель

Котельная МКР Каринторф отпускает тепловую энергию в сетевой воде потребителям на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения жилого сектора, административных, культурно-бытовых зданий и промышленности МКР Каринторф, входящего в состав МО «Город Кирово-Чепецк». Сети в в зоне действия котельной находятся в собственности МУП «Коммунальное хозяйство», арендованы ООО «Рубеж».

Котельная ИК-11 г. Кирово-Чепецк ФКУ «База материально-технического и военного снабжения УФСИН по Кировской области» отпускает тепловую энергию в сетевой воде потребителям на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения административных, культурно-бытовых зданий, расположенных на территории исправительной колонии, находящейся в границах МО «Город Кирово-Чепецк». Сети в в зоне действия котельной находятся в собственности ФКУ «База материально-технического и военного снабжения УФСИН по Кировской области».

Котельная «Уралхим» АО «Объединенная химическая компания «Уралхим» отпускает тепловую энергию в сетевой воде и паре промышленным потребителям. Сети в зоне действия котельной находятся в собственности АО «Объединенная химическая компания «Уралхим».

1.2. 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 основном это постройки малой этажности, находящиеся на значительном удалении от источника тепловой энергии, не входящие в зоны их действия.

На рис. 1.2 приведена зона действия индивидуального теплоснабжения в городе Кирово-Чепецке в микрорайоне Каринторф.

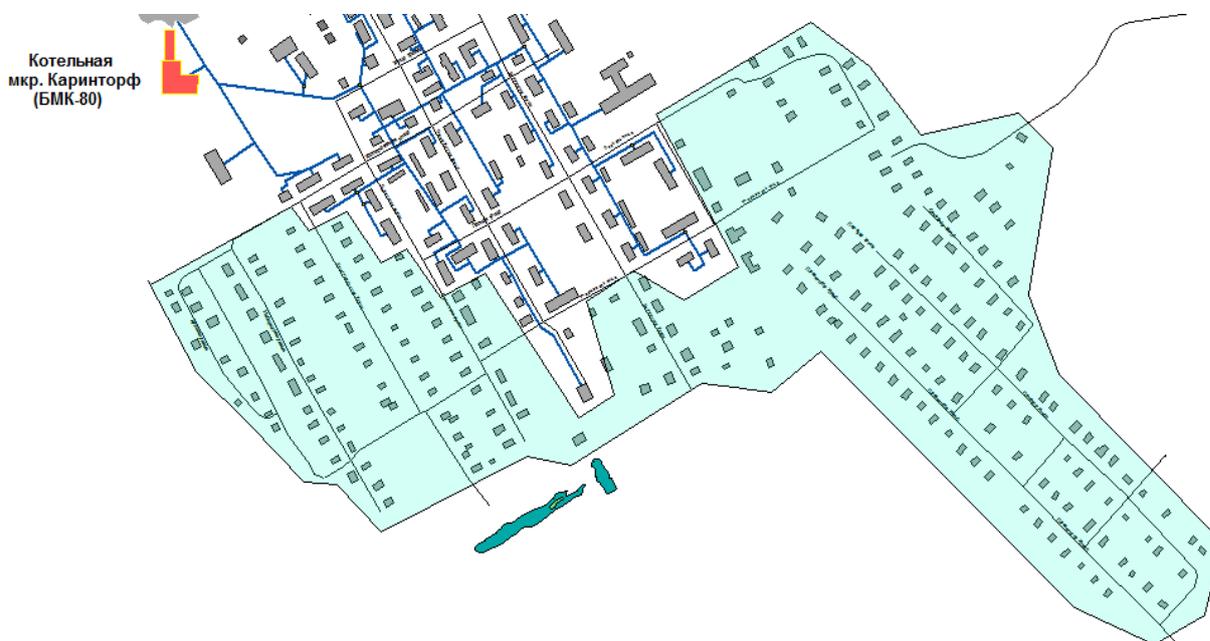


Рис. 1.2. Зона действия индивидуального теплоснабжения (выделено зеленым цветом) в городе Кирово-Чепецке в микрорайоне Каринторф

Часть 2. Источники тепловой энергии

2.1. Кировская ТЭЦ-3

2.1.1. Структура и характеристика основного оборудования Кировской ТЭЦ-3

Установленная электрическая мощность ТЭЦ–258 МВт, где на паросиловую неблочную часть (далее ПСУ, старая часть Кировской ТЭЦ-3) приходится 22 МВт, на парогазовую установку (далее ПГУ Кировской ТЭЦ-3) – 236 МВт.

Установленная тепловая мощность Кировской ТЭЦ-3 – 606 Гкал/ч, из которой тепловая мощность отборов паровых турбин 206 Гкал/ч (в том числе от ПГУ 106 Гкал/ч), мощность пиковых водогрейных котлов 400 Гкал/ч. Тепловая мощность отборов паровых турбин складывается из мощности теплофикационных отборов – 136 Гкал/ч - и мощности производственных отборов – 70 Гкал/ч.

Состав основного энергетического оборудования приведен в табл. 2.1.1.

Таблица 2.1.1

Тип оборудования	Марка оборудования	Ст. №	Год ввода	Уст. мощность электрическая	Уст. мощность тепловая, Гкал/час (т/час)	Наработка на 01.01.2018, час
Кировская ТЭЦ-3				238	606	
Основное оборудование ПСУ (старая часть)				22	500	
Энергетические котлы	ТП-170-1	8	1957		101,5 (170)	305 128
	ПК-14/2	10	1959		135,4 (220)	302 977
	ПК-14/2	11	1962		135,4 (220)	259 427
Водогрейная котельная	КВ-ГМ-100-150	1	1980		100	20 380
	КВ-ГМ-100-150	2	1980		100	26 519
	КВ-ГМ-100-150	3	1985		100	28 977
	КВ-ГМ-100-150	4	1985		100	29 163
Паровые турбины	ПТ-22-90-10	3	1953	22	100	476 725
Основное оборудование ПГУ-220Т				236	106	
Газовые турбины	ГТЭ-160	1	2014	171		25 547
Паровые турбины	ПТ-63/76-8,8	1	2014	63	90	24 386
Котлы-утилизаторы	Е-236/40,2-9,15/1,5-515/298-19,3	1	2014		106 (276)	25 547

Параметры паровых турбин приведены в табл. 2.1.2.

Таблица 2.1.2

Ст. №	Тип (марка) турбин	Тепловая мощность, Гкал/час		Параметры пара		Завод-изготовитель
		Т-отбор	П-отбор	Давление, кгс/см ²	Температура, °С	
1	Т-63/76-8,8	90		90	500	УТЗ
3	ПТ-22-90-10	30	70	90	500	ЛМЗ

Параметры энергетических котлов приведены в табл. 2.1.3.

Таблица 2.1.3.

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

Параметры водогрейных котлоагрегатов приведены в табл. 2.1.4.

Таблица 2.1.4.

Ст. №	Тип (марка) котла	Параметры сетевой воды на выходе из котла		Номинальный расход сетевой воды, т/ч	Завод изготовитель
		Давление, кгс/см ²	Температура, °С		
1	КВ-ГМ-100-150	16	120	1050	БКЗ
2	КВ-ГМ-100-150	16	120	1050	БКЗ
3	КВ-ГМ-100-150	16	120	1050	БКЗ
4	КВ-ГМ-100-150	16	120	1050	БКЗ

2.1.2. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности

Установленная тепловая мощность теплообменного оборудования приведена в таблице 2.1.5.

Таблица 2.1.5.

№ п/п	Наименование оборудования	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
1.	ПСУ. Располагаемая мощность на коллекторе пара 1,5-2,5 кгс/см ²	271,2
1.1	ОБ-1А (БО-350)	Длительная консервация
1.2	ОБ-1Б (БО-350)	Длительная консервация
1.3.	ОБ-2А (БО-200)	18
1.4.	ОБ-2Б (БО-200)	18
1.5.	ОБ-2В (БО-200)	17,6
1.6.	ОБ-2Г (БО-200)	17,6
1.7.	ОБ-3А (ПСВ-315-3-23)	50
1.8.	ОБ-3Б (ПСВ-315-3-23)	50
1.9.	ОБ-4А (ПСВ-315-3-23)	50
1.10.	ОБ-4Б (ПСВ-315-3-23)	50
2	ПСУ. Располагаемая мощность на коллекторе пара 8-13 кгс/см ²	120
2.1.	ПБ 2А (ВР-200)	18
2.2.	ПБ-2Б (ВР-200)	18
2.3.	ПБ-3 (ПСВ-315-14-23)	50
2.4.	ПБ-4 (БП-300-2)	34
3.	Располагаемая мощность ПГУ	216,58
3.1.	ПСГ-1	120
3.2.	ПСГ-2	80

№ п/п	Наименование оборудования	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
3.3.	ВВТО	16,58
4.	ИТОГО располагаемая мощность	607,78
5.	Нагрузка по Кировской ТЭЦ-3	326,3
6.	Резерв (+) / дефицит (-) установленной тепловой мощности подогревателей	+281,4

Таким образом, отпуск тепловой энергии от турбоагрегатов может осуществляться без ограничений.

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

Встроенные конденсационные пучки в конденсаторах турбоагрегатов Кировской ТЭЦ-3, поэтому ограничения на тепловую мощность встроенных конденсационных пучков в режиме ухудшенного вакуума в период максимума тепловой нагрузки отсутствуют.

Суммарная номинальная производительность насосов СЭН-1, 2, 3, 4, 5, А, Б, 2А, 2Д, 3А, 3Б, составляет 16450 м³/ч, расход сетевой воды в номинальном режиме через основные бойлера равен 4240 м³/ч, следовательно, дефицита производительности насосов СЭН нет.

Расход сетевой воды в номинальном режиме через пиковые бойлера равен 4290 м³/ч. Пиковые бойлера включены последовательно после основных бойлеров. Следовательно, при работе пиковых бойлеров наблюдается значительный резерв производительности насосов СЭН.

Пропускная способность системы газоснабжения Кировской ТЭЦ-3 составляет 135 тыс.н.м³/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. Ограничения, связанные с поставкой топлива в режиме максимума тепловой нагрузки и сжиганием непроектных видов топлива на Кировской ТЭЦ-3 отсутствуют.

2.1.3. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто

Структура установленной тепловой мощности ТЭЦ-3 по годам расчётного периода (2014 – 2033 гг.) представлена на рис. 2.1.1.

Расчёт суммарной подключенной к ТЭЦ-3 тепловой нагрузки на расчётный период (2018 – 2033 гг.) приведён в табл. 2.1.6.

Прогноз изменения тепловой нагрузки за период с 2018 по 2033 гг. приведён в табл. 1.3.1.

При прогнозе учитывались:

- перспективная тепловая нагрузка ТЭЦ-3 на период с 2018 по 2033 гг.;
- изменение потребления тепловой энергии в результате оттока населения.

Прогнозная величина изменения тепловой нагрузки потребителей в сетевой воде не превышает 0,35% от существующей величины присоединенной нагрузки и находится в

пределах статистической погрешности, поэтому данными величинами можно пренебречь.

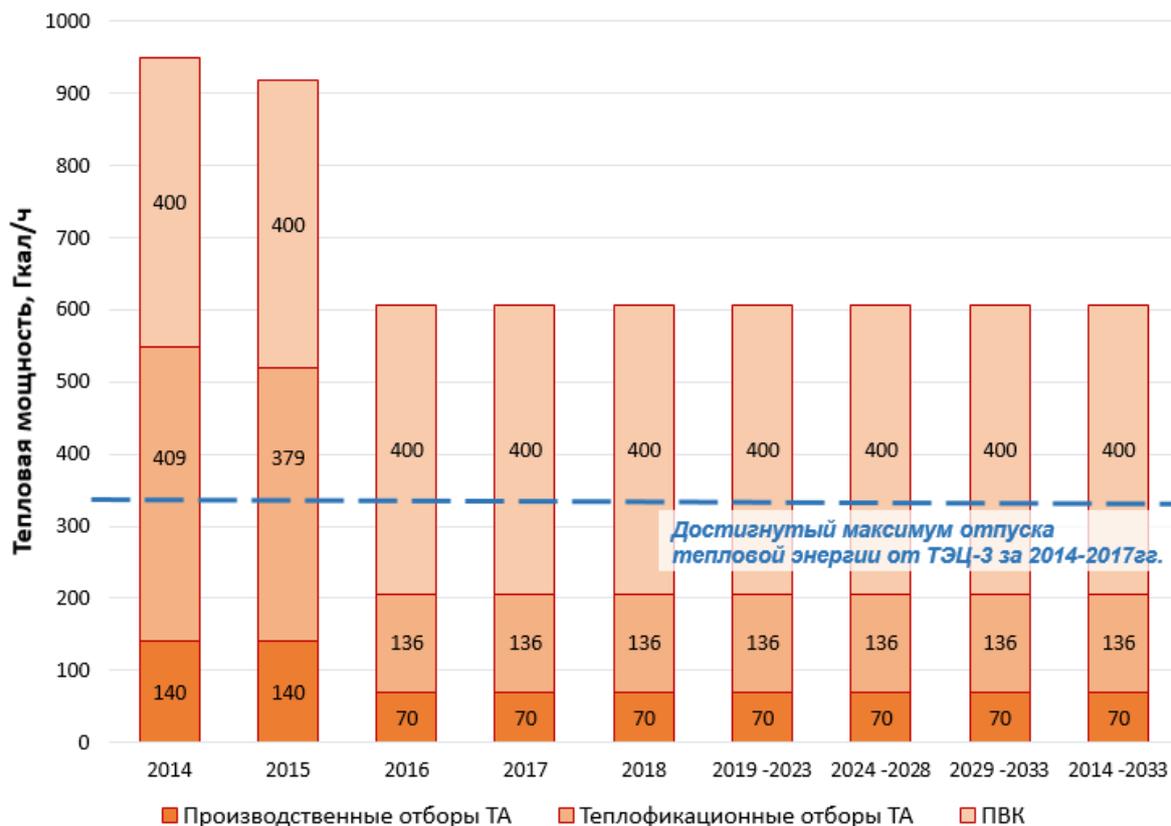


Рис. 2.1.1. Структура установленной тепловой мощности ТЭС-3 по расчётному периоду 2014 -2033 гг.

Таблица 2.1.6.

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 – 2028	2029 – 2033	2018 – 2033
1	Прирост нагрузки в воде за счет нового строительства, в т.ч.:	Гкал/ч	0,309	0,169	0,218	0,218	0,218	0,218	1,013	0,887	3,250
1.1	- отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,235	0,115	0,146	0,146	0,146	0,146	0,7	0,601	2,235
1.2	- ГВС (средне-недельный)	Гкал/ч	0,073	0,054	0,072	0,072	0,072	0,072	0,314	0,287	1,016
2	Прирост нагрузки в воде с нарастающим итогом	Гкал/ч	0,309	0,478	0,696	0,914	1,132	1,35	2,363	3,25	3,25
2.	Изменение нагрузки в воде за счет изменения численности населения	Гкал/ч	-0,591	-1,012	-1,451	-1,726	-2,002	-2,176	-2,490	-2,777	-2,777
3	Изменение нагрузки в воде всего	Гкал/ч	-0,282	-0,534	-0,755	-0,812	-0,870	-0,826	-0,127	0,473	0,473
3.1	величина изменения относительно базовой нагрузки 2017 года	%	-0,11	-0,21	-0,30	-0,32	-0,35	-0,33	-0,05	0,19	0,19
4	Изменение паровой нагрузки	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Фактические с 2014 по 2017 годы и прогнозные с 2018 по 2033 годы балансы установленной, располагаемой тепловой мощности нетто и перспективной тепловой нагрузки в зоне действия Кировской ТЭЦ-3 представлены в табл. 2.1.7.

По результатам составления балансов можно сделать вывод о том, что дефицит установленной тепловой мощности ТЭЦ-3 нетто в прогнозируемом периоде отсутствует.

Таблица 2.1.7

№ п/п	Наименование показателя	Значения показателя по годам, Гкал/ч											
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 – 2028 *	2029 – 2033 *
1	Установленная тепловая мощность источника	949,0	919,0	606,0	606,0	606,0	606,0	606,0	606,0	606,0	606,0	606,0	606,0
2	Располагаемая тепловая мощность источника	949,0	919,0	606,0	606,0								
3	Расход тепла на собственные нужды источника	8,5	8,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
4	Располагаемая тепловая мощность источника нетто	940,5	910,5	604,5	604,5	604,5	604,5	604,5	604,5	604,5	604,5	604,5	604,5
5	Тепловая нагрузка всего, в т.ч.:	361,5	343,2	310,7	327,3	327,3	327,3	326,0	324,7	323,1	322,0	322,4	323,0
5.1	в паре	39,5	40,6	40,4	40,8	40,8	40,8	40,8	40,8	40,8	40,8	40,8	40,8
5.2.	в воде, в т.ч.:	322	302,6	270,3	286,5	286,5	286,5	285,2	283,9	282,3	281,2	281,6	282,2
5.2.1	тепловые потери при передаче тепловой энергии	38,7	38,4	36	35,7	35,7	35,70	34,38	33,05	31,49	30,40	30,83	31,44
5.2.2	тепловая нагрузка потребителей	283,3	264,2	234,3	250,8	250,8	250,8	250,8	250,8	250,8	250,8	250,8	250,8
6	Резерв/дефицит тепловой энергии	579,0	567,3	293,8	277,2	277,2	277,2	278,5	279,8	281,4	282,5	282,1	281,5

* Примечание: за периоды 2024-2028 годов и 2029-2033 годов показаны балансы при максимальных нагрузках в периоде.

2.1.4. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

В период с 2014 по 2017 год на Кировской ТЭЦ-3 введено/выведено следующее оборудование:

- в июле 2014 года введена ПГУ-220Т с газотурбинной установкой ГТЭ-160 ОАО «Силовые машины», котлом-утилизатором Е-236/41-9,14/1,45-512/298 ОАО «ЭМАльянс» и паротурбинной установкой Т-63/76-8,8 ЗАО «УТЗ»;
- в январе 2015 года выведены из эксплуатации энергетические котлы ТП-170-1 ст. №5, ТП-170-1 ст. №6;
- в январе 2016 года из эксплуатации выведены турбоагрегаты Т-25-90 ст. №4, Т-27-90 ст. №5, Т-42/50-90 ст. №6, ПТ-30-90-10 ст. №8;
- в апреле 2016 года турбоагрегат Т-25-90 ст. №3 перемаркирован в турбоагрегат Т 22-90 ст. №3;
- в июле 2016 года выведены из эксплуатации энергетические котлы ТП-170-1 ст. №7, ПК-14/2 ст. №9;

В период с 2018 по 2033 год на Кировской ТЭЦ-3 рассматривается вывод следующего оборудования:

- турбоагрегат Т 22-90 ст. №3;
- энергетические котлы ТП-170-1 ст.8, ПК-14/2 ст.10, ПК-14/2 ст. 11.

Окончательное решение по выводу оборудования не принято, поэтому дальнейший расчет буде выполнен на существующий состав оборудования.

Парковый ресурс основного оборудования Кировской ТЭЦ-3 приведен в табл. 2.1.8.

Таблица 2.1.8

Ст. №	Тип (марка) котла	Год ввода	Наработка с начала эксплуатации на 01.01.2018, ч	Количество пусков с начала эксплуатации	Парковый ресурс, час	Остаточный (разрешенный) парковый ресурс, час
Турбины						
3	ПТ-22-90-10	1953	476 725	275	270 000	24 214
1	ГТЭ-160	2014	25 547	59	100 000	70 221
1	ПТ-63/76-8,8	2014	24 386	76	220 000	191 387
Энергетические котлы						
8	ТП-170-1	1956	305 128	989	250 000	41 815
10	ПК-14/2	1959	302 977	723	250 000	36 619
11	ПК-14/2	1962	259 427	721	250 000	35 168
1	Е-236/40,2-9,15/1,5-515/298-19,3	2014	25 547	76	40 лет	36 лет
Водогрейные котлы						
1	КВ-ГМ-100-150	1980	20 380	217	250 000	мар.19
2	КВ-ГМ-100-150	1980	26 519	187	250 000	мар.19
3	КВ-ГМ-100-150	1985	28 977	189	250 000	дек.18
4	КВ-ГМ-100-150	1985	29 163	210	250 000	дек.18

2.1.5. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии).

Бойлерная установка старой части Кировской ТЭЦ-3 включает в себя четыре теплофикационные установки (ТФУ№1- 4), в состав каждой из которых входят основные и пиковые бойлеры, сетевые и конденсатные насосы.

Перечень основных и пиковых бойлеров с указанием их технических характеристик приводится в таблице 2.1.9. Цифровой индекс в обозначении бойлера соответствует номеру теплофикационной установки, в состав которой он входит.

Таблица 2.1.9.

Основные бойлеры				
Станционный номер	1А,1Б	2А,2Б	2В,2Г	1В,1Г, 3А, 3Б, 4А, 4Б
Тип	БО-350	БО-200	БО-200	ПСВ-315-3-23
Теплопроизводительность, Гкал/час	50	18	17,6	50
Поверхность нагрева, м ²	350	200	200	315
Параметры греющего пара:				
- давление, ати	2,0	1,5	1,5	3
- температура, °С	133	150	150	400
Параметры воды:				
- давление, ати	14	16	16	23
- температура, °С	116	120	120	120
Материал трубок	Л-68			
Количество трубок, шт.	1319	1020	1020	1212
Длина трубок, мм	4545	3400	3410	4545
Диаметр трубок, мм	17,5/19			
Расход сетевой воды, т/час	1100	335		725
Пиковые бойлеры				
Станционный номер	1А	2А, 2Б	1Б, 1В, 3	
Тип	БП-300	БП-200	ПСВ-315-14-23	
Теплопроизводительность, Гкал/час	34	18	50	
Поверхность нагрева, м ²	300	200	315	
Параметры греющего пара:				
- давление, ати	14	7	14	
- температура, °С	250	250	400	
Параметры воды:				
- давление, ати	14	16	23	
- температура, °С	150	195	150	
Материал трубок	Л-68			
Количество трубок, шт.	1143	1020	1212	
Длина трубок, мм	4545	3400	4545	
Диаметр трубок, мм	17,5/19	17,5/19	17/19	
Расход сетевой воды, т/час	1030	1000	1130	

Для подогрева сетевой воды в основных бойлерах используется отборный пар с давлением 0,7-2,5 ата, в пиковых бойлерах – отборный пар от производственного отбора 8-13 ата. Конденсат от основных и пиковых бойлеров конденсатными насосами подаётся либо в линию основного конденсата, либо в деаэрактор 6 ата.

От бойлерной установки осуществляется подача тепла в горячей воде на собственные нужды старой части Кировской ТЭЦ-3, а также выполняется резервирование собственных нужд ПГУ. В нормальном режиме расход тепловой энергии на собственные нужды ПГУ обеспечивается теплофикационной установкой ПГУ.

На ПВК установлены четыре водогрейных котла марки КВГМ-100 (ст. № 1,2,3,4) Дорогобужского завода. Основным топливом для водогрейных котлов является природный газ, резервным - мазут. Основные технические характеристики КВГМ-100 приведены в таблице 2.1.9.

Таблица 2.1.9.

Параметр	Ед. изм.	Значение
Теплопроизводительность	Гкал/час	100
Рабочее давление сетевой воды	кгс/см ²	10-16
Температура воды на входе в котёл	°С	70
Температура воды на выходе из котла	°С	150
Номинальный расход воды через котёл	м ³ /час	1250
Расход газа на котёл при номинальной нагрузке	нм ³ /час	12520
Расход мазута на котёл при номинальной нагрузке	кг/час	11500
КПД при работе на газе	%	92,7
КПД при работе на мазуте	%	91,3

Узел подпитки тепловой сети территориально расположен в здании пиковой водогрейной котельной. Химочищенная вода после очистки и хлорирования в Химцехе №1 и подогрева в ВВТО ПГУ поступает в здание ПВК, где проходит вакуумную деаэрацию и направляется в баки-аккумуляторы (ст. №1,2,3). Подпитка тепловой сети осуществляется из баков- аккумуляторов в обратный коллектор ПВК.

Подогрев сетевой воды на ПГУ осуществляется в двух ПСГ (ПСГ-1300-3-8-II, ПСГ-1300-3-8-I), питаемых паром из отопительных отборов турбины паровой турбины. Технические характеристики ПСГ приводятся в таблице 2.1.10.

Таблица 2.1.10.

Параметр	Подогреватель	
	ПСГ-1	ПСГ-2
Площадь поверхности теплообмена, м ²	1300	
Теплопроизводительность, ГДж/ч (Гкал/ч):- номинальная (для ПСГ)	192 (46)	
Теплопроизводительность, ГДж/ч (Гкал/ч):- максимальная	502(120)	335 (80)
Греющий нар (конденсат): - расход, т/ч:- номинальный	90	
Греющий нар (конденсат): - расход, т/ч:- максимальный	230	155
Давление, МПа (кгс/см ²):- рабочее (абсолютное)	0,78(8,0)	
Давление, МПа (кгс/см ²):- расчетное (избыточное)	0,29(3,0)	
Температура максимальная, °С	250	
Нагреваемая сетевая вода: - расход, т/ч:- номинальный	2300	
Нагреваемая сетевая вода: - расход, т/ч:- максимальный	3000	
Нагреваемая сетевая вода: - расход, т/ч:- минимальный	1200	

Подогрев подпиточной (химочищенной) воды осуществляется в водоводяном теплообменнике (ВВТО) котла-утилизатора газовой турбины за счет утилизации тепла уходящих газов. В таблице 2.1.11. приводятся основные характеристики ВВТО в зависимости от температуры наружного воздуха.

Таблица 2.1.11.

Наименования параметра	Единица измерения	Величина		
Температура наружного воздуха	°С	-5,4	+15	-33
Температура подогреваемой (химочищенной) воды	°С	30/50	30/50	30/50
Тепловая мощность ВВТО	Гкал/ч	16,58	13,28	16,58
Температура уходящих газов после ВВТО	°С	102,2	101,2	117,0

Принципиальная схема выдачи тепловой мощности представлена на рис. 2.1.3.

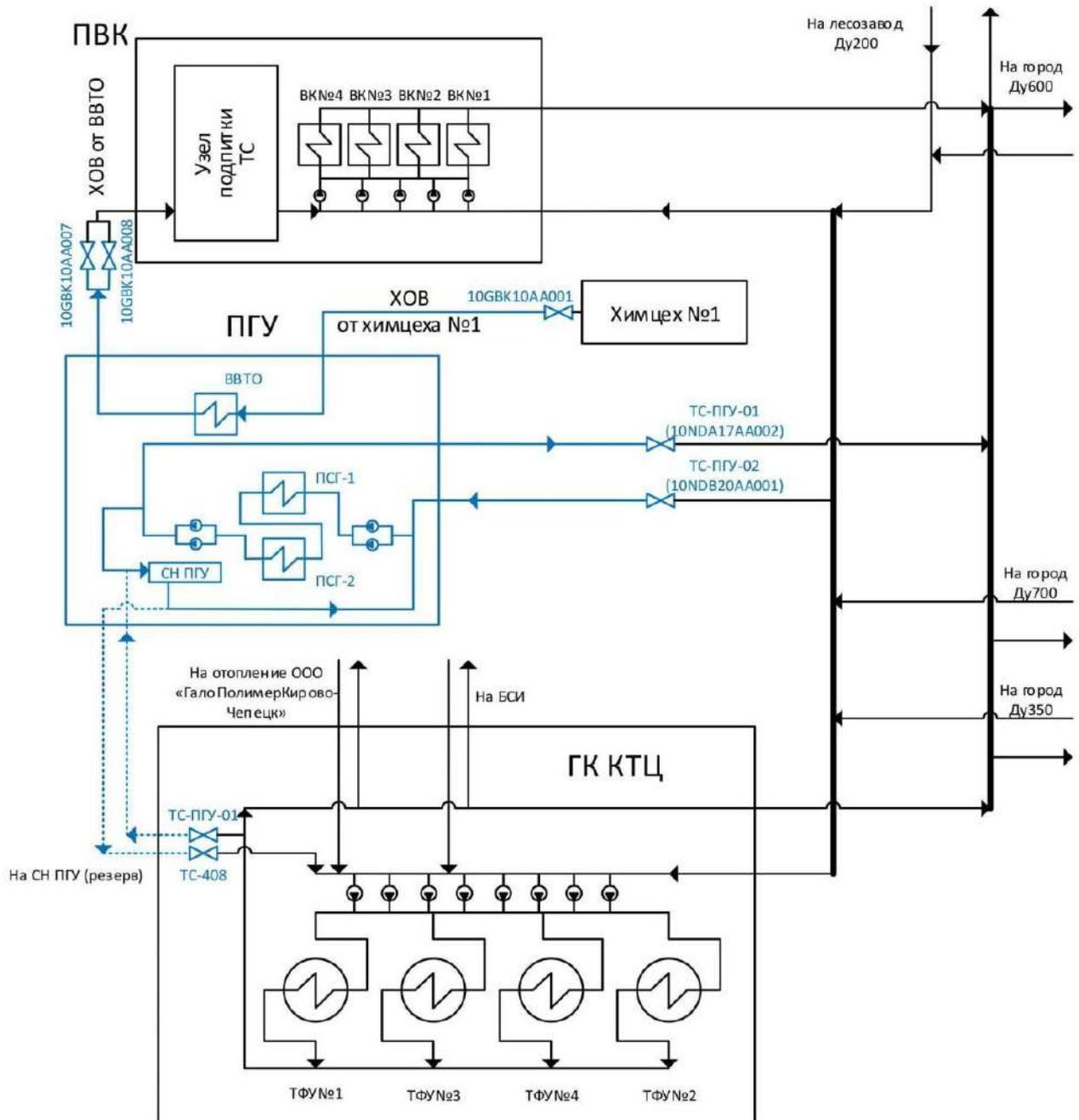


Рис. 2.1.3. Схема выдачи тепловой мощности Кировской ТЭС-3

Технические характеристики сетевого насосного оборудования Кировской ТЭЦ-3 приведены в табл. 2.1.12.

Таблица 2.1.12

Станционное обозначение	Марка насоса	Мощность, кВт	Расход воды, м ³ /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-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
СЭН-А 1 подъема	SCP 400/540 HA-280/6-6kV-C1/E1	280	2600	32	990
СЭН-Б 1 подъема	SCP 400/540 HA-280/6-6kV-C1/E1	280	2600	32	990
СЭН-А 2 подъема	SCP 400/660 DV-900/4-6kV-C4/E1-29KSL	900	2600	100	1450
СЭН-Б 2 подъема	SCP 400/660 DV-900/4-6kV-C4/E1-29KSL	900	2600	100	1450
Подпиточный №1	Д-800-57	160	800	57	1500
Подпиточный №2	Д-800-57	160	800	57	1500
Подпиточный №3	Д-800-57	160	800	57	1500
Подпиточный №4	1Д-1250-125	630	1250	125	1500
Регулирующий №1	200-Д-90	200	720	90	1500
Регулирующий №2	Д-1250-125	630	1250	125	1500
Регулирующий №3	Д-800-57	160	800	57	1500
Регулирующий №4	Д-800-57	160	800	57	1500

2.1.6. Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха

От Кировской ТЭЦ-3 принято качественное регулирование отпуска тепловой энергии в сетевой воде потребителям. В ЦТП или ИТП потребителей осуществляется количественное регулирование. В результате можно говорить о качественно-количественном регулировании на основе температурного графика изменения температуры теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха для источника ТЭ и при помощи автоматики в ЦТП и ИТП.

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. 2.1.4.

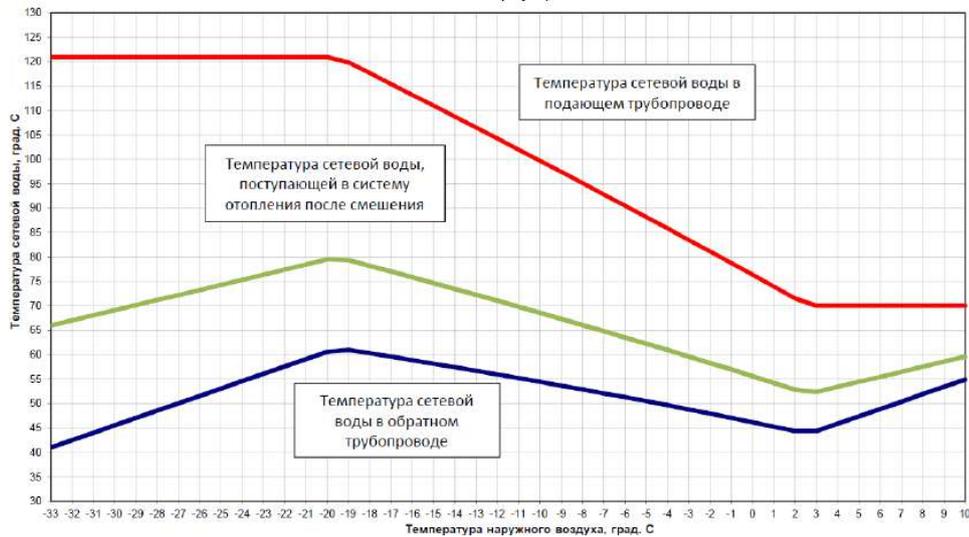


Рис. 2.1.4. Температурный график теплосети Кировской ТЭЦ-3, действовавший до 09.12.2013 года.

В настоящее время утвержден температурный график теплосети 145/70 °С при расчетной температуре наружного воздуха $t_{нв} = -33$ °С со срезкой на 130°С при температуре наружного воздуха $t_{нв} = -26$ °С. До проведения испытаний тепловых сетей на максимальную температуру срезка остается на 121 °С при температуре наружного воздуха $t_{нв} = -22$ °С.

2.1.7. Среднегодовая загрузка оборудования

Динамика изменения среднегодового коэффициента использования установленной тепловой мощности Кировской ТЭЦ-3 приведена на рис. 2.1.5.

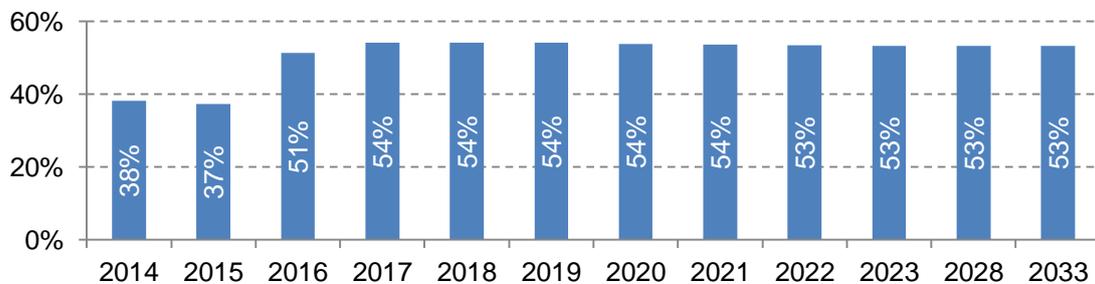


Рис. 2.1.5. Коэффициент использования установленной тепловой мощности Кировской ТЭЦ-3

Динамика изменения среднегодового коэффициента использования установленной электрической мощности Кировской ТЭЦ-3 приведена на рис. 2.1.6.

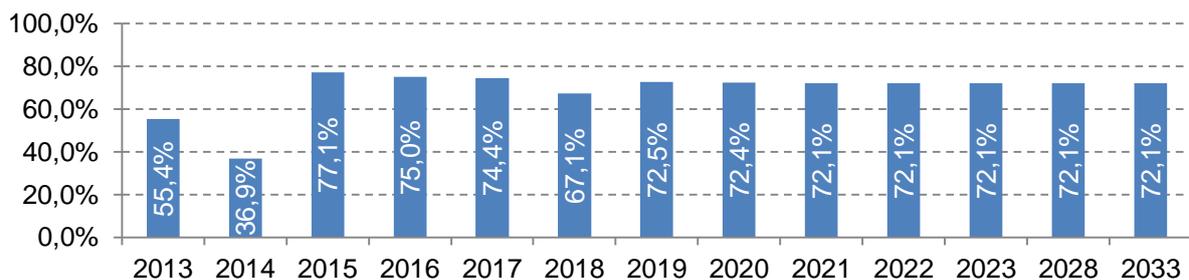


Рис. 2.1.6. Коэффициент использования установленной электрической мощности Кировской ТЭЦ-3

2.1.8. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети.

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. 2.1.13.

Таблица 2.1.13

№ п/п	Узел учета теплоносителя	Диаметр трубопровода, мм	Первичный измерительный преобразователь			Вторичный измерительный преобразователь
			Расход	Давление	Температура	
Сетевая вода						
1	Ø600 пр.	Ду600	US-800	EJA530	ТПТ-1-1	ВТД-У1
2	Ø500 обр.	Ду500	US-800	EJA530	ТПТ-1-1	ВТД-У1
3	Ø400 обр.	Ду400	US-800	EJA530	ТПТ-1-1	ВТД-У1
4	Ø200 летний	Ду200	US-800	EJA530	ТПТ-1-1	ВТД-У1
Пар						
5	паропровод 1	Д=330 мм	EJA110	EJA530	ТПТ-1-1	ВТД-У1
6	паропровод 4	Д=304,8 мм	EJA110	EJA530	ТПТ-1-1	ВТД-У1
7	паропровод 5	Д=306 мм	EJA110	EJA530	ТПТ-1-1	ВТД-У1
8	Вятплитпром	Ду150	EJA110	EJA530	ТПТ-1-1	ВТД-У1

2.1.9. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии.

За период с 2014 г. по 2017 г. включительно произошло 6 отказов основного оборудования станции, 5 из которых приходятся на котельное оборудование, 1 – на теплосетевое хозяйство. Статистика отказов основного оборудования приведена в таблице 2.1.14.

Таблица 2.1.14

№ п/п	Дата отказа	Оборудование
1	19.05.2014	котел ст. №11 (отключение защитой) дефект - пережог металла трубы. Ограничение потребителям не было.
2	02.06.2014	котел ст. № 9 (отключение защитой) дефект блока питания ШУГ . Ограничения потребителям не было.

3	10.01.2017	отключение водогрейного котла КВГМ. Не плотность задвижки на входе сетевой воды. Ограничений потребителям не было
4	18.03.2017	повреждение участка прямого трубопровода теплосети ду400 (продольный разрыв длиной 875 мм) простой 10ч.46м.. Прекращение отпуска тепла.
5	26.10.2017	отключение защитой ПВК №1 . Отклонение температуры прямого сетевого трубопровода - 15,5%
6	11.12.2017	отключение защитой ПВК №1 . Отклонение температуры прямого сетевого трубопровода - 18,0%

Статистика отказов основного оборудования указывает на недостатки в вопросах оперативного управления, контроля за работой и состоянием оборудования.

2.1.10.Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации основного оборудования Кировской ТЭЦ-3 отсутствуют.

2.1.11. Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.

Источники тепловой энергии и (или) оборудование (турбоагрегаты), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей на Кировской ТЭЦ-3 отсутствуют.

2.2. Котельная МКР Каринторф

2.2.1 Структура и технические характеристики основного оборудования

Установленная тепловая мощность котельной Каринторф – 6,88 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. 2.2.1.

Таблица 2.2.1

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 характеристики основного оборудования котельной Каринторф выполнено в табл. 2.2.2. по режимным картам котлов.

Таблица 2.2.2

Тип, модификация котла	Завод-изготовитель	Топливо основное	Установленная тепловая мощность котла Гкал/ч	Коэффициент полезного действия котла, %	Температура воды на входе / выходе котла, оС	Давление воды на входе в котёл выходе и выходе из котла, кгс/см ²	Расход воды через котёл, min/max т/ч
КВаГн «Вулкан» VK-1500	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 (Na-катионирование и обезжелезивание);
- 2) расходный бак химочищенной воды;

- 3) насосная группа: насосы исходной воды, подпиточные насосы, сетевые насосы; 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: теплообменное оборудование
- 7) оборудование систем КИПиА, электроснабжения, сигнализации и телемеханизации
- 8) теплый модуль из панелей типа «сэндвич».

Основные характеристики теплообменника приведены в табл. 2.2.3.

Таблица 2.2.3

Наименование показателя	Параметры	
Расчетная температура °С	150	
Расчетное давление в кгс/см ²	16	
Пробное давление в кгс/см ²	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 2.2.4. приведен состав и технические характеристики насосной группы и другого вспомогательного оборудования, установленного на котельной.

Таблица 2.2.4

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Параметр
	Питательные насосы	типоразмер	WILO BL 65/120
	1. Производительность	м ³ /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
2	Сетевые насосы	типоразмер	WILO IL 100/190
	1. Производительность	м ³ /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
	Насосы исходной воды	типоразмер	WILO MHI 404-1/E
	1. Производительность	м ³ /ч	8

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Параметр
3	2. Напор 3. Мощность электродвигателя 4. Частота вращения 5. Количество 6. Напряжение	м. вод. ст. кВт об/мин шт. кВ	42 1.04 2900 2 0.380
4	Подпиточные насосы	типоразмер	WILO MHI 204-1/E
	1. Производительность	м ³ /ч	5
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
	Подпиточные насосы	типоразмер	К 20/30
5	1. Производительность	м ³ /ч	20
	2. Напор	м. вод. ст.	30
	3. Мощность электродвигателя	кВт	4
	4. Частота вращения	об/мин	2900
	5. Количество	шт	4
	6. Напряжение	кВ.	0,380
	Баки-аккумуляторы		
	1. Количество 2. Ёмкость	шт. м ³	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. 2.2.1.

Параметры установленной тепловой мощности котельной микрорайона Каринторф приведены в табл. 2.2.5.

Таблица 2.2.5.

С т. №	Тип (марка) котла	Параметры сетевой воды на выходе из котла		Номинальный расход сетевой воды, т/ч	Завод изготовитель
		Давление, кгс/см ²	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	

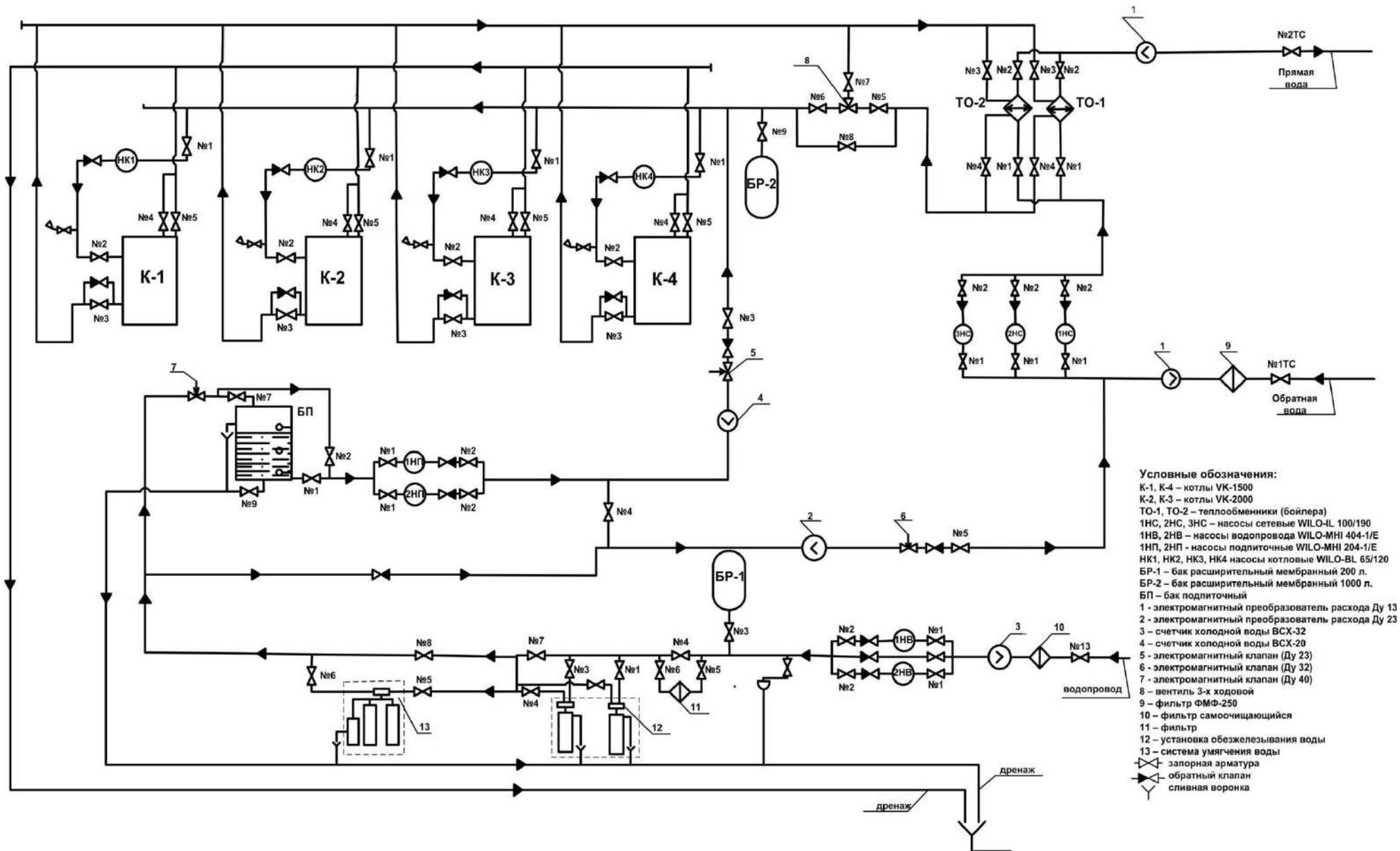


Рис. 2.2.1. Тепловая схема котельной Каринторфф

2.2.2 Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности

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 м³/ч. Ограничения, связанные с поставкой топлива в режиме максимума тепловой нагрузки и сжиганием непроектных видов топлива на котельной микрорайона Каринторф отсутствуют. 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.

2.2.3 Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто.

Фактические с 2014 по 2017 годы и прогнозные с 2018 по 2033 годы балансы установленной, располагаемой тепловой мощности нетто и перспективной тепловой нагрузки в зоне действия котельной МКР Каринторф представлены в табл. 2.2.6. Анализ данных, приведенных на графике рис. 1.5.1, показывает, что после сноса зданий к 2033 г. резерв тепловой мощности котельных составит 1,72 Гкал/ч. Этот резерв в 31,2 % от располагаемой тепловой мощности котельной можно считать достаточным.

Таблица 2.2.6.

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Рассматриваемый период, год											
			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 – 2028 *	2029 – 2033 *
1	Установленная тепловая мощность котельной микрорайона Каринторф	Гкал/ч	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
2	Располагаемая тепловая мощность источника	Гкал/ч	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
4	Располагаемая тепловая мощность источника нетто	Гкал/ч	5,32	5,32	5,32	5,32	5,32	5,32	5,32	5,32	5,32	5,32	5,32	5,32
6	Подключенная тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	4,04	4,04	4,04	4,04	4,04	3,973	3,973	3,973	3,973	3,973	3,973	3,781
7	Резерв/дефицит тепловой энергии	Гкал/ч	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,72

* Примечание: за периоды 2024-2028 годов и 2029-2033 годов показаны балансы при максимальных нагрузках в периоде.

2.2.4 Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

Срок службы водогрейных котлов согласно РД 34.17.435-95 приведён в таблице 2.2.7.

Таблица 2.2.7

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.

2.2.5 Схема выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)

Схема выдачи тепловой мощности на котельной микрорайона Каринторф представлена на рис. 2.2.2.

Технические характеристики насосной группы на котельной БМК-8,0 приведены в табл. 2.2.8.

Таблица 2.2.8.

Наименование насоса	Станционное обозначение	Марка насоса	Мощность, кВт	Расход воды, м ³ /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

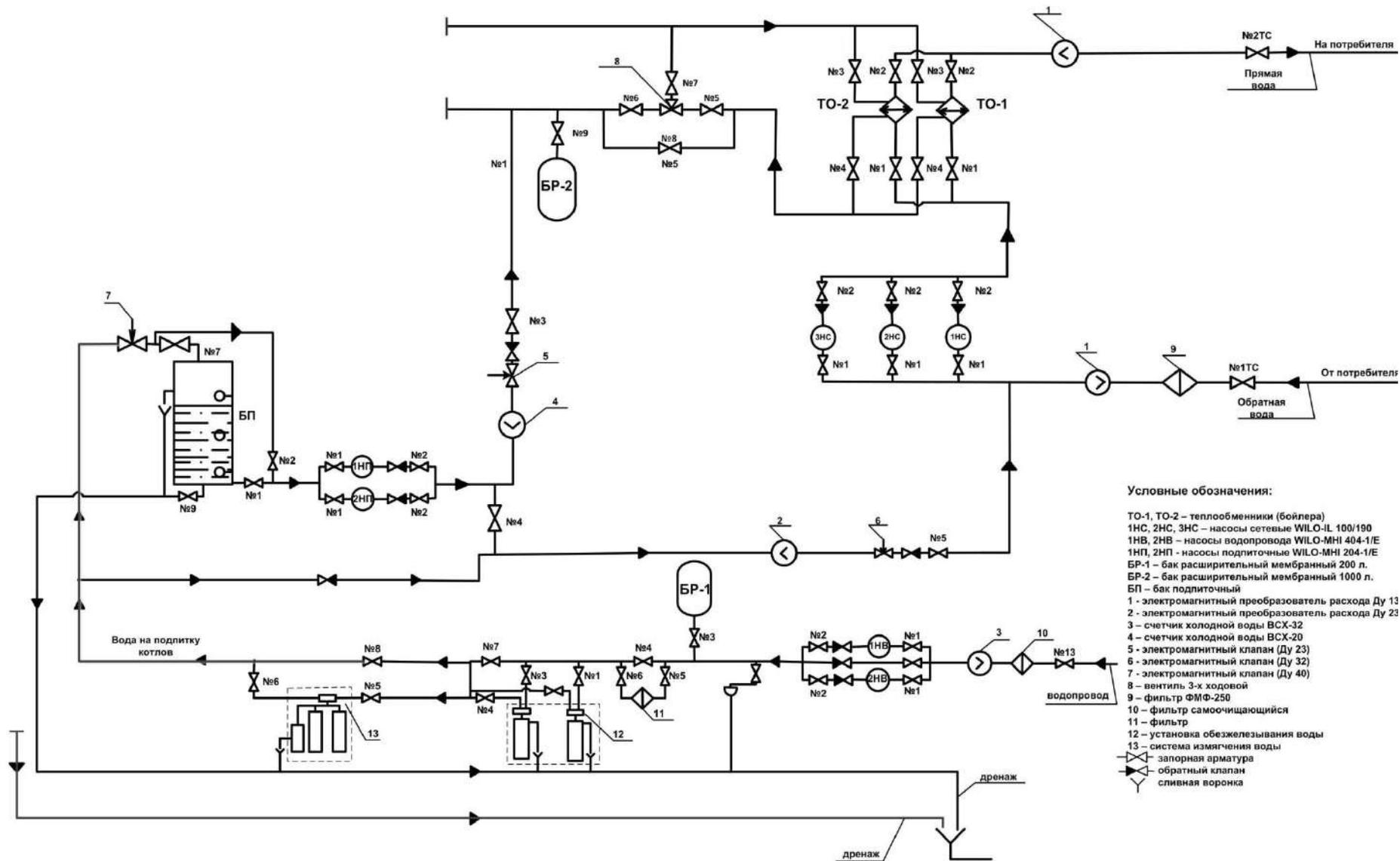


Рис. 2.2.2 Схема выдачи тепловой мощности на котельной микрорайона Каринторф

2.2.6 Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха.

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 °С.

Температурный график системы теплоснабжения от котельной микрорайона Каринторф приведен на рис.2.2.3.

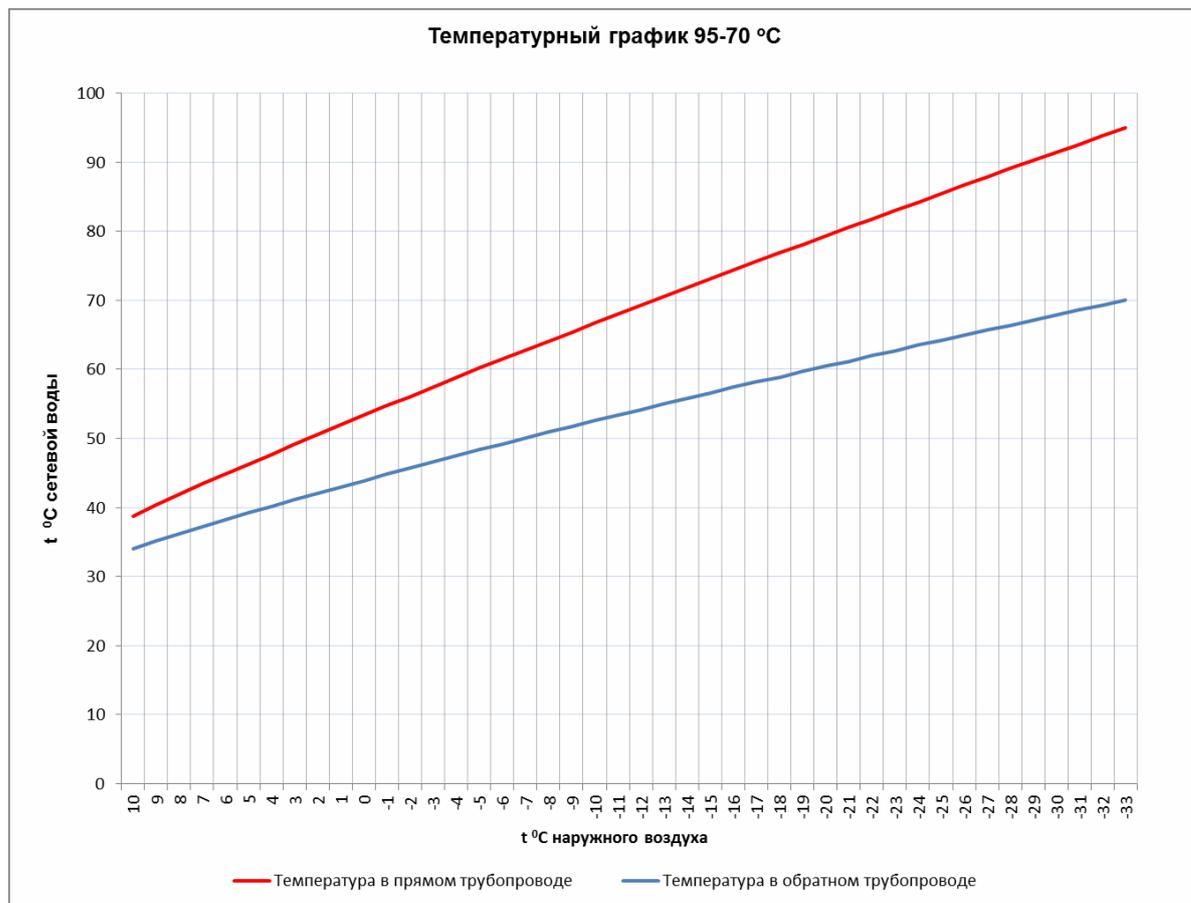


Рис. 2.2.3. Температурный график отпуска тепловой энергии от котельной микрорайона Каринторф

2.2.7 Среднегодовая загрузка оборудования

Динамика изменения среднегодового коэффициента использования установленной тепловой мощности котельной МКР Каринторф приведена на рис. 2.2.4.

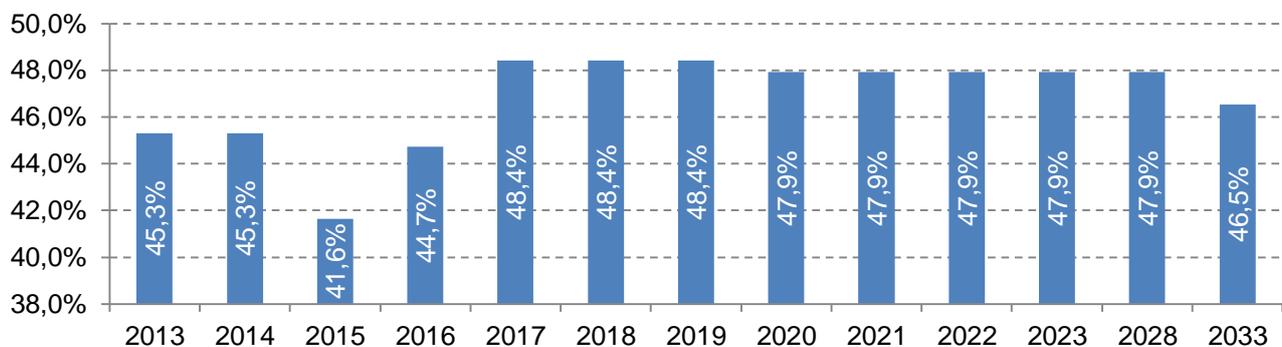


Рис. 2.2.4. Коэффициент использования установленной тепловой мощности котельной МКР Каринторф

2.2.8 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Прибор учета тепловой энергии, установленный на котельной микрорайона Карин-торф, и его характеристики приведён в табл. 2.2.9.

Таблица 2.2.9.

Наименование ресурсов	Тип прибора или метод измерения	Марка	Кол-во, шт.	Ед. изм.	Диапазон измерения	Цена деления	Класс точности	Год ввода	Дата последней поверки
Учет тепловой энергии	Теплосчетчик-регистратор	ТЭМ-104	1	м ³ /ч	2,4-600	1 м ³ /ч	В	2007	15.08.2013

Прибор учета расхода природного газа, установленный на котельной микрорайона Каринторф и его характеристики, приведён в табл. 2.2.10.

Таблица 2.2.10.

Наименование ресурсов	Тип прибора или метод измерения	Марка	Кол-во, шт.	Единица измерения
Газообразное топливо	Расходомер-счетчик газа вихревой	СГ-ЭК-Вз-Т1-0,5-250/1,6	1	нм ³ /ч

Продолжение таблицы 2.2.10

Диапазон измерения	Цена деления	Класс точности	Год ввода	Дата последней поверки
25-250 нм ³ /ч	1 нм ³ /ч	0,5	2007	15.08.2013

2.2.9 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

По информации, предоставленной теплоснабжающей организацией, на котельной Каринторф в период с 2014 по 2017 гг. не было зафиксировано отказов основного оборудования.

2.2.10 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

По информации, предоставленной теплоснабжающей организацией, предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации основного оборудования котельной микрорайона Каринторф отсутствуют.

Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них.

3.1. Тепловые сети и сооружения на них в зоне теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3

3.1.1 Описание структуры тепловых сетей

Общая протяженность тепловых сетей в зоне теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3 159,8 км, в том числе 38,5 км магистральных и 121,3 км. распределительных тепловых сетей. Основная часть (77,9 %) тепловых сетей принадлежит АО «Кировская теплоснабжающая компания», 15,9% тепловых сетей принадлежат потребителям, в том числе 2,4 км ООО «СХП Чепецкие теплицы», которая является единственной теплосетевой организацией кроме АО «КТК», 5,2% сетей принадлежат МО «Город Кирово-Чепецк». Структура сетей приведена в таблице 3.1.1.

Таблица 3.1.1

Принадлежность	МО «Город Кирово-Чепецк», в 2-х трубном исчислении			Материальная характеристика, м ²	Доля сетей по мат. характеристике, %
	Магистральные сети, пм	Распределительные сети, пм	Всего, пм		
Собственные сети АО «КТК»	34480,22	57244,61	91724,83	51586,7	77,9%
МО г. Кирово-Чепецка, арендованные АО "КТК"	0	9811,13	9811,13	2334,6	3,5%
МО г. Кирово-Чепецка	121	8672,95	8793,95	1143,1	1,7%
Бесхозные, переданные в эксплуатацию АО "КТК"	42,04	3330,9	3372,94	634,8	1,0%
Потребитель	3868,42	42287,35	46155,77	10501,8	15,9%
Итого:	38511,68	121346,94	159858,62	66201,0	

Основные типы изоляции сетей: минвата, ППУ, СТУ.

Средний срок эксплуатации тепловых сетей – 46,9 лет.

На сетях работают две насосных перекачивающих станций (НПС-1 и НПС-2), обеспечивающие соблюдение гидравлического режима в отопительный период. Основное оборудование НПС: НПС 1 – насосы Д500-63 - 3 ед.; НПС-2 - насосы Willo500 - 3 ед., насосы НКУ-250 – 3 шт.

Схема теплоснабжения (горячего водоснабжения) потребителей открытая. В соответствии с требованиями Федерального закона от 07.12.2011 № 417-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении» к 2022 году все потребители в зоне действия открытой системы теплоснабжения должны быть переведены на закрытую схему горячего водоснабжения.

3.1.2 Карты (схемы) тепловых сетей

Электронная модель схемы теплоснабжения города Кирово-Чепецка разработана с использованием программно-расчетного комплекса ZuluThermo, входящий в состав геоинформационной системы Zulu (ГИС Zulu) ООО «Политерм», предназначенной для выполнения тепловых и гидравлических расчетов систем теплоснабжения. Электронная модель схемы теплоснабжения города Кирово-Чепецка полностью откалибрована и исправна.

Общий вид тепловых сетей из электронной модели представлен на рисунке 3.1.1.

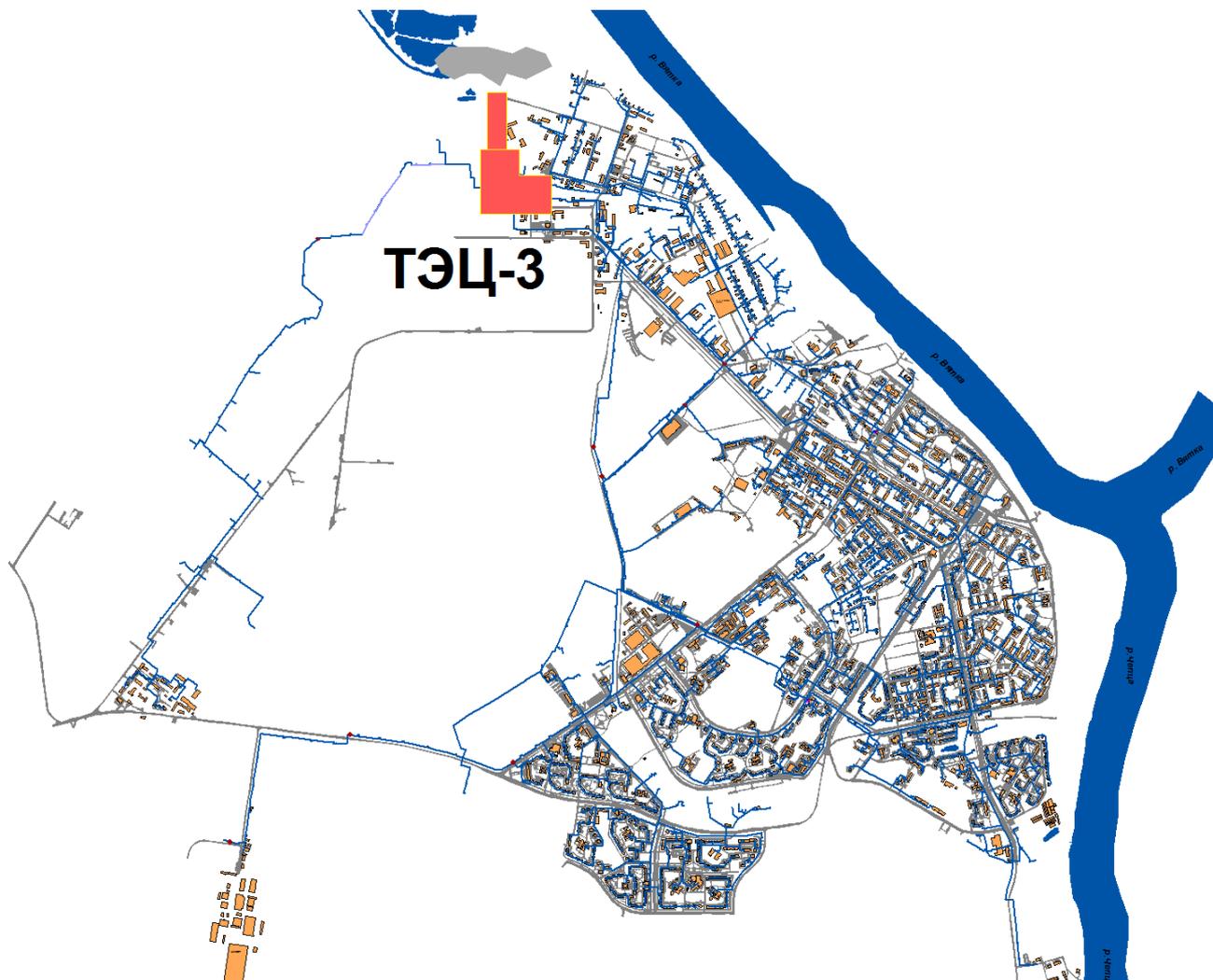


Рис. 3.1.1. Общий вид тепловых сетей в зоне теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3

На основе электронной модели схемы теплоснабжения города Кирово-Чепецка проведены расчеты гидравлических режимов. Основываясь на этих расчетах даны предложения по реконструкции и строительству тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов), предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах, предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения.

3.1.3 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 тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам

Основная часть существующих магистральных и квартальных трубопроводов тепловых сетей г. Кирово-Чепецка была введена в эксплуатацию с 1949 по 1987 гг. Таким образом, доля существующих тепловых сетей со сроком эксплуатации более 30 лет составляет порядка 77,31 %. Данные возрасту сетей по материальной характеристике представлены в таблице 3.1.2.

Таблица 3.1.2.

Год ввода в эксплуатацию	Материальная характеристика, м²	Проценты, %
До 1988 г.	51177,10	77,31
с 1989 – 1997 гг. включительно	11252,26	17,00
с 1998 – 2003 гг. включительно	1743,85	2,63
После 2003 г.	2027,76	3,06
Итого	66200,97	100,00

Параметры тепловых сетей представлены в Приложении 1.

3.1.4 Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях, описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов

В зоне теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3 применяется преимущественно стальная арматура. Количество и условный диаметр арматуры, используемой в тепловых сетях представлены в табл. 3.1.3.

Таблица 3.1.3

Условный диаметр Ду, мм	Количество, шт.
50	377
80	519
100	314
125	31
150	242
200	156
250	54
300	64
350	14
400	42
500	27
600	8
800	4
Всего	1 852

Тепловые пункты, камеры и павильоны представляют собой сборные железобетонные конструкции, предназначенные для прокладки подземных и надземных 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.

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

От Кировской ТЭЦ-3 принято качественное регулирование отпуска тепловой энергии в сетевой воде потребителям. В ЦТП или ИТП потребителей осуществляется количественное регулирование. В результате можно говорить о качественно-количественном регулировании на основе температурного графика изменения температуры теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха для источника ТЭ и при помощи автоматики в ЦТП и ИТП.

В настоящее время утвержден температурный график теплосети 145/70 °С при расчетной температуре наружного воздуха $t_{нв} = -33$ °С со срезкой на 130°С при температуре наружного воздуха $t_{нв} = -26$ °С. До проведения испытаний тепловых сетей на максимальную температуру срезка остается на 121 °С при температуре наружного воздуха $t_{нв} = -21$ °С. Температурный график представлен на рисунке 3.1.2.

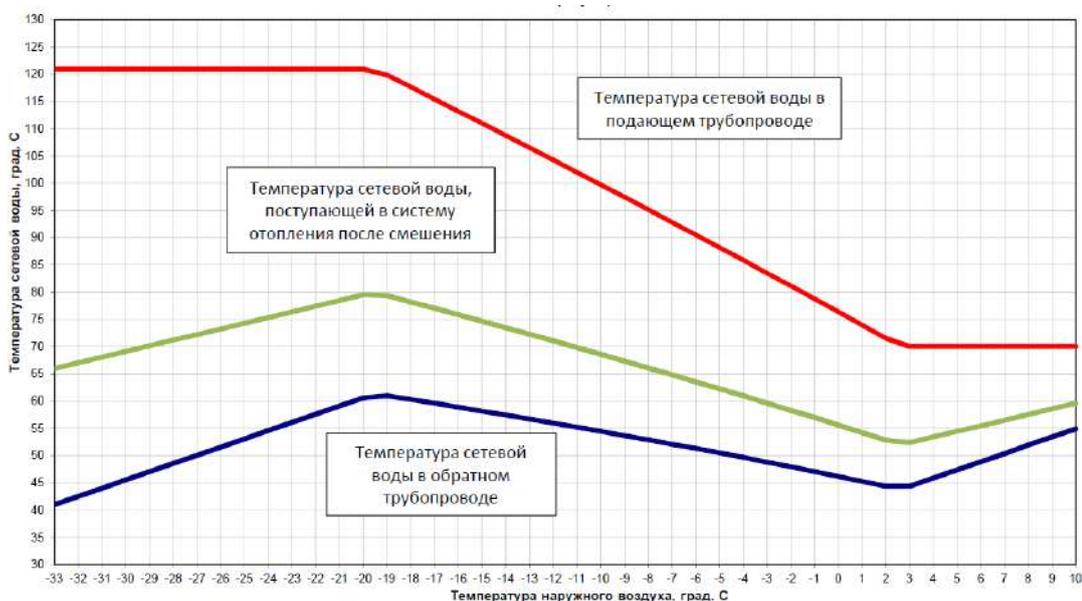


Рис. 3.1.2. Температурный график теплосети в зоне действия Кировской ТЭЦ-3.

Данный температурный график должен обеспечивать соблюдение нормативных параметров теплоносителя у потребителей при условии соответствия тепловых узлов потребителей требованиям Норм и Правил. Однако в настоящее время у более чем в 95% потребителей отсутствуют регулирующие устройства в тепловых пунктах зданий.

3.1.6 Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети 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 2017 г. по температурному графику 145/70 со срезкой на 121 °С. Расчетная температура наружного воздуха -33 °С. Температура воздуха внутри помещения +20°С. Результаты представлены на рисунке 3.1.3.

Результаты сравнений фактических значений температур сетевой воды в подающих трубопроводах системы теплоснабжения г. Кирово-Чепецк с их нормируемыми значениями за отопительный период 2017 г. показывают, что в целом температурный график отпуска тепловой энергии в сетевой воде от ТЭЦ-3 соблюдается.

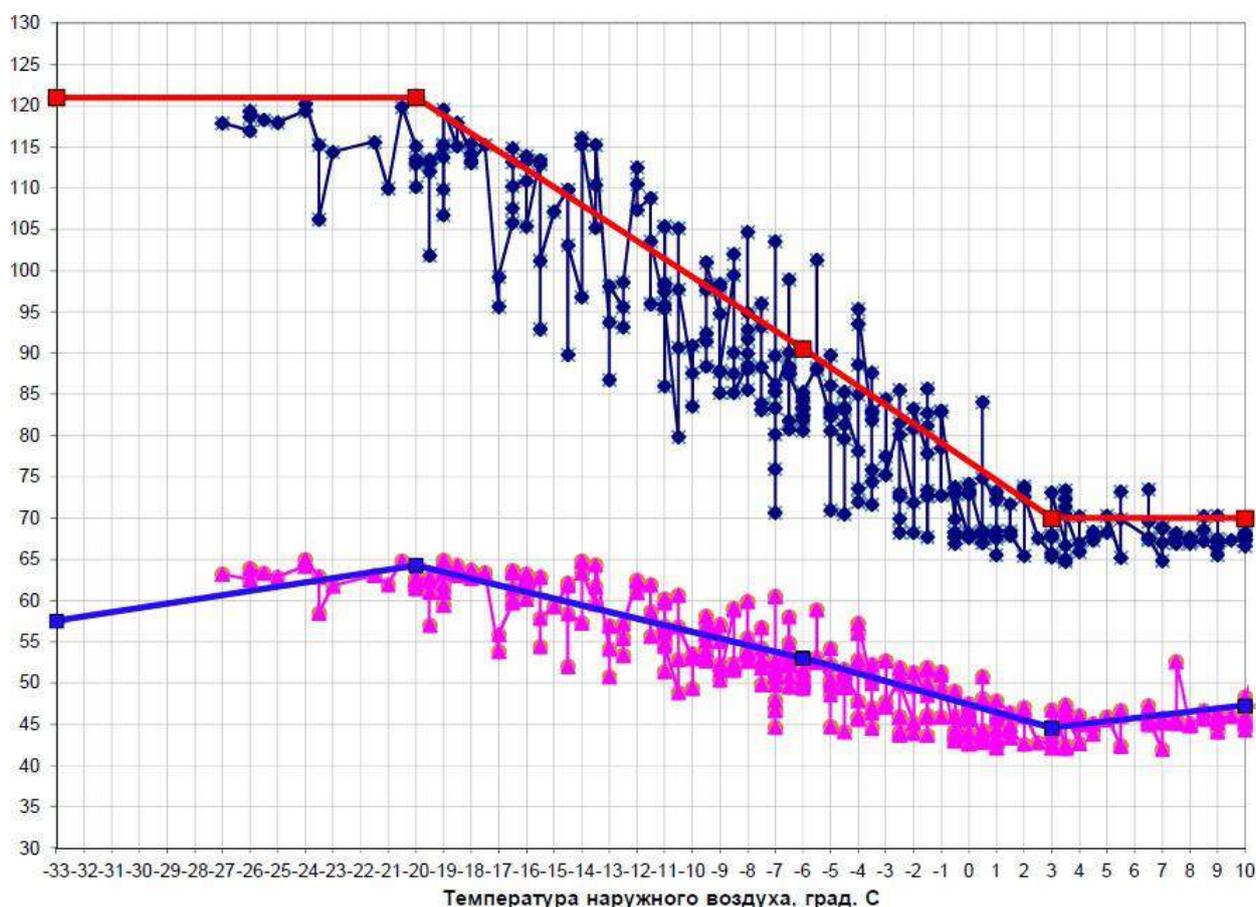


Рис. 3.1.3. Сопоставление фактической температуры сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах тепловых сетей АО "КТК" от ТЭЦ-3 г. Кирово-Чепецка с нормируемыми значениями

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 2017 г. представлены в табл. 3.1.4.

Таблица 3.1.4

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	-14,6	103,3	105	-1,6%
Февраль	-8,5	91,8	92	-0,2%
Март	-1,3	76,6	75,7	1,2%
Апрель	2	72,8	70	3,8%
Сентябрь	9,9	70	70	0,0%
Октябрь	3	72,4	70	3,3%
Ноябрь	-1,5	76,1	76	0,1%
Декабрь	-5,5	87	84,7	2,6%

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 2017 г. представлены в таблице 3.1.5.

Таблица 3.1.5

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	-14,6	59,9	56,6	5,8%
Февраль	-8,5	55,8	51,2	9,0%
Март	-1,3	49,3	45,3	8,8%
Апрель	2	47,9	44,0	8,9%
Сентябрь	9,9	54,3	47,9	13,4%
Октябрь	3	48,6	44,0	10,5%
Ноябрь	-1,5	49,6	45,5	9,0%
Декабрь	-5,5	53,9	48,3	11,6%

Результаты сравнений фактических значений температур сетевой воды в обратных трубопроводах системы теплоснабжения г. Кирово-Чепецк с их нормируемыми значениями за отопительный период 2017 г. показывают, что потребители тепловой энергии в сетевой воде в зоне действия Кировской ТЭЦ-3 не выполняют требования п. 6.2.59 ПТЭ Тепловых энергоустановок по допустимому предельному отклонению температуры сетевой воды в обратных трубопроводах от температурного графика (не более 5%), что говорит о разрегулированности тепловых узлов потребителей.

3.1.7 Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей

Расчёты гидравлических режимов работы тепловой сети от Кировской ТЭЦ-3 г. Кирово-Чепецка произведены по состоянию на 2018 г, а также по состоянию на 2033г с учетом прироста суммарной перспективной нагрузки за период 2018-2033 гг и снижения потерь в тепловой сети города.

Для гидравлических расчётов тепловой сети были выбраны основные тепломагистральи от ТЭЦ-3 до наиболее удалённых потребителей:

- тепломагистраль \varnothing 350 от ТЭЦ-3 до Уз. ПМК-6;
- тепломагистраль \varnothing 350 от ТЭЦ-3 до ТК 14-10;
- тепломагистраль \varnothing 600 до ТК 2-24 через Черемушки;
- тепломагистраль \varnothing 600 до ТК 23-5-2;
- тепломагистраль \varnothing 700 до 7-11;
- тепломагистраль \varnothing 700 до ТК 10-10-17;
- тепломагистраль \varnothing 700 до ТК 5-22.

Результаты расчетов гидравлических режимов работы тепловых сетей от ТЭЦ-3 по 2018 и 2033 гг.. приведены в Книгах 3 и 4.

На основании проведенных гидравлических расчетов системы теплоснабжения г.Кирово-Чепецка по состоянию на 2018 г. можно сделать вывод, что располагаемые напоры на вводе в тепловые пункты некоторых конечных абонентов тепловой сети ниже рекомендуемых для схем с элеваторным подключением 15 метров водного столба.

Проблема некачественного теплоснабжения связана в первую очередь с разбалансировкой тепловой сети. В настоящее время у значительной части абонентов (более чем в 95% ИТП, таблица 3.1.6) отсутствуют регулирующие устройства в тепловых пунктах зданий (что усугубляется несоответствием фактически установленных сопел элеваторов в ИТП рекомендуемым расчетным значениям).

Таблица 3.1.6

Тип абонента	Количество
многоквартирные жилые дома	578
частный сектор (от общих тепловых узлов)	268
здания общественного назначения (школы, детские сады, больницы), гаражные кооперативы и промпредприятия	539
Всего	1385
из них оборудовано регулируемыми устройствами на системе горячего водоснабжения	45

Кроме того, в 48 ИТП сопла элеваторов отсутствуют, системы отопления этих зданий подключены напрямую от СЦТ с температурным графиком 145/70 °С, в то время как максимально допустимая температура теплоносителя, поступающего в отопительные приборы системы

отопления, не должна превышать 95 °С по санитарным нормам (перечень представлен в Приложении 2).

Отсутствие регулирующих устройств, а также неисполнение управляющими компаниями требований по установке на тепловых пунктах расчетных значений сопел элеваторов приводит к появлению сверхнормативных расходов теплоносителя в системе теплоснабжения, снижающих располагаемые напоры на вводах абонентов в периферийных зонах.

Разбалансированность системы заключается в неверном распределении потоков теплоносителя по системе теплоснабжения: из-за отсутствия ограничительных устройств, теплоноситель идет в сторону наименьшего сопротивления - через близко расположенных к станции абонентов, вследствие чего зона, близкая к ТЭЦ, становится зоной перетопа, а к остальным абонентам приходит теплоноситель ненадлежащего качества.

Допускается нарушение требований «Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок» (далее - Правила), утвержденных Приказом Минэнерго РФ от 24 марта 2003 г. №115 «Об утверждении Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок» в части выполнения пункта 9.5.1: «Температура воды в системе горячего водоснабжения поддерживается при помощи автоматического регулятора, установка которого в системе горячего водоснабжения обязательна. Присоединение к трубопроводам теплового пункта установок горячего водоснабжения с неисправным регулятором температуры воды не допускается». Отсутствие регулятора температуры горячей воды также является нарушением пункта 5 «Обеспечение соответствия температуры горячей воды в точке водоразбора требованиям законодательства Российской Федерации о техническом регулировании» (СанПиН 2.1.4.2496-09 «Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения» утвержденный Постановлением Главного государственного санитарного врача РФ от 7 апреля 2009 г. №20 «Об утверждении СанПиН 2.1.4.2496-09»), Приложения №1 «Требования к качеству оказания коммунальных услуг» Правил предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 6 мая 2011 г. №354 «О предоставлении коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов». Согласно СанПиН 2.1.4.2496-09 пункт 2.4. «Температура горячей воды в местах водоразбора независимо от применяемой системы теплоснабжения должна быть не ниже 60°С и не выше 75°С». В домах с индивидуальными тепловыми пунктами, подключенными к Кировской ТЭЦ-3 с температурным графиком 145/70 со срезкой на 121° С, при отсутствии регулятора температуры горячей воды либо его неисправности, температура горячей воды в точке водоразбора может достигать более 100° С, что несет опасность для здоровья и жизни людей.

Согласно п. 9.5.1 Правил все тепловые пункты, в которых происходит приготовление горячей воды, должны иметь исправные автоматические регуляторы.

Согласно п. 9.1.52 и п.9.1.53 Правил для обеспечения заданного расхода и температуры теплоносителя необходимо проводить коррекцию диаметров сопел элеваторов и дроссельных диафрагм, а также настройку автоматических регуляторов в обслуживаемых тепловых пунктах.

Не менее важной является проблема загрязнения систем отопления зданий коррозийными

отложениями и накипью, появление которых естественно в течение отопительного периода. Загрязненные трубы систем отопления обладают намного меньшей теплоотдачей, так как теплопроводность коррозионных загрязнений и накипи в десятки раз ниже теплопроводности «чистых» труб, что ведет к существенному снижению качества функционирования систем. Кроме того, при наличии отложений в трубопроводах системы отопления повышаются потери давления, что ведет к снижению расхода теплоносителя, который циркулирует в системе отопления. Для нормальной работы систем отопления необходимо своевременно проводить промывку систем от загрязнений всех типов, а также проводить контроль эффективности проведенной работы.

Для исключения последствий разбалансированности тепловой сети необходимо провести гидравлическую наладку. В результате выполнения наладочных работ и регулировки расход теплоносителя по тепловой сети в целом и по отдельным системам теплопотребления будет приближен к расчетному, исключатся сверхнормативные расходы теплоносителя в системе. При поддержании температуры теплоносителя в подающем трубопроводе сети в соответствии с установленным графиком с допустимыми отклонениями ± 1 °С будет обеспечиваться равномерный прогрев всех отопительных и вентиляционных систем.

Гидравлический расчет тепловой сети от ТЭЦ-3 в 2033г. выполнен с учетом наладки системы теплоснабжения и прироста тепловой нагрузки. После установки регулирующих устройств во всех тепловых пунктах тепловой сети налаживается потокораспределение в системе теплоснабжения, располагаемые напоры возрастают во всех точках тепловой сети.

Мероприятия, необходимые для обеспечения нормальной работы тепловых узлов потребителей тепловой энергии и системы теплоснабжения в целом:

- промывка систем отопления у всех абонентов для снижения сопротивления СО и приведения величины теплоотдачи отопительных приборов к номинальным величинам;
- приведение диаметров сужающих устройств к расчетным величинам для поддержания корректной работы систем отопления;
- установка у всех потребителей регуляторов расхода для поддержания расчетного расхода сетевой воды;
- установка у всех абонентов регуляторов температуры ГВС для исключения отклонений от нормативного значения 60 °С;
- проведение энергоаудита с целью определения фактических теплоизоляционных свойств строительных конструкций зданий, фактической тепловой нагрузки зданий, тепловой нагрузки ГВС;
- предусмотреть замену элеваторных узлов системы отопления на узлы с насосным подмешиванием, в том числе и для экономии теплопотребления;
- реализация мероприятий по переходу на закрытую систему теплоснабжения (горячего водоснабжения).

3.1.8 Статистика отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 лет. Статистику восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет

Статистика отказов магистральных и распределительных тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет на трубопроводах в отопительный сезон и ремонтный период АО «Кировская теплоснабжающая компания» представлена в таблице 3.1.7..

Таблица 3.1.7

Год	Срок службы тепловых сетей						Итого
	0 - 5 лет	5 - 10 лет	10 - 15 лет	15 - 20 лет	20 - 25 лет	более 25 лет	
2013	0	0	0	0	0	135	135
2014	0	0	0	0	0	114	114
2015	0	0	0	0	0	109	109
2016	0	0	0	0	0	134	134
2017	0	0	1	0	1	120	122

Из статистики видно, что в основную группу риска входя сети со сроком эксплуатации более 25 лет. Из низкой аварийности сетей моложе 25 лет можно сделать вывод, что тепловые сети в городе эксплуатируются на достаточно высоком уровне, находятся в благоприятных условиях.

Аварий в тепловых сетях, требующих проведения аварийно-восстановительных работ, за истекшие 5 лет в зоне действия Кировской ТЭЦ-3 не было.

3.1.9 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 переключений тепловых сетей.

3.1.10 Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта 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 3.1.8.

Таблица 3.1.9

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

3.1.11 Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) и 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 филиалу «Кировский» ПАО «Т Плюс» представлена в табл. 3.1.10.

Таблица 3.1.10.

Вид теплоносителя	Балансовая принадлежность теплосетей	Эксплуатирующая организация	Периодичность разработки нормативов	Дата проведения	Утвержденный норматив потери тепловой энергии, Гкал	Утвержденный норматив потери теплоносителя (сетевая вода), м3
Вода	ОАО «КТК»	ОАО «КТК»	Ежегодно	2013	135 708	388 454

3.1.12 Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года

Фактические балансы тепловой энергии в зоне действия Кировской ТЭЦ-3 представлены в таблице 3.1.11. Оценка тепловых потерь проводилась на основании фактических данных приборов коммерческого учета, предоставленных за 2014 – 2017 гг. и разработанных энергетических характеристик тепловых сетей по показателю «тепловые потери».

Таблица 3.1.11

Показатель	Ед. Изм.	2014г	2015г	2016г	2017г
Отпуск тепловой энергии от ТЭЦ-3, в т.ч.:	тыс. Гкал	1398,86	1324,49	1343,19	1372,61
с паром	тыс. Гкал	287,12	273,63	264,1	316,61
с горячей водой, в т.ч:	тыс. Гкал	1111,74	1050,86	1079,09	1056
АО «КТК», в т.ч.:	тыс. Гкал	944,937	908,177	936,041	913,314
Потери тепловой энергии в тепловой сети, в том числе:	тыс. Гкал	213,392	205,731	259,784	233,77
- через теплоизоляционные конструкции	тыс. Гкал	166,89	115,23	190,9	203,72
- на подпитку	тыс. Гкал	46,5	90,5	68,88	30,05
Затраты ТЭ на СН тепловой сети	тыс. Гкал	0,764	0,542	0,348	0,764
Поблезный отпуск ТЭ абонентам АО "КТК", в т.ч.	тыс. Гкал	731,545	702,446	676,257	679,544
- изменение относительно 2017 года	тыс. Гкал	52,001	22,902	-3,287	0
Отпуск теплоносителя с ТЭЦ-3	м3	3 210 350,0	3 762 139,0	3 295 020,0	3 038 722,0
Отпуск теплоносителя с ТЭЦ-3 промышленным предприятиям	м3	540 072,0	601 656,0	536 750,0	659 143,0
Отпуск теплоносителя с ТЭЦ-3 для АО «КТК»	м3	2 670 278,0	3 160 483,0	2 758 270,0	2 379 579,0
Потери теплоносителя в сети/подпитка	м3	675 998,6	1 282 649,4	909 263,1	430 507,3
Полезный отпуск теплоносителя абонентам АО "КТК"	м3	1 994 279,4	1 877 833,6	1 849 006,9	1 949 071,7
- изменение относительно 2017 года	м3	45207,7	-71238,1	-100064,8	0,0

Из данных, приведенных в таблице 3.1.11., видно, что фактические потери значительно превышают нормативные. Поскольку величина нормативных потерь отражает фактическое состояние тепловых сетей, т.е. приблизительно соответствует фактическим потерям в тепловых сетях, можно сделать вывод, что сверхнормативные потери являются следствием сверхнормативного потребления тепловой энергии потребителями.

3.1.13 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 отсутствуют.

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

От Кировской ТЭЦ-3 принято качественное регулирование отпуска тепловой энергии в сетевой воде потребителям. Местное регулирование у потребителей тепловой энергии при помощи ИТП осуществляет количественное регулирование. В результате можно говорить о качественно-количественном регулировании на основе температурного графика изменения температуры теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха для источника ТЭ и при помощи регулирующих устройств и автоматики в ИТП.

подавляющее большинство теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии в г. Кирово-Чепецк в зоне действия Кировской ТЭЦ-3 по отоплению присоединены к тепловым сетям по зависимой схеме, по ГВС – по открытой схеме.

В соответствии с требованиями Федерального закона от 07.12.2011 № 417-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении» к 2022 году все потребители в зоне действия открытой системы теплоснабжения должны быть переведены на закрытую схему горячего водоснабжения.

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

Из 1858 точек поставки ресурса только 896 (48%) точек оснащены приборами учета. По данным ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» в 2017 году 66,5% (451,736 тыс. Гкал) начислений произведено расчетным методом. Таким образом, в городе не удовлетворительным образом выполняются требования 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

Начисления расчетным методом проводятся по 968 точкам поставки тепловой энергии, где в 790 точка поставки прибора учета тепловой энергии отсутствуют, в 58 точках поставки – не исправны более 3-х месяцев.

Из 790 точек поставки 206 имеют нагрузку более 0.2 Гкал/час, 584 имеют нагрузку менее 0,2 Гкал/час.

Из 206 точек с нагрузкой более 0,2 Гкал/час техническая возможность по установке прибора учета тепловой энергии подтверждена в 201 точке.

Согласно п.5 ст.13 261-ФЗ до 1 июля 2012 года, а для Республики Крым и города федерального значения Севастополя до 1 января 2019 года собственники жилых домов, за исключением указанных в части 6 настоящей статьи, собственники помещений в многоквартирных домах, введенных в эксплуатацию на день вступления в силу настоящего Федерального закона, обязаны обеспечить оснащение таких домов приборами учета используемых воды, тепловой энергии, электрической энергии, а также ввод установленных

приборов учета в эксплуатацию.

Таким образом, требование п.5 ст.13 261-ФЗ на сегодняшний день выполнено не во полном объеме. Установку приборов учета тепловой энергии предлагается организовать в течении 2018-2019 годов.

Из 584 точек с нагрузкой менее 0,2 Гкал/час техническая возможность по установке прибора учета тепловой энергии подтверждена в 283 точках.

Согласно п.8 ст.13 261-ФЗ до 1 января 2019 года собственники объектов, которые указаны в частях 3 - 7 настоящей статьи и максимальный объем потребления тепловой энергии которых составляет менее чем две десятых Гкал/час, обязаны обеспечить оснащение таких объектов приборами учета используемой тепловой энергии, указанными в частях 3 - 7 настоящей статьи, а также ввод установленных приборов учета в эксплуатацию.

В целях исполнения требований п.8 ст.13 261-ФЗ установку приборов учета тепловой энергии предлагается организовать до 01.01.2019.

Плана по установке общедомовых приборов учета, обеспеченного источником финансирования данного мероприятия в МО «Город Кирово-Чепецк» на сегодня нет. Перечень точек поставки тепловой энергии, где есть возможность установки общедомовых приборов учета тепловой энергии приведен в Приложении 3.

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

Общие положения.

1. Наименование:

- Полное наименование: Диспетчерская служба теплового узла г. Кирово-Чепецка Акционерного общества «Кировская теплоснабжающая компания»;
- сокращенное наименование: ДС КЧ АО «КТК»;
- местонахождение: г. Кирово-Чепецк, территория ТЭЦ-3.

2. В своей деятельности диспетчерская служба ДС КЧ АО «КТК» руководствуется:

- Федеральный закон «О теплоснабжении»;
- Федеральный закон от 21.07.97 N 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов";
- Федеральный закон от 21.12.94 N 69-ФЗ "О пожарной безопасности";
- Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок, зарегистрированы Минюстом России 02.04.2003 рег. №4358;
- Правила оценки готовности к отопительному периоду приказ Минэнерго России от 12.03.2013 N 103 (зарегистрирован Минюстом России 24.04.2013, рег. N 28269);
- Правила устройства электроустановок (издания 6, 7) приказ Минэнерго РФ от 08.07.2002 N 204 "Об утверждении глав Правил устройства электроустановок" (вместе с "Правилами устройства электроустановок. Издание седьмое. Раздел 1. Общие правила. Главы 1.1, 1.2, 1.7, 1.9. Раздел 7. Электрооборудование специальных установок. Главы 7.5, 7.6, 7.10";

- Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей: /Утв. РАО «ЕЭС России» 03.04.97; Изменение № 1/2000 РД 34.03.201-97;
- Правила безопасности при работе с инструментом и приспособлениями, Министерство энергетики РФ РД 34.03.204;
- Правила по ОТ при размещении, монтаже, техническом обслуживании и ремонте технологического оборудования Министерство труда и социальной защиты, приказ от 23.06.2015 №310н;
- Правила по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и размещении грузов, введены приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 17 сентября 2014 г. N 642н, действие с 01.07.2015;
- Правила по ОТ при работах на высоте Министерство труда и социальной защиты, приказ от 28.03.2014 №155н;
- Правила по ОТ при работе с инструментом и приспособлениями, утв. приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 17.08.2015 № 552н;
- Правила по ОТ при эксплуатации тепловых энергоустановок, утв приказом Минтруда и социального развития от 17.08.2015 №551н;
- ФНП Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением, утв. Приказом Ростехнадзора от 25.03.2014 г. № 116;
- ФНП Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения, утверждены приказом Ростехнадзора от 31.12.2013 № 533
- ФНП Правила проведения экспертизы промышленной безопасности, приказ Ростехнадзора №538 от 14.11.2013;
- Правила расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, Постановление правительства РФ от 17.10.2015 №111;
- Положение об организации работы по подготовке и аттестации специалистов и рабочих организаций, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору приказ Ростехнадзора от 29.01.2007 N 37;
- Правила работы с персоналом в организациях электроэнергетики РФ, утверждены приказом Минтопэнерго РФ от 19.02.2000 №49;
- Технический регламент Таможенного союза "О безопасности машин и оборудования" (ТР ТС 010/2011), утвержденный решением Комиссии Таможенного союза от 18.10.2011 N 823;
- Технический регламент Таможенного союза "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением" (ТР ТС 032/2013), принятый Решением Совета Евразийской экономической комиссии от 09.10.2013 N 67;
- Технический регламент о безопасности зданий и сооружений, Федеральный закон от 30.12.2009 №384-ФЗ;

- Правила противопожарного режима в РФ, утверждены Постановлением Правительства РФ от 25.04.2012 №390, введены с 15.05.2012, с изменениями внесенными Постановлением Правительства РФ от 17.02.2014 №113;
- Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий: (3-е изд. с изм. и доп.) /Утв. РАО «ЕЭС России» 09.03.2000 СО 34.03.301-00 (РД 153-34.0-03.301-00);
- Инструкция о мерах пожарной безопасности при проведении огневых работ на энергетических предприятиях: /Утв. Приказом Минэнерго РФ 30.06.2003 № 263 СО 153 - 34.03.305-2003(РД 34.03.305);
- Инструкция по организации и производству работ повышенной опасности: /Утв. РАО «ЕЭС России» 25.07.96 СО 34.03.284-96;
- Типовая Инструкция по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей) РД 153-34.0-20.507-98;
- Инструкция по оказанию первой помощи при несчастных случаях на производстве: /Утв. РАО «ЕЭС России» 21.08.2007 (СО 34.0-03.702-99 (РД 153-34.0-03.702-99));
- Правила внутреннего трудового распорядка АО «КТК»;
- Коллективный договор АО «КТК»;
- Положение об оплате труда работников АО «КТК»;
- Антиалкогольная политика, утвержденная приказом Филиала «Кировский» ПАО «Т Плюс» от 20.06.2017 № 164/1;
- Приказами и распоряжениями ПАО «Т Плюс», Филиала «Кировский» ПАО «Т Плюс», АО «КТК» и другими локальными нормативными актами относящимися к деятельности Теплового узла города Кирово-Чепецка.

Структура и штатная численность подразделения

Диспетчерская служба г. Кирово-Чепецка находится в прямом подчинении и возглавляется заместителем главного инженера по эксплуатации теплового узла г. Кирово-Чепецка.

В состав диспетчерской службы входят: диспетчер теплового узла г. Кирово-Чепецк – 4 человека;

Основные цели и задачи диспетчерской службы

Целями диспетчерской службы г. Кирово-Чепецка являются обеспечения подачи тепловой энергии потребителям в установленными в договорах теплоснабжения и горячего водоснабжения с показателями качества тепловой энергии и теплоносителя, обеспечение заданного уровня готовности и надёжности работы оборудования и тепловых сетей, недопущение нерационального использования материально-технических ресурсов, обеспечение снижения издержек.

Основными задачами диспетчерской службы Теплового узла г. Кирово-Чепецка являются:

- ведение заданных режимов работы тепловых сетей города Кирово-Чепецка
- обеспечение надежного и качественного теплоснабжения потребителей при соблюдении договорных обязательств и установленных нормативно-правовых актов, при условии надлежащего исполнения договорных обязательств со стороны потребителей;
- планирование и вывод в ремонт оборудования и сетей для проведения ремонтных

работ;

- обеспечение устойчивости систем теплоснабжения и теплопотребления;
- обеспечение экономичности работы систем теплоснабжения и рационального использования энергоресурсов при соблюдении режимов теплопотребления;
- предотвращение и ликвидация технологических нарушений при передаче и потреблении тепловой энергии, информирование о технологических нарушениях, согласно положения «об оперативном информировании об авариях и инцидентах несчастных случаях, чрезвычайных ситуациях, пожарах, нарушениях топливоснабжения» в сроки , определённые регламентом.
- организация подготовки к проведению ремонтных работ
- Оперативное руководство дежурной бригадой по обслуживанию тепловых сетей

Функции диспетчерской службы

Для решения определённых перед Диспетчерской службой г. Кирово-Чепецка задач за ним закрепляются следующие функции на территории г. Кирово-Чепецка:

3.1. ведение требуемого режима работы

- Производство переключений, пусков и остановов оборудования и сетей в пределах границ эксплуатационной ответственности установленной в договорах теплоснабжения или нормативных актах
- Локализация аварий и восстановление режимов работы
- Подготовка к производству ремонтных работ
- Прием обращения потребителей по качеству коммунальных услуг по отоплению и горячему водоснабжению;

Права и полномочия диспетчерской службы

Для выполнения возложенных функций диспетчерская служба г. Кирово-Чепецка в лице руководителя – заместителя главного инженера по эксплуатации г. Кирово-Чепецк, а так же других должностных лиц в соответствии с распределением обязанностей (должностными инструкциями) имеет право:

- При обслуживании и контроле над работой теплоэнергетического и иного оборудования обслуживаемого Тепловым узлом г. Кирово-Чепецка АО «КТК»:
- Подавать заявки в диспетчерскую службу г. Кирова на вывод в текущий, капитальный ремонт теплоэнергетического оборудования находящегося на законном основании в эксплуатации Теплового узла г. Кирово-Чепецка, операции с запорной арматурой находящейся в оперативном ведении диспетчера тепловых сетей г. Кирова проводятся только с разрешения диспетчера г. Кирова;
- Принимать заявки от Тепловой инспекции «ЭнергосбыТ Плюс» и обеспечивать их исполнение по выводу в текущий, капитальный, аварийный ремонт теплоэнергетического

оборудования находящегося в эксплуатационной ответственности потребителей в соответствии с договорами поставки тепловой энергии (под потребителями подразумеваются так же управляющие компании, заключившие договоры управления общедомовым имуществом с жителями МКД при непосредственной форме управления) и проводить отключения и включения оборудования и сетей в пределах границ эксплуатационной ответственности. Порядок взаимодействия с тепловой инспекцией определяется отдельным положением

- принимать заявки от жителей, проживающих в многоквартирных домах по которым заключены договоры непосредственного управления общедомовым имуществом по качеству коммунальных услуг по горячему водоснабжению и отоплению;
- требовать допуска персонала в подвалы жилых зданий в которых проходят трубопроводы тепловых сетей, находящихся в обслуживании АО «КТК», а также на территории предприятий от управляющих компаний и потребителей
- вести оперативные переговоры с потребителями и Тепловой инспекцией «ЭнергосбыТ Плюс» по режимам работы сетей и тепловых энергоустановок,
- выполнять оперативные переключения силами закрепленных бригад из числа персонала службы эксплуатации теплового узла г. Кирово-Чепецк
- требовать от тепловой инспекции ЭнергосбыТ Плюс ограничения или отключения потребителей при авариях и инцидентах.

Организация деятельности диспетчерской службы

Управление работой диспетчерской службой теплового узла г. Кирово-Чепецка осуществляет заместитель главного инженера по эксплуатации Теплового узла г. Кирово-Чепецк:

- Диспетчерское управление в тепловом узле г. Кирово-Чепецка осуществляет диспетчерская служба в рамках границ раздела эксплуатационной ответственности и балансовой принадлежности. Диспетчер в смене является оперативным руководителем для оперативно-ремонтного персонала теплового узла г. Кирово-Чепецк и оперативно-ремонтного персонала подразделений АО «КТК», обслуживающих тепловые сети г. Кирово-Чепецка, распоряжения диспетчера обязательны к исполнению оперативным персоналом

- Взаимоотношение с диспетчерской службой г. Кирова и Тепловой инспекцией Энергосбыта осуществляются в соответствии с утверждёнными в установленном порядке положениями о взаимоотношении.

- Дежурный диспетчер ведет оперативный журнал с отражением в нем приёма и сдачи смены, записей об изменении режимов теплоснабжения и теплопотребления, сведений о выводе в ремонт оборудования и выполненных за смену оперативных переключениях, оперативные переговоры с диспетчером АО «КТК», тепловой инспекцией и потребителями подлежат записи в оперативный журнал.

- По итогам работы за каждые сутки на 06-00 диспетчером ночной смены составляется суточный рапорт по установленной форме, который направляется директору АО «КТК», главному инженеру АО «КТК», диспетчеру АО «КТК» и в иные места требования по отдельным указаниям.

- Диспетчер принимает обращения потребителей (жителей МКД) по качеству коммунальных услуг по жилым домам с непосредственной формой управления и домам где по

договорам теплоснабжения и горячего водоснабжения АО «КТК» является поставщиком коммунальных услуг (публичные договоры), а также по домам частного сектора. Сведения о принятых обращениях и принятии решений и действий по ним вносятся диспетчером в специальный журнал.

- Диспетчер руководит переключениями выполняемыми оперативно-ремонтным персоналом службы эксплуатации по заявкам и программам переключений.

- Диспетчер осуществляет контроль за работой оборудования насосных станций по АРМ и контроль за дежурным персоналом, находящихся на насосных станциях не реже одного раза в час, при необходимости выезжает на насосные станции.

- Диспетчер ведет постоянный контроль за параметрами сети по отдельным магистралям по АРМ Теплосчётчики, принимает меры по поддержанию заданных параметров информируя диспетчера АО «КТК», который в свою очередь принимает меры по режимам работы оборудования ТЭЦ-3.

- При ликвидации технологических нарушений на сетях диспетчер руководит выявлением нарушения, принятием мер по локализации источника опасности (горячая вода, провалы на сети, запарение территорий и дорог, обледенение путей движения транспорта и пешеходов и т.п.), вызывает аварийные бригады ЦРС и при необходимости дополнительный персонал службы эксплуатации, обеспечивает оперативное взаимодействие с Тепловой инспекцией Энергосбыта, передает оперативную информацию по линии диспетчерского управления, городским экстренным службам и руководителю теплового узла г. Кирово-Чепецк согласно действующего порядка информирования. При необходимости выдает наряд на работы ремонтному персоналу ЦРС или выступает в качестве допускающего при допуске по наряду, оперативно контролирует ход ремонтных работ и состояние сетей и оборудования потребителей, отключенных на период ремонта через Тепловую инспекцию Энергосбыта, организует и контролирует заполнение сетей и систем теплоснабжения после ремонта, контролирует включение систем теплоснабжения через Тепловую инспекцию Энергосбыта. В ходе ликвидации технологического нарушения диспетчер оформляет документы предусмотренные установленным на предприятии порядком

- Диспетчер контролирует допуски бригад (как персонала Теплового узла, так и персонала подрядных организаций) по нарядам и распоряжениям ведет записи о начале и окончании работ в оперативном журнале.

- Работы на оборудовании находящемся в оперативном управлении диспетчера АО «КТК» проводятся под его оперативным руководством

- Работы на оборудовании находящемся в оперативном ведении диспетчера АО «КТК» проводятся с его разрешения.

Заключительные положения

Положение о диспетчерской службе г. Кирово-Чепецк разработано в соответствии с Приказом Филиала «Кировский» ПАО «Т плюс» № 244 от 01.11.2016 г.

3.1.17 Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций

НПС-1 и НПС-2 работают в автоматическом режиме с применением ЧРП. Обслуживание НПС проводится по графикам ППР в необходимых объемах.

3.1.18 Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

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).

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

Перечень бесхозяйных сетей в г. Кирово-Чепецке приведен в табл. 3.1.11.

Таблица 3.1.11

№ п/п	Наименование	Год ввода	Местоположение	Ду, мм	Длина в двухтрубном исчислении (данные КТК)
1	участок т/с	н/д	Кировская область, г. Кирово-Чепецк, от ТК-6-11 в сторону ЦТП ФКУ ИК-5 УФСИН России по Кировской области	200	150,69
2	участок т/с	1978	Кировская область, г. Кирово-Чепецк, от ТК-9-13 до здания паталогоанатомического корпуса МСЧ-52 (в двухтрубном исполнении)	70	76,64
3	участок т/с	1978	Кировская область, г. Кирово-Чепецк, от ТК-9-12 до здания детского отделения МСЧ-52 (в двухтрубном исполнении)	70	63,19
4	участок т/с	1978	Кировская область, г. Кирово-Чепецк, от ТК-9-08 до здания стоматологического корпуса МСЧ-52 (в двухтрубном исполнении)	80	40,21
5	участок т/с	1978	Кировская область, г. Кирово-Чепецк, от ТК-5-08-2 до здания прачечной МСЧ-52 (в двухтрубном исполнении)	50	26,31
6	участок т/с	1994	Кировская область, г. Кирово-Чепецк, от ТК7-02 до ТК7-02-01 по ул. Ленина (ДК "Янтарь") (в двухтрубном исполнении)	100	97,32
7	участок т/с	н/д	Кировская область, г. Кирово-Чепецк, ул. Калинина, 26-28	100/70/50	82,66
8	участок т/с	н/д	Кировская обл., г.Кирово-Чепецк, территория ЦРБ. От Уз.14-6а по ул. Первомайской до здания роддома через здания Лаборатории и Адм. Корпуса	100/80/50	347,8
9	участок т/с	н/д	Кировская обл., г. Кирово-Чепецк, территория ЦРБ. От Уз.14-6б по ул. Первомайской до здания поликлиники	50	58,12
10	участок т/с	н/д	Кировская обл., г.Кирово-Чепецк, территория ЦРБ. От Уз.14-6в по ул. Первомайской до терапевтического корпуса и инфекционного	100/80/50	199,78
11	участок т/с	н/д	Кировская обл., г.Кирово-Чепецк, Территория ЦРБ. От Тк3-46 до неврологического корпуса	50	26,64

№ п/п	Наименование	Год ввода	Местоположение	ДУ, мм	Длина в двухтрубном исчислении (данные КТК)
12	участок т/с	н/д	Кировская обл., г.Кирово-Чепецк, МСЧ-52, от Тк9-14 до здания Роддома.	80	62,88
13	участок т/с	н/д	Кировская обл., г.Кирово-Чепецк, МСЧ-52, от Тк9-14 до здания поликлиники ч/з Тк9-15	150/125	123,95
14	участок т/с	н/д	Кировская обл., г. Кирово-Чепецк, от Тк5-17 до Тк5-17-1, от Тк5-17-1 до зд-я Общежития пр.Мира	125/80	121,78
15	участок т/с	н/д	Кировская обл., г.Кирово-Чепецк, от Тк6-09 ч/з ЦТП до стены здания Типографии 1	100/70/50	238,95
16	участок т/с	н/д	Кировская обл., г.Кирово-Чепецк, от Тк3-45-1 здания 38 ул. Калинина и гаража	50/32	44,9
17	участок т/с	н/д	Кировская обл., г.Кирово-Чепецк, от Тк 6-04 по ул. Строительной до здания проходной (ул. Строительная, 2)	100/70	243,59
18	участок т/с	н/д	Кировская обл., г.Кирово-Чепецк, от Тк 5-02 ул. Сосновая, до здания по ул. Ленина, 24	100	49,59
19	участок т/с	н/д	Кировская обл., г.Кирово-Чепецк, отпайки от ТК 5-02-5, Тк 5-02-6, Тк 5-02-7 по ул. Ленина, 32	50	39,82
20	участок т/с	н/д	Кировская обл., г.Кирово-Чепецк, от Тк 2-27-1 до здания проезд Лермонтова, 14а	50	55,38
21	участок т/с	н/д	Кировская обл., г.Кирово-Чепецк, от Тк 3-36-4 до здания просп. Кирова, 16	80	21,09
22	участок т/с	н/д	Кировская обл., г.Кирово-Чепецк, от Тк 1-07-1 до здания просп. Мира, 28	70	24,06
23	участок т/с	н/д	Кировская обл., г.Кирово-Чепецк, от Тк 17-3-2 ч/з Тк 17-3-3 до здания ул. Некрасова, 29/3	70/50	49,72
24	участок т/с	н/д	Кировская обл., г.Кирово-Чепецк, от Тк 7-07-3 до здания проезд Базовый, 7	50	33,05
25	участок т/с	н/д	Кировская обл., г.Кирово-Чепецк, от Тк 4-20-18 до здания ул. Энгельса, 20а	50	21,51
26	участок т/с	н/д	Кировская обл., г.Кирово-Чепецк, от УП -1 до здания гаража и архива КОГКУ «Центр занятости населения К-Чепецкого района»	50	9,78
27	участок т/с	н/д	Кировская обл., г.Кирово-Чепецк, от н.о.-35 до точки врезки «С». Колония-поселение №21	200	121,93
28	участок т/с	н/д	Кировская обл., г.Кирово-Чепецк, от Тк 2-17-2 до зд-я проезд Дзержинского, 6а	50	45,67
29	участок т/с	н/д	Кировская обл., г.Кирово-Чепецк, от Тк 6-17-4 по ул. Ленина до здания Воскресной школы по ул. Колхозной	80/70/50	275,07
30	участок т/с	н/д	Кировская обл., г.Кирово-Чепецк, от отметки 7н.о.-25 до ЦТП на территории ОАО «ВЭЛКОНТ»	400	42,04

Примечание:

Участок т/с – участок тепловой сети;

н/д – нет данных

3.1.20 Данные энергетических характеристик тепловых сетей

Энергетические характеристики тепловых сетей системы теплоснабжения г. Кирово-Чепецк на балансе ОАО «Кировская теплоснабжающая компания», разработаны в 2013 году [6].

Сопоставление фактических эксплуатационных потерь сетевой воды с расчетными (нормативными) значениями по системе теплоснабжения г. Кирово-Чепецк за 2017 г. представлено в таблице 3.1.12.

Таблица 3.1.12

Месяц	Всего ПСВ по системе теплоснабжения норматив, м ³	Всего подпитка по системе теплоснабжения факт, м ³	Превышение фактической подпитки над нормативными ПСВ, м ³	Превышение фактической подпитки над нормативными ПСВ, %
январь	39176,0	27881,1	-11294,9	-41%
февраль	35384,8	24905,9	-10478,9	-42%
март	39176,0	55024,3	15848,3	29%
апрель	37912,2	36808,2	-1104,0	-3%
май	33278,5	17997,6	-15280,9	-85%
июнь	32014,8	59931,2	27916,4	47%
июль	33278,5	14958,5	-18320,0	-122%
август	39176,0	32343,4	-6832,6	-21%
сентябрь	37912,2	26538,1	-11374,1	-43%
октябрь	39176,0	44049,4	4873,4	11%
ноябрь	37912,2	30451,1	-7461,1	-25%
декабрь	39176,0	57594,8	18418,8	32%
Итого	443573,3	428483,4	-15089,9	-4%

Результаты сравнений технологических тепловых потерь через тепловую изоляцию и с утечкой при фактических среднемесячных температурах сетевой воды и окружающей среды в системе теплоснабжения АО «КТК» с их нормируемыми значениями представлены в таблице 3.1.13.

Таблица 3.1.13

Месяц	Фактические технологические тепловые потери, Гкал	Нормируемые тепловые потери, Гкал	Относительное превышение тепловых потерь
Январь	27363,4	19638,8	1,39
Февраль	24810,7	17798,4	1,39
Март	23744,5	15812,2	1,50
Апрель	18005,7	12202,3	1,48
Май	17480,4	12581,2	1,39
Июнь	16736,9	11221,8	1,49
Июль	8877,5	5990,9	1,48
Август	16533,1	10996,8	1,50
Сентябрь	15857,3	11105,4	1,43
Октябрь	17170,2	11607,2	1,48
Ноябрь	20161,7	13796,7	1,46
Декабрь	27028,6	18492,2	1,46
Годовые значения	233770,1	161244,0	1,45

Из таблицы 3.1.13 видно, что фактические тепловые потери значительно превосходят нормативные. Из таблицы 3.1.12. можно сделать вывод, что потери с утечкой соответствуют

нормативным. Поэтому основными причинами превышения являются износ и частичное отсутствие изоляции на тепловых сетях и сверхнормативное потребление абонентов

Результаты сравнения нормируемого и фактического значений удельного среднечасового расхода сетевой воды $g_{ст}^H$ (м³/Гкал) в подающей линии тепловой сети на отпуск тепловой энергии при характерных значениях температуры наружного воздуха представлены в таблице 4.2.14

Таблица 3.1.14

Характерные значения температуры наружного воздуха	$g_{норм.ст}^H$, м ³ /Гкал	$g_{факт.ст}^H$, м ³ /Гкал	Отклонение, %
$t_{н=} +10$ °С	37,9	44,10	16,4%
$t_{н и=} +3$ °С	34,9	35,00	0,3%
$t_{н п=} -6$ °С	25,0	25,90	3,6%
$t_{н п=} -6$ °С	23,4	26,30	12,4%
$t_{н с=} -20$ °С	16,6	17,30	4,2%
$t_{н р=} -33$ °С	15,0	16,85	12,3%

Исходя из таблицы 3.1.12 видно, что потери с утечкой соответствуют нормативным. Следовательно можно сделать вывод, что превышение фактического удельного среднечасового расхода сетевой воды над нормативным значением является следствием сверхнормативного потребления воды абонентами при открытой схеме, существующей в городе.

Нормируемая разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах системы теплоснабжения $\Delta t_{ст}^H$ (°С) представлена в таблице 3.1.15.

Таблица 3.1.15

Характерные значения температуры наружного воздуха	Δt_{Σ}^{Φ} , °С	$\Delta t_{1тп}^{\Phi}$, °С	$\Delta t_{2тп}^{\Phi}$, °С	$\Delta t_{ст}^H$, °С	$\Delta t_{1ст}^H$, °С	$\Delta t_{2ст}^H$, °С
$t_{н=} +10$ °С.	16	0	6	22	70	48
$t_{н и=} +3$ °С.	23	0	3	26	70	44
$t_{н п=} -6$ °С.	30	3	4	37	86	49
$t_{н п=} -6$ °С.	33	2	2	37	86	49
$t_{н с=} -20$ °С.	51	0	6	57	117	60
$t_{н р=} -33$ °С.	54	4	7	65	121	56

Результаты сравнения нормируемого и фактического удельного расхода электроэнергии на транспорт тепловой энергии в системе теплоснабжения при каждом характерном значении температуры наружного воздуха и для тепловых сетей системы теплоснабжения г. Кирово-Чепецк, находящихся на балансе АО «КТК» представлены в таблице 3.1.16.

Таблица 3.1.16

Характерные значения температуры наружного воздуха	Показатель	$t_{н=}10$ °С	$t_{н и=}3$ °С	$t_{н п=} -6$ °С	$t_{н п=} -6$ °С	$t_{н с=} -20$ °С	$t_{н р=} -33$ °С
		Суммарная электрическая мощность, используемая при транспорте и распределении тепловой энергии, при соответствующей температуре наружного воздуха, кВт	норма	409,0	409,7	412,9	398,0
	факт	409,0	409,7	412,9	398,0	402,6	397,6

Характерные значения температуры наружного воздуха	Показатель	$t_{н.}=10\text{ }^{\circ}\text{C}$	$t_{н.и}=3\text{ }^{\circ}\text{C}$	$t_{н.п}=-6\text{ }^{\circ}\text{C}$	$t_{н.п}=-6\text{ }^{\circ}\text{C}$	$t_{н.с}=-20\text{ }^{\circ}\text{C}$	$t_{н.р}=-33\text{ }^{\circ}\text{C}$
Часовой средний за сутки расход тепловой энергии, отпускаемый всеми источниками тепловой энергии в системе теплоснабжения при соответствующей температуре наружного воздуха, Гкал/ч	норма	116,0	126,9	180,0	180,0	261,9	286,7
	факт	116	126,8	180	180	261,7	286,5
Удельный расход электроэнергии на транспорт тепловой энергии в системе теплоснабжения при каждом характерном значении температуры наружного воздуха, кВт·ч/Гкал	норма	3,5	3,2	2,3	2,2	1,5	1,4
	факт	3,5	3,2	2,3	2,2	1,5	1,4

На основе электронной модели схемы теплоснабжения города Кирово-Чепецка проведены расчеты гидравлических режимов. Основываясь на этих расчетах дано заключение, что потребности в строительстве новых тепловых сетей или в реконструкции существующих с увеличением диаметров нет.

3.2.3 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 тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам

Основная часть существующих магистральных и квартальных трубопроводов тепловых сетей в микрорайоне Каринторф была введена в эксплуатацию с 1972 по 1981 гг. Таким образом, доля существующих тепловых сетей со сроком эксплуатации более 30 лет составляет порядка 100,0 %.

Параметры тепловых сетей приведены в таблице 3.2.1.

Таблица 3.2.1

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, пм	Диаметр подающего трубопровода, м	Диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год прокладки	Материальная характеристика, м ²
1	Котельная	ТК-02	93	325	325	Надземная	1972	28,737
2	ТК - 02	ТК -3	211	273	273	Подземная канальная	1972	54,649
3	ТК - 3	ТК -30	133	219	219	Подземная канальная	1972	27,531
4	ТК - 30	ТК -51	161	219	219	Надземная	1973	33,327
5	ТК - 51	ТК - 64	276	159	159	Надземная	1973	41,4
6	ТК - 64	ТК -68	310	159	159	Подземная канальная	1973	46,5
7	ТК - 68	ТК -70	71	100	100	Надземная	1975	7,1
8	ТК - 70	Участковая д.4, 4а, 5	60	82	82	Надземная	1977	4,92
9	ТК - 66	а. 102	163	100	100	Подземная канальная	1978	16,3
10	ТК - 62	ТК -60	151	100	100	Подземная канальная	1978	15,1
11	ТК - 68	ТК -58	200	100	100	Подземная канальная	1978	20
12	ТК - 50	ТК -46	145	159	159	Подземная канальная	1978	21,75
13	ТК - 01	ЖДЦ	145	89	89	Надземная	1978	11,89
14	ТК -02	а. 46	350	100	100	Надземная	1978	35
15	ТК - 3	ТК -22	440	159	159	Надземная	1978	66
16	Уз. 35	Уз. 43	135	100	100	Надземная	1978	13,5
17	Уз. 33	а. 39	200	57	57	Надземная	1978	10

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, пм	Диаметр подающего трубопровода, м	Диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год прокладки	Материальная характеристика, м ²
18	ТК - 8а	Уз. 30	214	100	100	Подземная канальная	1979	21,4
19	Уз. 28	Уз. 29	185	89	89	Подземная канальная	1979	15,17
20	Уз. 26	а. 27	160	89	89	Подземная канальная	1979	13,12
21	ТК -51	ТК -15	204	100	100	Надземная	1981	20,4
22	ТК -30	ТК -49а	330	150	150	Подземная канальная	1981	49,5
23	ТК -49а	ТК -42	84	100	100	Подземная канальная	1981	8,4
24	Уз. 80	Уз. 66	186	89	89	Надземная	1981	15,252
25	ТК-49а	а. 72	46	100	100	Подземная канальная	1981	9,2
26	ТК-49а	а. 66	92	100	100	Надземная	1981	18,4
27	ТК -66	а 101	163	100	100	Подземная канальная	1981	16,3
28	ТК -43а	а. 51	225	100	100	Подземная канальная	1981	22,5

3.2.4 Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях, описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов

В зоне теплоснабжения котельной МКР Каринторф применяется преимущественно стальная арматура. Тепловые пункты, камеры и павильоны представляют собой сборные железобетонные конструкции, предназначенные для прокладки подземных и надземных 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.

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

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. 3.2.2.

Температурный график 95-70 °С

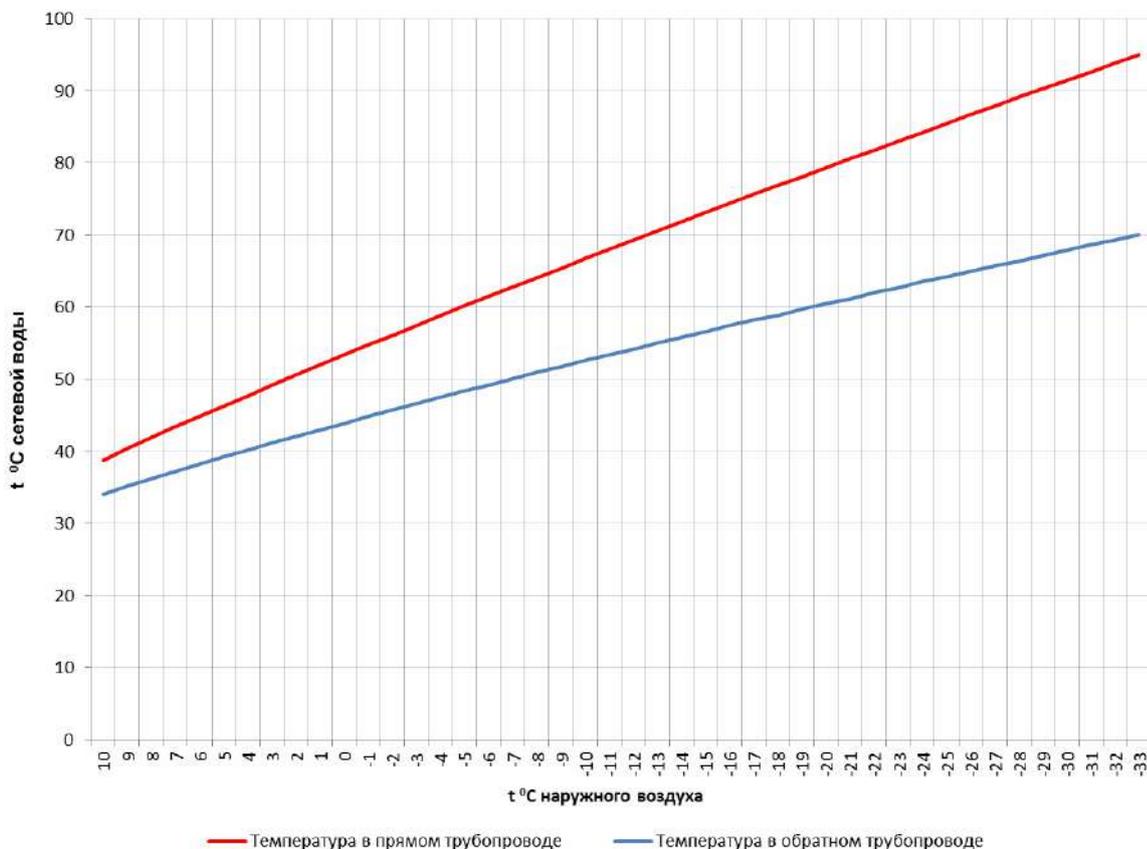


Рис. 3.2.2. Температурный график отпуска тепловой энергии от котельной микрорайона Каринторф

3.2.6 Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети 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 2017 г., 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. 3.2.3.

Результаты сравнений фактических значений температур сетевой воды в подающих трубопроводах системы теплоснабжения от котельной микрорайона Каринторф с их нормируемыми значениями за отопительный период 2017 – 2018 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 2017 – 2018 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.

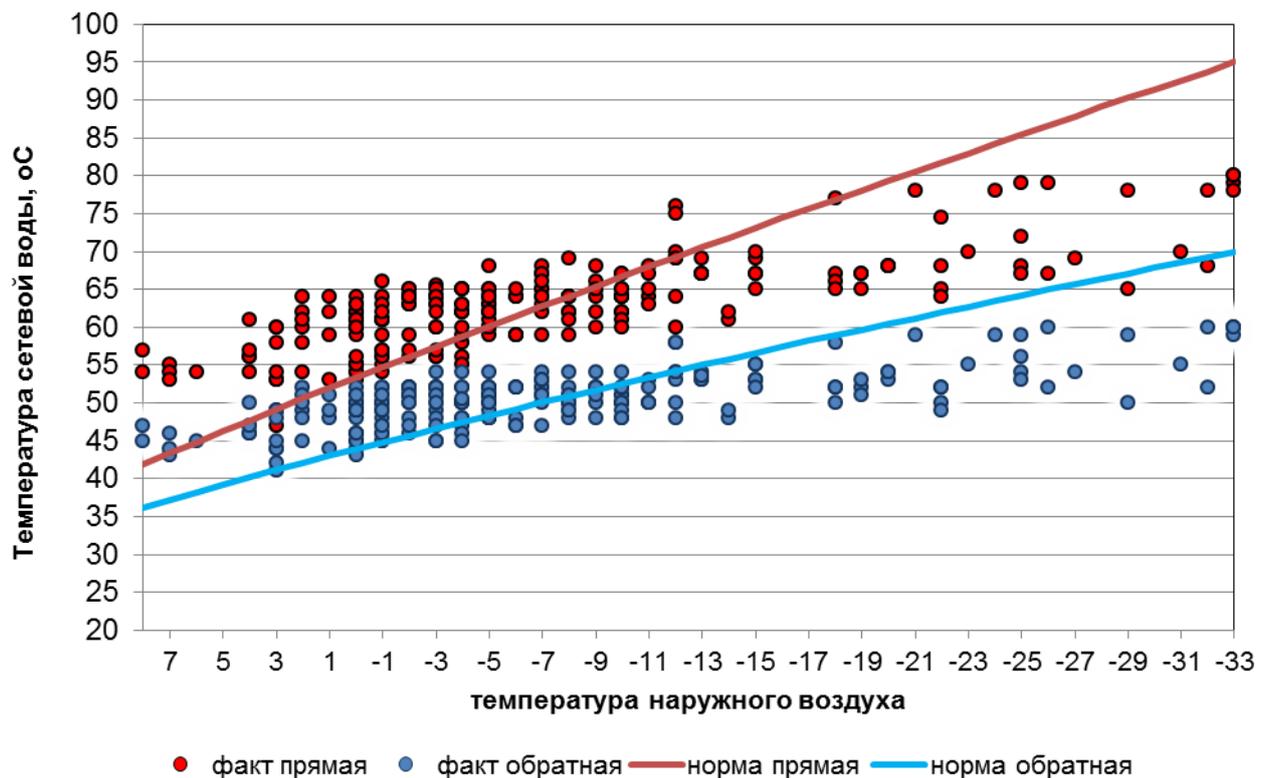


Рис. 3.2.3. Сравнение фактической температуры сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах с температурным графиком отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной микрорайона Каринторф

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 2017 г. представлены в табл. 3.2.2.

Таблица 3.2.2

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	-14,6	71	72,6	-2,3%
Февраль	-8,5	63	64,9	-3,0%
Март	-1,3	58	55,1	5,0%
Апрель	2	54	50,6	6,3%
Сентябрь	9,9	41	40,2	2,0%
Октябрь	3	51	49,2	3,5%
Ноябрь	-1,5	57	55,4	2,8%
Декабрь	-5,5	64	60,9	4,8%

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 2017 г.

представлены в таблице 3.2.3.

Таблица 3.2.3

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	-14,6	58	56	3,4%
Февраль	-8,5	54	53	1,9%
Март	-1,3	47	47	0,0%
Апрель	2	43	43	0,0%
Сентябрь	9,9	37	35,0	5,4%
Октябрь	3	42	41,2	1,9%
Ноябрь	-1,5	47	47,1	-0,2%
Декабрь	-5,5	52	48,8	6,2%

3.2.7 Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей

Расчёты гидравлических режимов работы тепловой сети от котельной МКР Каринторф произведены по состоянию на 2018 г. Расчетный участок тепловой сети показан на рисунке 3.2.4. Результаты гидравлических расчетов участка тепловой сети от котельной МКР Каринторф приведены в табл. 3.2.4. и рис. 3.2.5.



Рис. 3.2.4. Расчетный участок тепловой сети от котельной мкр. Каринторф

Таблица 3.2.4

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
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	151.7	2.3

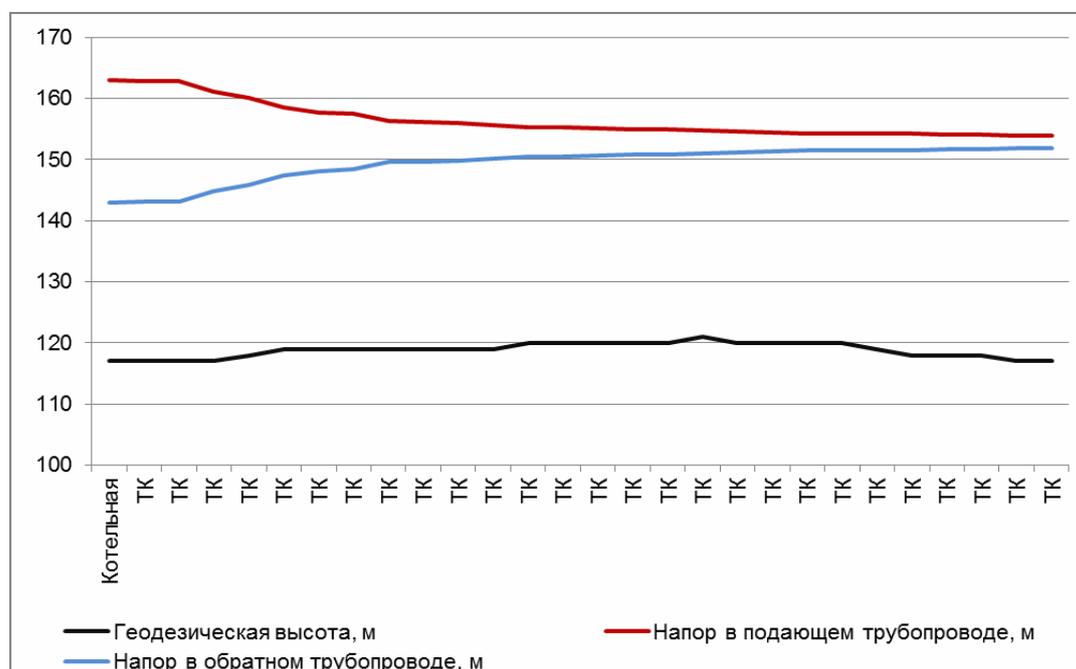


Рис. 3.2.5. Пьезометрический график работы тепловой сети от котельной мкр. Каринторф в 2018 г.

На основании проведенных гидравлических расчетов системы теплоснабжения МКР Каринторф по состоянию на 2018 г. можно сделать вывод, что располагаемые напоры на вводе в тепловые пункты конечных абонентов тепловой сети достаточны.

3.2.8 Статистика отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 лет. Статистику восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет

Статистика отказов магистральных и распределительных тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет на трубопроводах в отопительный сезон и ремонтный период ООО «Рубеж» не представил.

Аварий в тепловых сетях, требующих проведения аварийно-восстановительных работ, за истекшие 5 лет в зоне действия котельной МКР Каринторф не было.

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

Процедуры диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов трубопроводов тепловых сетей в системе теплоснабжения от котельной МКР Каринторф 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 переключений тепловых сетей.

3.2.10 Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта 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 3.2.5.

Таблица 3.2.5

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

3.2.11 Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) и 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.

Нормативы технологических потерь в тепловых сетях в МКР Каринторф не утверждены.

3.2.12 Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям

Фактические и перспективные балансы тепловой энергии в зоне действия котельной МКР Каринторф представлены в таблице 3.2.6. Следует отметить, что в период 2010 – 2013 гг. тепловые потери находились в диапазоне 4,7 – 7,4 %.

Таблица 3.2.6

Показатель	Ед. Изм.	2014г	2015г	2016г	2017г
Отпуск тепловой энергии	Гкал	13506,2	12336,1	13240	14443,3
Потери тепловой энергии в тепловой сети, в том числе:	Гкал	1903,4	1120	1120	2 030,0
Доля потерь тепловой энергии	%	14,1%	9,1%	8,5%	14,1%
- через теплоизоляционные конструкции	Гкал	н/д	н/д	н/д	н/д
- на подпитку	Гкал	н/д	н/д	н/д	н/д
Затраты ТЭ на СН тепловой сети	Гкал	0	0	0	0
Полезный отпуск ТЭ абонентам	Гкал	11602,8	11216,1	12120	12 413,3
Отпуск теплоносителя	м3	0	0	0	0
Потери теплоносителя в сети/подпитка	м3	н/д	н/д	н/д	н/д
Доля потерь теплоносителя	%	-	-	-	-
Полезный отпуск теплоносителя абонентам	м3	0	0	0	0

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

По информации теплоснабжающей организации, предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и рекомендации по устранению недостатков отсутствуют.

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

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.

Потребителей тепловой энергии подключены по зависимой схеме.

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

По всем 103 точкам поставки ресурса начисления осуществляются расчетным путем.

Точек поставки с нагрузкой более 0.2 Гкал/час нет.

Согласно п.8 ст.13 261-ФЗ до 1 января 2019 года собственники объектов, которые указаны в частях 3 - 7 настоящей статьи и максимальный объем потребления тепловой энергии которых составляет менее чем две десятых Гкал/час, обязаны обеспечить оснащение таких объектов приборами учета используемой тепловой энергии, указанными в частях 3 - 7 настоящей статьи, а также ввод установленных приборов учета в эксплуатацию.

В целях исполнения требований п.8 ст.13 261-ФЗ установку приборов учета тепловой энергии предлагается организовать до 01.01.2019.

Плана по установке общедомовых приборов учета, обеспеченного источником финансирования данного мероприятия в МО «Город Кирово-Чепецк» на сегодня нет. Перечень точек поставки тепловой энергии, где есть возможность установки общедомовых приборов учета тепловой энергии не определен.

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

На котельной МКР Каринторф организовано круглосуточное дежурство персонала по сменному графику. Численность персонала котельной 8 человек.

3.2.17 Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций

Насосных станций и ЦТП в зоне теплоснабжения котельной МКР Каринторф нет.

3.2.18 Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

Защиты тепловых сетей от превышения давления в тепловых сетях от котельной МКР Каринторф не предусмотрено..

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

Бесхозяйных сетей в зоне теплоснабжения котельной МКР Каринторф не выявлено.

3.2.20 Данные энергетических характеристик тепловых сетей

Энергетические характеристики тепловых сетей системы теплоснабжения в МКР Каринторф не разработаны.

Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии.

4.1. Расположение источников теплоснабжения в г. Кирово-Чепецке

В границах МО «Город Кирово-Чепецк» имеются зоны действия четырех источников теплоснабжения.

Кировская ТЭЦ-3 принадлежит ПАО «Т Плюс». Станция фактически состоит из двух независимых источников тепловой и электрической энергии: ПГУ Кировской ТЭЦ-3 и старой (неблочной) части Кировской ТЭЦ-3.

Котельной в МКР Каринторф находится в собственности ООО «Рубеж» (ИНН/КПП 4346045010 / 434501001).

Котельная ИК-11 г. Кирово-Чепецк находится в собственности ФКУ «База материально-технического и военного снабжения УФСИН по Кировской области».

Котельная «Уралхим» находится в собственности АО «Объединенная химическая компания «Уралхим».

Схема расположения источников теплоснабжения МО «Город Кирово-Чепецк» приведена на рис. 4.1.1.

В табл. 4.1.1. приведены полезный отпуск тепловой энергии и тарифы на тепловую энергию для источников теплоснабжения МО «Город Кирово-Чепецк».

Таблица 4.1.1

Наименование производителя тепловой энергии	Выработка тепловой энергии за 2017 год, Гкал	Тариф на тепловую энергию в воде, руб/Гкал	
		с 01.01.2018 г.	с 01.07.2018 г.
Кировская ТЭЦ-3 (ПГУ)	493 427,0	732,55	740,80
Кировская ТЭЦ-3 (старая часть)	562 571,0	863,73	1057,59
Котельная МКР Каринторф (собственность ООО «Рубеж»)	14 763,3	1659,2	1715,3
ФКУ «База материально-технического и военного снабжения УФСИН по Кировской области» (котельная ИК-11 г. Кирово-Чепецк)	9 618,8	1568,9	1716,4
АО «Объединенная химическая компания «Уралхим»	176 173,0	985,6	1005,9

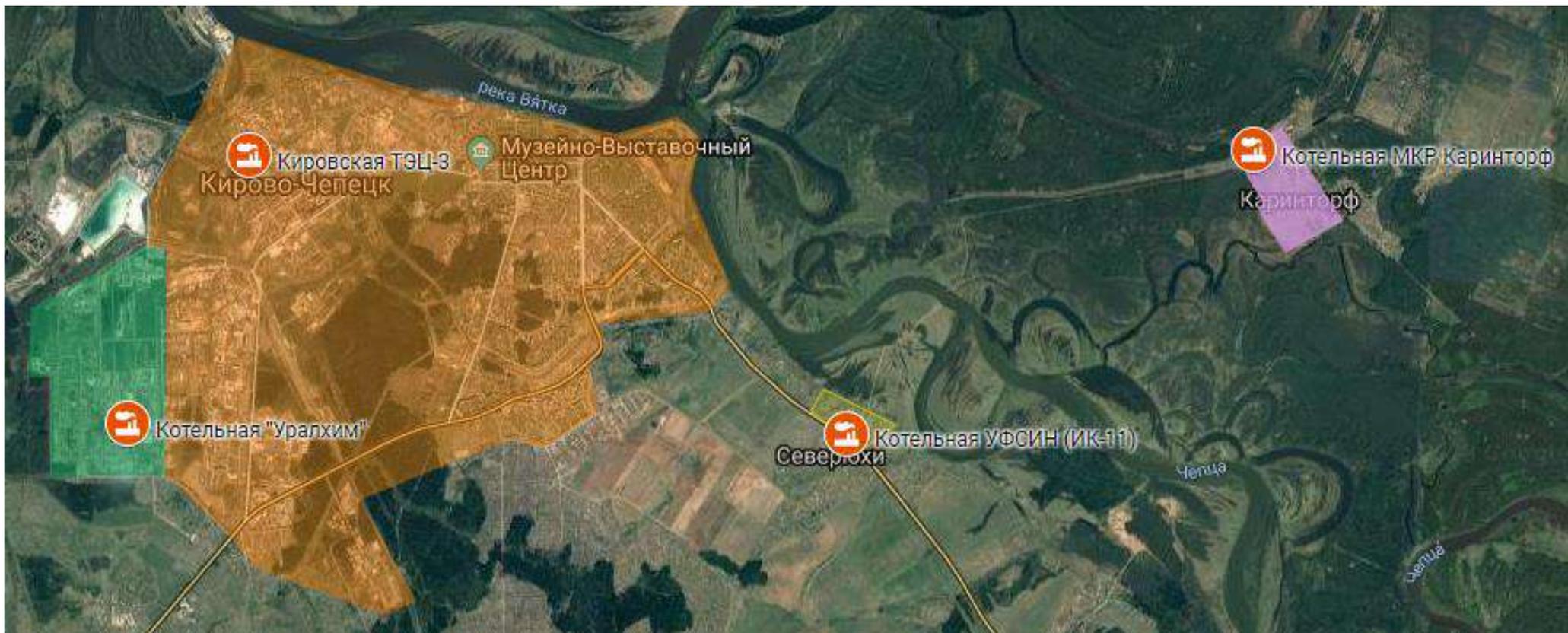


Рис. 4.1.1. Схема расположения источников теплоснабжения в г. Кирово-Чепецк

4.2. Зона действия Кировской ТЭЦ-3

Зона действия, образованная на базе источника тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии – Кировской ТЭЦ-3 приведена на рис. 4.2.1.

Источник тепловой энергии в рассматриваемой зоне деятельности находится на балансе филиала «Кировский» ПАО «Т Плюс», тепловые сети, преимущественно, на балансе АО «КТК».

Код зоны деятельности в настоящей Схеме теплоснабжения – 001.



Рис. 4.2.1. Зона действия Кировской ТЭЦ-3

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 «Конструктив», ООО «ВВКС» и других промышленных предприятий г. Кирово-Чепецк.

В зоне радиуса эффективного теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3 находится котельная «Уралхим».

4.3. Зона действия котельной МКР Каринторф

Зона действия, образованная на базе источника тепловой энергии – котельной МКР Каринторф (котельная БМК 8,0) приведена на рис. 4.3.1. Данная котельная является единственным источником тепловой мощности на нужды отопления и вентиляции микрорайона Каринторф.

Источник тепловой энергии в рассматриваемой зоне деятельности находится на балансе ООО «Рубеж», тепловые сети – на балансе МУП «Коммухоз», в аренде ООО «Рубеж».

Код зоны деятельности в настоящей Схеме теплоснабжения – 002.

В зоне радиуса эффективного теплоснабжения котельной МКР Каринторф других источников теплоснабжения нет.

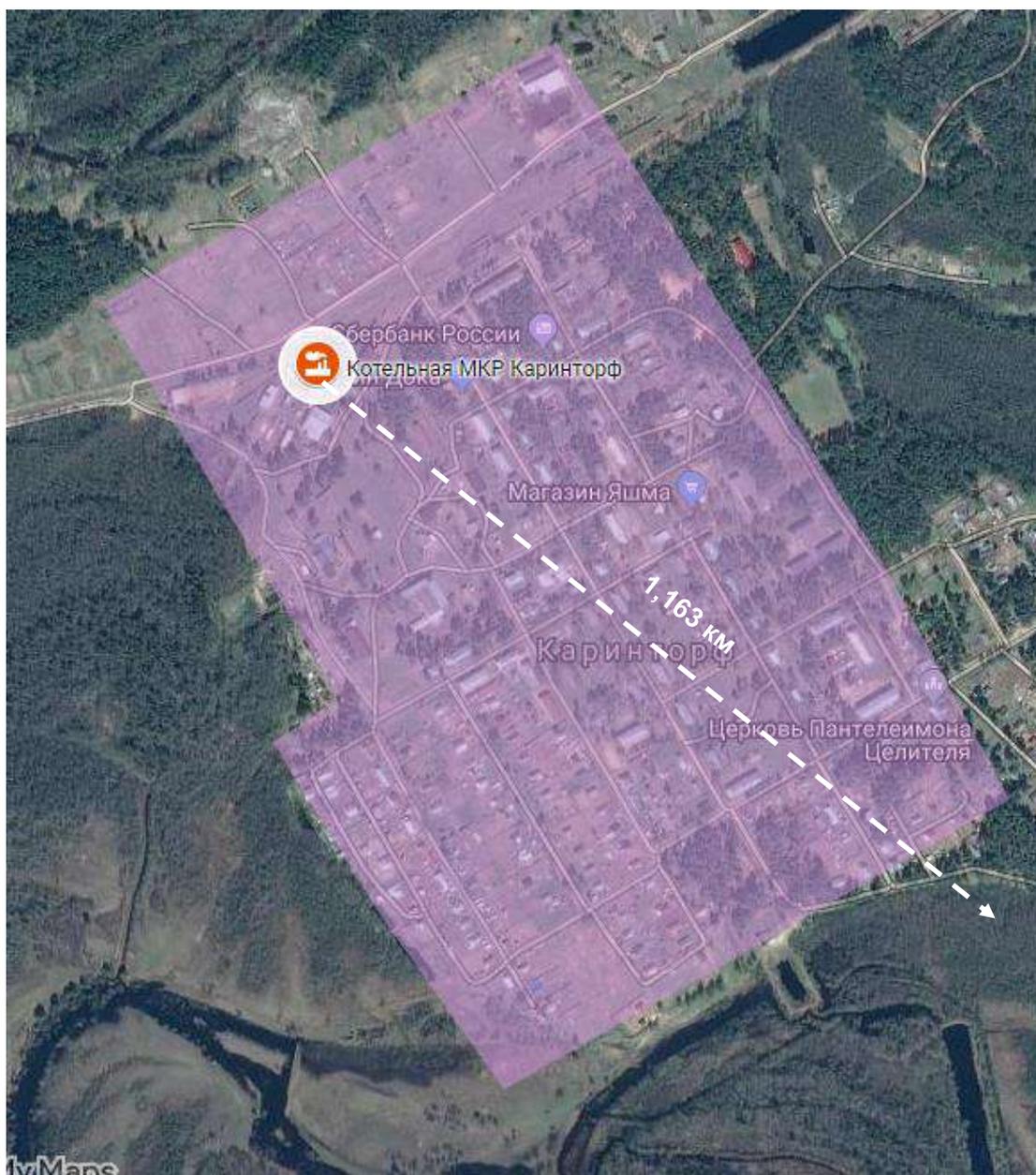


Рис. 4.3.1. Зона действия котельной МКР Каринторф

4.4. Зона действия котельной ФКУ «База материально-технического и военного снабжения УФСИН по Кировской области» (котельная ИК-11 г. Кирово-Чепецк)

Зона действия, образованная на базе источника тепловой энергии – котельная ФКУ «База материально-технического и военного снабжения УФСИН по Кировской области» (котельная ИК-11 г. Кирово-Чепецк) приведена на рис. 4.4.1.

Источник тепловой энергии в рассматриваемой зоне деятельности находится на балансе ФКУ «База материально-технического и военного снабжения УФСИН по Кировской области», тепловые сети – на балансе ФКУ «База материально-технического и военного снабжения УФСИН по Кировской области».

Код зоны деятельности в настоящей Схеме теплоснабжения – 003.



Рис. 4.4.1. Зона действия котельная ФКУ «База материально-технического и военного снабжения УФСИН по Кировской области» (котельная ИК-11 г. Кирово-Чепецк)

4.5. Зона действия котельной АО «Объединенная химическая компания «Уралхим»

Зона действия, образованная на базе источника тепловой энергии – котельная АО «Объединенная химическая компания «Уралхим» приведена на рис. 4.5.1.

Источник тепловой энергии в рассматриваемой зоне деятельности находится на балансе АО «Объединенная химическая компания «Уралхим», тепловые сети – на балансе АО «Объединенная химическая компания «Уралхим».

Код зоны деятельности в настоящей Схеме теплоснабжения – 004.



Рис. 4.5.1. Зона действия котельная АО «Объединенная химическая компания «Уралхим»

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

5.1. Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления

5.1.1 Принятая сетка расчетных элементов территориального деления города Кирово-Чепецк

В соответствии с п. 28 Приказа Министерства регионального развития Российской Федерации от 1 октября 2013 г. № 359/гс «Об утверждении методических рекомендаций по разработке программ комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры поселений, городских округов» в качестве расчетного элемента территориального деления рекомендуется принимать:

- для поселений свыше 100 тыс. человек - кадастровый квартал (или кадастровый план территории), либо при его отсутствии - планировочный и действующий квартал, производственные и прочие зоны территориального деления, либо индивидуальные сетки градостроительного деления, принятые в поселении;

- для поселений менее 100 тыс. человек - произвольные территориальные зоны, каждая из которых имеет только один источник тепла и воды.

Численность населения МО «Город Кирово-Чепецк» менее 100 тыс. человек, поэтому в качестве элементов территориального деления принимаются произвольные зоны действия существующих источников теплоснабжения.

Теплоснабжение жилых, общественных и административных зданий обеспечивают два источника: Кировская ТЭЦ-3 и котельная микрорайона Каринторф. Котельные «Уралхим» и ИК-11 являются промышленными источниками для обеспечения производственных нужд, поэтому в дальнейшем в рассматриваться не будут.

5.1.2 Зона теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3

Существующие на 2017 год отопливаемая площадь и нагрузка потребителей тепловой энергии с разделением по видам показаны в табл. 5.1.1.

Таблица 5.1.1.

Наименование	Отапливаемая площадь, тыс. м²	Всего по городу, Гкал/ч	Отопление, Гкал/ч	Вентиляция, Гкал/ч	ГВС, Гкал/ч
Нагрузка всего, в том числе	3054,8148	250,80	200,60	18,68	31,52
Сумма по жилому фонду	1842,2677	151,25	120,98	11,27	19,01
Сумма по общественно-деловому фонду	1111,0167	66,88	72,96	6,79	11,46
Сумма по промышленному сектору	670,2210	32,67	44,00	4,10	6,91

5.1.3 Зона теплоснабжения МКР Каринторф

Существующие на 2017 год отапливаемая площадь и нагрузка потребителей тепловой энергии с разделением по видам показаны в табл. 5.1.2.

Таблица 5.1.2

Наименование	Отапливаемая площадь, тыс. м ²	Всего по городу, Гкал/ч	Отопление, Гкал/ч	Вентиляция, Гкал/ч	ГВС, Гкал/ч
Нагрузка всего, в том числе	40,4436	4,036	4,036	0,0	0,0
Сумма по жилому фонду	29,8918	2,983	2,983	0,0	0,0
Сумма по общественно-деловому фонду	6,0826	0,607	0,607	0,0	0,0
Сумма по промышленному сектору	4,4692	0,446	0,446	0,0	0,0

5.2. Описание значений договорных и расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии. Сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии

5.2.1 Кировская ТЭЦ-3

Суммарная договорная тепловая нагрузка Кировской ТЭЦ-3 в паре и горячей воде составляет 514,2368 Гкал/ч (см. табл. 5.2.1).

Таблица 5.2.1

№ п/п	Потребитель	Тепловая нагрузка по договору теплоснабжения, Гкал/ч			
		Пар	Горячая вода		
			Отопление и вентиляция	ГВС (средне-недельный)	Всего
1	2	3	4	5	6
1	ОАО «КТК» (город)	-	360,5	81,5	442
2	ООО "ГалоПолимер Кирово-Чепецк"	36	64,076	7,016	71,092
3	ООО "Вяткаплитпром"	7,72	-	-	0
4	ООО "ВВКС"	1,25	-	-	0
5	ОАО "АТХ"	-	0,562	0,09	0,652
6	ООО "Конструктив"	0,28	-	-	0
7	ИП Катаев	-	0,0275	-	0,0275
8	ИП Красноперов	-	0,078	0,012	0,09
9	Нижегородская Таможня	-	0,024	0,001	0,025
10	Козулин К.И.	-	0,0119	-	0,0119
11	Гаражный кооператив А3-9	-	0,01	-	0,01
12	Гаражный кооператив А-1	-	0,01*	-	0,01
13	Управление государственного автодорожного надзора	-	0,005	-	0,005
14	ООО "Вятка-Промжелдортранс"	-	0,094	0,0054	0,0994
15	КОГУП РАИ	-	0,126	0,008	0,134
16	ООО "ИСЦ Деловой мир"	-	0,076	0,004	0,08
Итого		45,25	425,5904	88,6364	514,2368

В табл. 5.2.2 представлены сводные данные по фактическому максимальному отпуску тепловой энергии с горячей водой с коллекторов Кировской ТЭЦ-3.

Таблица 5.2.2

Наименование показателя	Тепловая нагрузка ТЭЦ-3 в горячей воде, Гкал/ч			
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Договорная нагрузка потребителей	514,37	514,37	514,2368	514,2368
Достигнутый максимум отпуска тепловой энергии	322,0	302,6	270,3	286,5

Фактические максимальные тепловые нагрузки потребителей Кировской ТЭЦ-3 в паре показаны в таблице 5.2.3.

Таблица 5.2.3

№ п/п	Наименование показателя	Значение показателей, Гкал/ч			
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
1	Максимальный достигнутый отпуск пара промышленному потребителю за год.	39,5	40,6	40,4	40,8
2	Среднее значение отпуска пара промышленному потребителю за год.	29,9	30,4	29,4	30,3
3	Тепловая нагрузка по договору теплоснабжения	45,25			

5.2.2 Котельная МКР Каринторф

Для определения фактических тепловых нагрузок потребителей произведён анализ данных коммерческих приборов учёта, установленных на котельной, за 2017 г.

Сопоставление фактических и нормативных данных отпуска тепловой энергии с горячей водой от котельной микрорайона Каринторф за 2017 г. представлены на рис. 5.2.1.

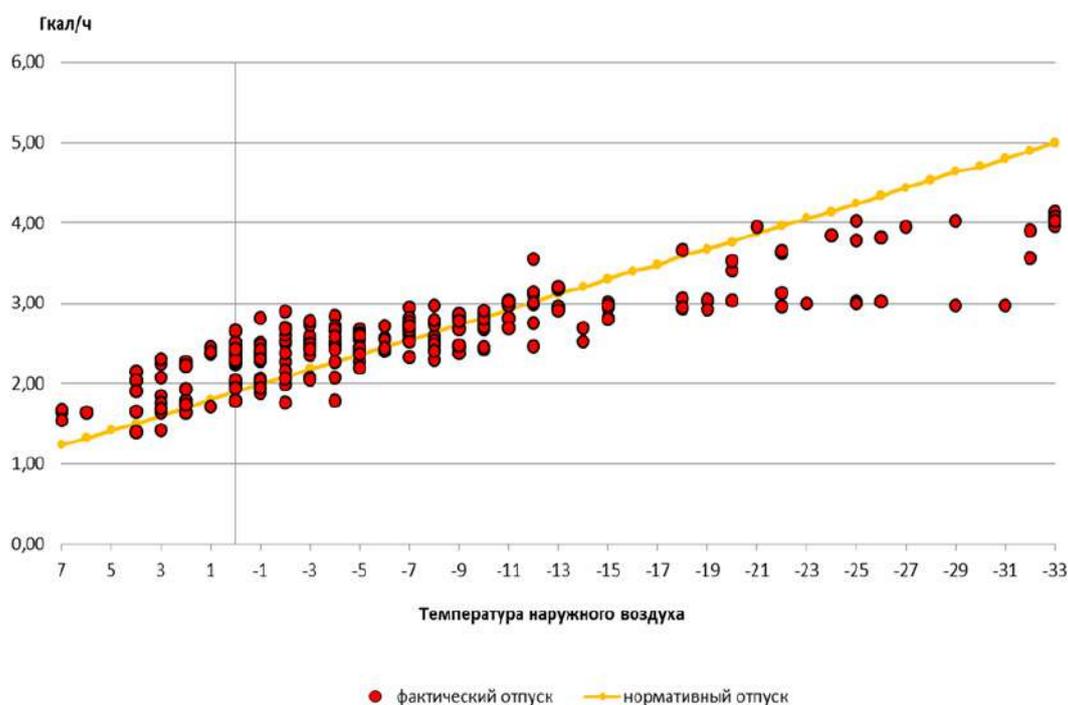


Рис 5.2.1. Фактические и нормативные значения отпуска тепловой энергии в сеть в зависимости от температуры наружного воздуха за 2017 г.

По результатам анализа фактическая нагрузка котельной микрорайона Каринторф в горячей воде составляет 4,1 Гкал/ч.

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

В Книге 5 проведено сравнение использования индивидуальных газовых котлов с централизованным теплоснабжением. В результате установлено, что использование индивидуальных газовых котлов целесообразно в зонах удаленных от существующих тепловых сетей от действующих источников, либо при отсутствии технической возможности на тепловых сетях.

В таблице 5.3.1 и рисунке 5.3.1. приведены районы перспективной застройки, в которых в качестве источника теплоснабжения предусматриваются индивидуальные газовые котлы

Таблица 5.3.1

Номер застройки на схеме	Название квартала	Площадь квартала, м ²	Прирост площади строительных фондов, м ²	Прирост объемов потребления тепловой мощности, Гкал/ч	Объекты строительства
6	43:42:200073	309 053	10 080	0,2039	ИЖС
8	43:42:300078	798 961	26 280	0,5914	ИЖС

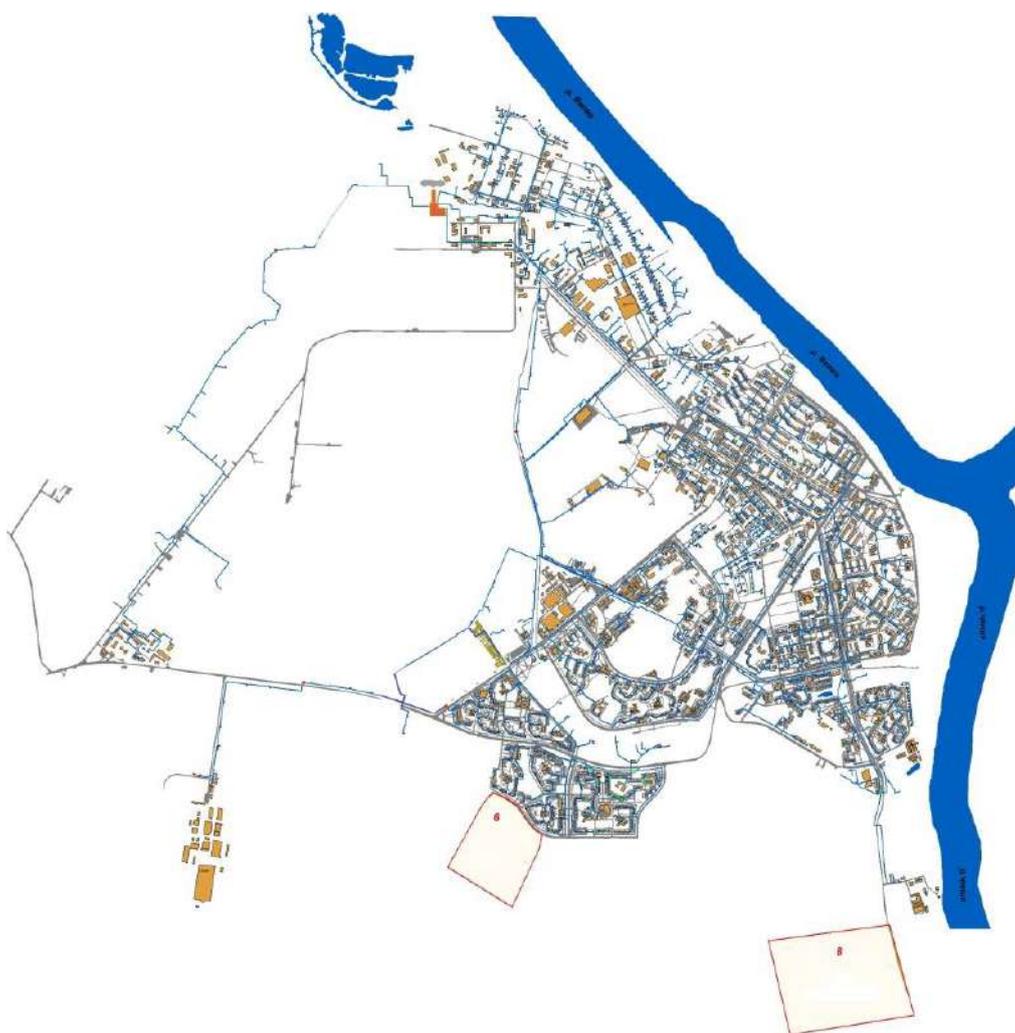


Рисунок 5.3.1. Зоны перспективной застройки с индивидуальными источниками тепловой энергии

5.4. Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом.

Значения фактического потребления тепловой энергии в зоне действия Кировской ТЭЦ-3 приведены в таблице 5.4.1., тыс. Гкал:

Таблица 5.4.1

№ п/п	Параметр	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
1.1	Отпуск тепловой энергии всего, в т.ч.	1398,861	1324,49	1343,19	1372,61
1.2	в отопительный период	1154,88	1140,66	1101,22	1070,32
2.1	Отпуск тепловой энергии с паром, в т.ч.	287,12	273,632	264,098	316,612
2.2	в отопительный период	184,41	184,89	168,88	197,21
3.1	Отпуск тепловой энергии с горячей водой, в. т.ч.	1111,741	1050,858	1079,092	1055,998
3.2	в отопительный период	970,47	955,78	932,34	873,11

Значения фактического потребления тепловой энергии в зоне действия котельной МКР Каринторф приведены в таблице 5.4.2., тыс. Гкал:

Таблица 5.4.2

№ п/п	Параметр	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
1.1	Отпуск тепловой энергии всего, в т.ч.	13,5062	12,3361	13,240	14,4433
1.2	в отопительный период	13,5062	12,3361	13,240	14,4433
2.1	Отпуск тепловой энергии с паром, в т.ч.	-	-	-	-
2.2	в отопительный период	-	-	-	-
3.1	Отпуск тепловой энергии с горячей водой, в. т.ч.	13,5062	12,3361	13,240	14,4433
3.2	в отопительный период	13,5062	12,3361	13,240	14,4433

5.5. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение

Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых и нежилых помещениях в муниципальном образовании "Город Кирово-Чепецк" Кировской области, установленные с применением расчетного метода, утверждены Распоряжением министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Кировской области от 17 июня 2016 г. N 106-р (таблица 5.5.1.)

Таблица 5.5.1

№ п/п	Этажность	Норматив по отоплению в жилых и нежилых помещениях (Гкал на 1 кв. метр общей площади всех помещений в МКД или жилого дома в месяц)
1.	Многоквартирные и жилые дома до 1999 года постройки включительно	
1.1.	1-этажные	0,0468
1.2.	2-этажные	0,0494
1.3.	3-этажные	0,0381
1.4.	4-этажные	0,0308
1.5.	5-этажные	0,0265
1.6.	9-этажные	0,0272
1.7.	9,5-этажные	0,0259
1.8.	10-этажные	0,0250
1.9.	12-этажные	0,0267
2.	Многоквартирные и жилые дома после 1999 года постройки	
2.1.	2-этажные	0,0187
2.2.	3-этажные	0,0171
2.3.	5-этажные	0,0169
2.4.	9-этажные	0,0137
2.5.	11-этажные	0,0150

Постановлением Правительства Кировской области от 03.08.2011 №114/352 утверждены нормативы горячего водоснабжения по муниципальному образованию «Город Кирово-Чепецк» Кировской области (таблица 5.5.2.):

Таблица 5.5.2

№ п/п	Степень благоустройства многоквартирного дома и жилого дома	ГВС, куб. м/человек в месяц
1	Многоквартирные дома или жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, канализацией, оборудованные раковинами, мойками кухонными, унитазами, ваннами 1650-1700 мм с душем	

№ п/п	Степень благоустройства многоквартирного дома и жилого дома	ГВС, куб. м/человек в месяц
1.1	1-этажные	3,502
1.2	2-этажные	3,555
1.3	3-этажные	3,609
1.4	4-этажные	3,663
1.5	5-этажные	3,717
1.6	9-этажные	3,932
1.7	10-этажные	3,984
1.8	12-этажные	4,091
2	Многоквартирные дома или жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, канализацией, оборудованные раковинами, мойками кухонными, унитазами, ваннами 1500-1550 мм с душем	
2.1	1-этажные	3,430
2.2	2-этажные	3,482
2.3	3-этажные	3,535
2.4	4-этажные	3,587
2.5	5-этажные	3,640
2.6	9-этажные	3,851
2.7	10-этажные	3,902
2.8	12-этажные	4,007
3	Многоквартирные дома или жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, канализацией, оборудованные раковинами, мойками кухонными, унитазами, ваннами 1200 мм с душем	
3.1	3-этажные	3,461
3.2	5-этажные	3,564
3.3	9-этажные	3,770
4	Многоквартирные жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, канализацией, с общими кухнями и блоками душевых на этажах, оборудованные раковинами, мойками кухонными, унитазами, душами	
4.1	5-этажные	2,802
4.2	9-этажные	2,964
5	Многоквартирные жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, канализацией, с общими кухнями, оборудованные душами, раковинами, мойками кухонными, унитазами	
	9-этажные	2,964
6	Многоквартирные и жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, канализацией, оборудованные раковинами, мойками кухонными, унитазами	
	1 - этажные	1,261
7	Многоквартирные и жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, оборудованные раковинами, мойками кухонными	
	1-этажные	1,261
8	Многоквартирные и жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, с канализацией, оборудованные раковинами, мойками кухонными	
	1-этажные	1,261
9	Многоквартирные и жилые дома с холодным водоснабжением, канализацией, с газовыми водонагревателями, оборудованные раковинами, мойками кухонными, унитазами, ваннами 1650-1700 мм с душем	
9.1	1-этажные	0,00
9.2	2-этажные	0,00
9.3	3-этажные	0,00
10	Многоквартирные и жилые дома с холодным водоснабжением, канализацией, с газовыми водонагревателями, оборудованные раковинами, мойками кухонными, унитазами, ваннами 1500-1550 мм с душем	
10.1	1-этажные	0,00
10.2	2-этажные	0,00
10.3	3-этажные	0,00
11	Многоквартирные дома и жилые дома с холодным водоснабжением и канализацией, оборудованные раковинами, мойками кухонными, унитазами, с газоснабжением	
11.1	1-этажные	0,00

№ п/п	Степень благоустройства многоквартирного дома и жилого дома	ГВС, куб. м/человек в месяц
11.2	2-этажные	0,00
11.3	3-этажные	0,00
12	Многоквартирные жилые дома и жилые дома с холодным водоснабжением без централизованной канализации, оборудованные раковинами, мойками кухонными, унитазами	
	1-этажные	0,00
13	Многоквартирные жилые дома и жилые дома с водопользованием из водоразборных уличных колонок	
	1-этажные	0,00

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

6.1 Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии

6.1.1 Кировская ТЭЦ-3

Балансы тепловой мощности нетто и тепловой нагрузки в зоне действия Кировской ТЭЦ-3 представлены в таблице 6.1.1.

Таблица 6.1.1

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2014	2015	2016	2017
1	Установленная тепловая мощность источника	Гкал/час	949,0	919,0	606,0	606,0
2	Располагаемая тепловая мощность источника		949,0	919,0	606,0	606,0
3	Расход тепла на собственные нужды источника		8,5	8,5	1,5	1,5
4	Располагаемая тепловая мощность источника нетто		940,5	910,5	604,5	604,5
5	Тепловая нагрузка всего, в т.ч.:		361,5	343,2	310,7	327,3
5.1	в паре		39,5	40,6	40,4	40,8
5.2.	в воде, в т.ч.:		322,0	302,6	270,3	286,5
5.2.1	тепловые потери при передаче тепловой энергии		38,7	38,4	36	35,7
5.2.2	тепловая нагрузка потребителей		283,3	264,2	234,3	250,8
6	Резерв/дефицит тепловой энергии		579,0	567,3	293,8	277,2

По результатам составления балансов можно сделать вывод о том, что дефицит установленной тепловой мощности ТЭЦ-3 нетто отсутствует.

6.1.2 Котельная МКР Каринторф

Тепловой баланс котельной микрорайона Каринторф показан в табл. 6.1.2.

Таблица 6.1.2.

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2014	2015	2016	2017
1	Установленная тепловая мощность котельной микрорайона Каринторф	Гкал/ч	7,0	7,0	7,0	7,0
2	Располагаемая тепловая мощность источника		5,5	5,5	5,5	5,5
4	Располагаемая тепловая мощность источника нетто		5,32	5,32	5,32	5,32
6	Подключенная тепловая нагрузка потребителей		4,04	4,04	4,04	4,04
7	Резерв/дефицит тепловой энергии		1,46	1,46	1,46	1,46

Резерв располагаемой тепловой мощности котельной можно считать достаточным.

6.2 Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю

6.2.1 Зона действия Кировской ТЭЦ-3

Расчёты гидравлических режимов работы тепловой сети от Кировской ТЭЦ-3 г. Кирово-Чепецка произведены по состоянию на 2018 г, а также по состоянию на 2033г с учетом прироста суммарной перспективной нагрузки за период 2018-2033 гг. и снижения потерь в тепловой сети города.

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

- тепломагистраль \varnothing 350 от ТЭЦ-3 до Уз. ПМК-6;
- тепломагистраль \varnothing 350 от ТЭЦ-3 до ТК 14-10;
- тепломагистраль \varnothing 600 до ТК 2-24 через Черемушки;
- тепломагистраль \varnothing 600 до ТК 23-5-2;
- тепломагистраль \varnothing 700 до 7-11;
- тепломагистраль \varnothing 700 до ТК 10-10-17;
- тепломагистраль \varnothing 700 до ТК 5-22.

Результаты расчетов гидравлических режимов работы тепловых сетей от ТЭЦ-3 по 2018 и 2033 гг.. приведены в Книгах 3 и 4.

На основании проведенных гидравлических расчетов системы теплоснабжения г. Кирово-Чепецка по состоянию на 2018 г. можно сделать вывод, что располагаемые напоры на вводе в тепловые пункты некоторых конечных абонентов тепловой сети действительно ниже рекомендуемых для схем с элеваторным подключением 15 метров водного столба.

Проблема некачественного теплоснабжения связана в первую очередь с разбалансировкой тепловой сети. В настоящее время у значительной части абонентов (более чем в 95% ИТП, таблица 6.2.1) отсутствуют регулирующие устройства в тепловых пунктах зданий (что усугубляется несоответствием фактически установленных сопел элеваторов в ИТП рекомендуемым расчетным значениям).

Таблица 6.2.1

Тип абонента	Количество
многоквартирные жилые дома	578
частный сектор (от общих тепловых узлов)	268
здания общественного назначения (школы, детские сады, больницы), гаражные кооперативы и промпредприятия	539
Всего	1385
из них оборудовано регулируемыми устройствами на системе горячего водоснабжения	45

Кроме того, в 48 ИТП сопла элеваторов отсутствуют, системы отопления этих зданий

подключены напрямую от СЦТ с температурным графиком 145/70 °С, в то время как максимально допустимая температура теплоносителя, поступающего в отопительные приборы системы отопления, не должна превышать 95 °С по санитарным нормам (перечень представлен в Приложении 2).

Отсутствие регулирующих устройств, а также неисполнение управляющими компаниями требований по установке на тепловых пунктах расчетных значений сопел элеваторов приводит к появлению сверхнормативных расходов теплоносителя в системе теплоснабжения, снижающих располагаемые напоры на вводах абонентов в периферийных зонах.

Разбалансированность системы заключается в неверном распределении потоков теплоносителя по системе теплоснабжения: из-за отсутствия ограничительных устройств, теплоноситель идет в сторону наименьшего сопротивления - через близко расположенных к станции абонентов, вследствие чего зона, близкая к ТЭЦ, становится зоной перетопа, а к остальным абонентам приходит теплоноситель ненадлежащего качества.

Не менее важной является проблема загрязнения систем отопления зданий коррозионными отложениями и накипью, появление которых естественно в течение отопительного периода. Загрязненные трубы систем отопления обладают намного меньшей теплоотдачей, так как теплопроводность коррозионных загрязнений и накипи в десятки раз ниже теплопроводности «чистых» труб, что ведет к существенному снижению качества функционирования систем. Кроме того, при наличии отложений в трубопроводах системы отопления повышаются потери давления, что ведет к снижению расхода теплоносителя, который циркулирует в системе отопления. Для нормальной работы систем отопления необходимо своевременно проводить промывку систем от загрязнений всех типов, а также проводить контроль эффективности проведенной работы.

Для исключения последствий разбалансированности тепловой сети необходимо провести гидравлическую наладку. В результате выполнения наладочных работ и регулировки расход теплоносителя по тепловой сети в целом и по отдельным системам теплоснабжения будет приближен к расчетному, исключатся сверхнормативные расходы теплоносителя в системе. При поддержании температуры теплоносителя в подающем трубопроводе сети в соответствии с установленным графиком с допустимыми отклонениями ± 1 °С будет обеспечиваться равномерный прогрев всех отопительных и вентиляционных систем.

Гидравлический расчет тепловой сети от ТЭЦ-3 в 2033г. выполнен с учетом наладки системы теплоснабжения и прироста тепловой нагрузки. После установки регулирующих устройств во всех тепловых пунктах тепловой сети налаживается потокораспределение в системе теплоснабжения, располагаемые напоры возрастают во всех точках тепловой сети.

Мероприятия, необходимые для обеспечения нормальной работы нормальной работы тепловых узлов потребителей тепловой энергии и системы теплоснабжения в целом:

- промывка систем отопления у всех абонентов для снижения сопротивления СО и приведения величины теплоотдачи отопительных приборов к номинальным величинам;
- приведение диаметров сужающих устройств к расчетным величинам для поддержания корректной работы систем отопления;

- установка у всех потребителей регуляторов расхода для поддержания расчетного расхода сетевой воды;
- установка у всех абонентов регуляторов температуры ГВС для исключения отклонений от нормативного значения 60 °С;
- проведение энергоаудита с целью определения фактических теплоизоляционных свойств строительных конструкций зданий, фактической тепловой нагрузки зданий, тепловой нагрузки ГВС;
- предусмотреть замену элеваторных узлов системы отопления на узлы с насосным подмешиванием, в том числе и для экономии теплотребления;
- реализация мероприятий по переходу на закрытую систему теплоснабжения (горячего водоснабжения).

Для системы теплоснабжения от источников тепловой энергии, где недостаточно запаса пропускной способности для присоединения перспективных потребителей тепловой энергии был разработан ряд мероприятий по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра или прокладкой дополнительных трубопроводов тепловой сети.

Перечень мероприятий по реконструкции тепловых сетей приведен в табл. 6.2.2 и более подробно в Книге 7 «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения МО «Город Кирово-Чепецк».

Таблица 6.2.2

№ п/п	Наименование тепломагистралей	Условный диаметр, мм		Длина участка тепломагистралей, м	Тип прокладки
		до перекладки	после перекладки		
1	Участок сети от ТК 3-01 до ТК 3-07	350	500	560	Подземная канальная
2	Участок сети от ТК 4-27 до ТК Подъема	150/125	200	47	Подземная канальная

6.2.2 Зона действия Котельной МКР Каринторф

Расчёты гидравлических режимов работы тепловой сети от котельной МКР Каринторф произведены по состоянию на 2018 г. Расчетный участок тепловой сети показан на рисунке 6.2.1. Результаты гидравлических расчетов участка тепловой сети от котельной МКР Каринторф приведены в табл. 6.2.3. и рис. 6.2.2.

Таблица 6.2.3

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

Наименование узла	Геодезическая высота, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Напор в обратном трубопроводе, м	Располагаемый напор, м
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
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	151.7	2.3



Рис. 6.2.1. Расчетный участок тепловой сети от котельной мкр. Каринторф

Часть 7. Балансы теплоносителя.

7.1. Определение нормативных потерь сетевой воды в тепловых сетях от Кировской ТЭЦ-3

Объемы трубопроводов магистральных и квартальных тепловых сетей, а также объем систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения зданий потребителей в системе теплоснабжения г. Кирово-Чепецка от Кировской ТЭЦ-3 за 2013 г. приведены в табл. 7.1.1.

Таблица 7.1.1

Период	Среднегодовой объем трубопроводов магистральных тепловых сетей, м3	Среднегодовой объем трубопроводов квартальных тепловых сетей, м3	Среднегодовой объем систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения зданий потребителей, м3	Суммарный среднегодовой объем трубопроводов тепловых сетей, м3
2013 г.	15 303,8	2710,3	1 155,1	19169,2

В период с 2014 по 2017 годы в эксплуатацию было введено 11 объектов, подключенных к системе централизованного теплоснабжения от ТЭЦ-3. Данные по вновь вводимым участкам тепловой сети г. Кирово-Чепецка в период с 2014 по 2017 года отображены в таблице 7.1.2.

Таблица 7.1.2

Период	Среднегодовой объем трубопроводов магистральных тепловых сетей, м3	Дополнительный среднегодовой объем трубопроводов квартальных тепловых сетей, м3	Дополнительный среднегодовой объем систем отопления, вентиляции и гвс зданий потребителей, м3	Суммарный дополнительный среднегодовой объем трубопроводов тепловых сетей, м3
2014	-	0,24	10,9	11,18
2015	-	1,93	8,6	10,50
2016	-	1,41	21,3	22,70
2017	-	0,35	0,6	0,94
Итого:	-	3,93	41,39	45,33

Итого объемы магистральных, квартальных тепловых сетей, а также систем отопления абонентов по состоянию на 2017 год указаны в таблице 7.1.3.

Таблица 7.1.3

Период	Среднегодовой объем трубопроводов магистральных тепловых сетей, м3	Среднегодовой объем трубопроводов квартальных тепловых сетей, м3	Среднегодовой объем систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения зданий потребителей, м3	Суммарный среднегодовой объем трубопроводов тепловых сетей, м3
2017 г.	15 303,8	2714,2	1 196,5	19 214,5

Расчетные значения потерь теплоносителя с нормативной утечкой, на пусковое

заполнение, на регламентные испытания для магистральных, квартальных тепловых сетей, потребителей и суммарно по системе теплоснабжения по состоянию на 2017 год приведены на графике рис. 7.1.1.

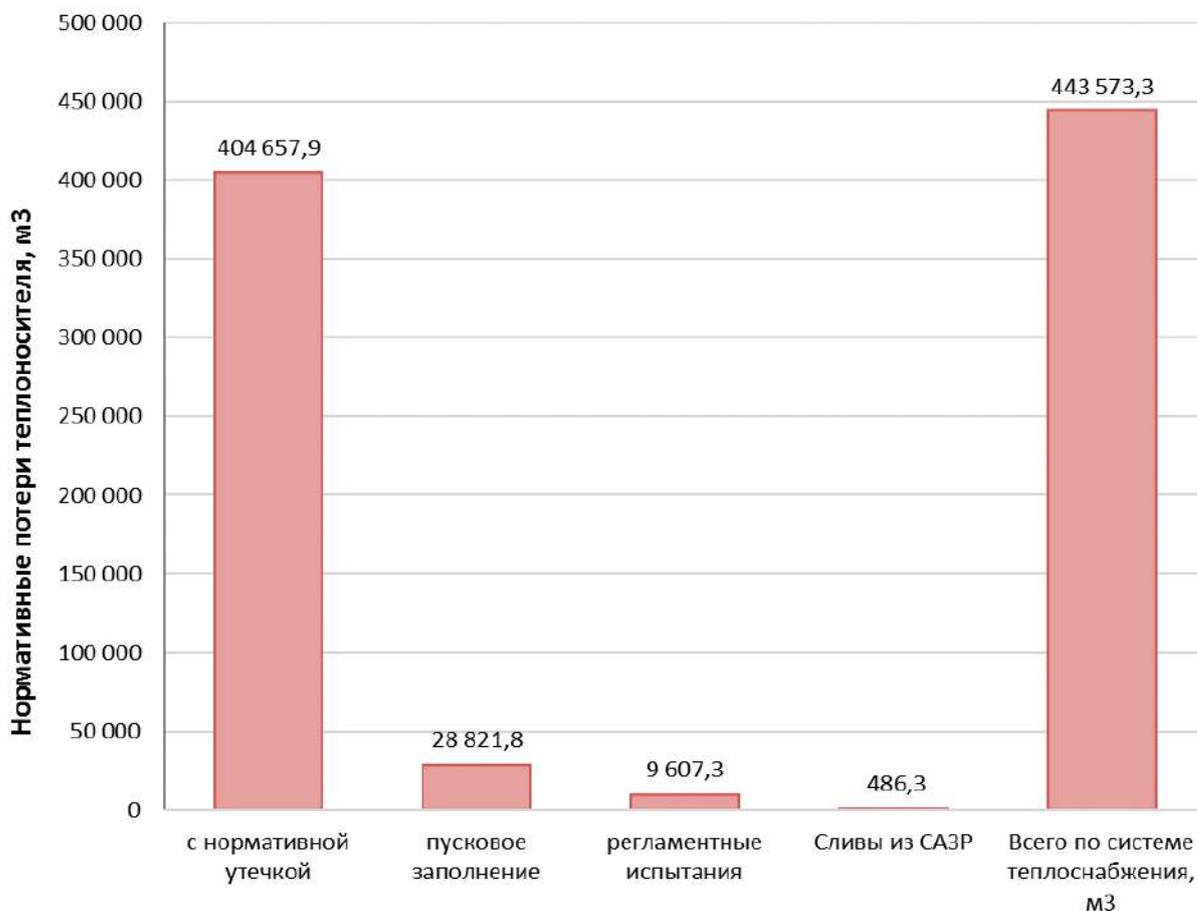


Рис. 7.1.1. Расчетные значения потерь теплоносителя с нормативной утечкой, на пусковое заполнение, на регламентные испытания для магистральных, квартальных тепловых сетей, потребителей и суммарно по системе теплоснабжения

Таким образом, расчетные значения потерь теплоносителя с нормативной утечкой, на пусковое заполнение, на регламентные испытания для магистральных, квартальных тепловых сетей и потребителей суммарно по системе теплоснабжения составят 443573,3 м³/год.

Следовательно, среднечасовые нормативные потери теплоносителя в тепловых сетях от Кировской ТЭЦ-3 составляют 52,7 м³/ч. С учетом сверхнормативных потерь сетевой воды реальная подпитка тепловой сети составляет в среднем 70 м³/ч.

Среднегодовой расход сетевой воды на подпитку тепловой сети с учетом открытого водоразбора на ГВС по отчетным данным за 2017 год составил 3 800 563,2 м³/год, а среднечасовой – 434,1 м³/ч. Таким образом, среднечасовой расход сетевой воды на открытый ГВС составил в среднем 364,0 м³/ч.

7.2. Фактические и перспективные нормативные потери теплоносителя в тепловых сетях г. Кирово-Чепецка на период 2014 – 2033 гг.

Расчет технически обоснованных нормативных потерь теплоносителя выполнен в соответствии с «Методическими указаниями по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю «потери сетевой воды», утвержденными приказом Минэнерго РФ от 30.06.2003 № 278 и «Инструкцией по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии», утвержденной приказом Минэнерго от 30.12.2008 № 325.

Расчеты проведены с учетом перспективных планов строительства и реконструкции тепловых сетей и планируемого присоединения к ним систем теплоснабжения потребителей г. Кирово-Чепецка на период 2014 – 2033 гг. с разбивкой по годам.

Перспективные объемы теплоносителя, необходимые для передачи теплоносителя от источника тепловой энергии до потребителя тепловой энергии в системе теплоснабжения г. Кирово-Чепецка, прогнозировались исходя из следующих условий:

- регулирование отпуска тепловой энергии в тепловые сети в зависимости от температуры наружного воздуха принято по регулированию отопительно-вентиляционной нагрузки с качественным методом регулирования с расчетными параметрами теплоносителя;

- расчетный расход теплоносителя в тепловых сетях изменяется с темпом присоединения (подключения) суммарной тепловой нагрузки и с учетом реализации мероприятий по наладке режимов в системе транспорта теплоносителя;

- сверхнормативный расход теплоносителя на компенсацию его потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям будет сокращаться, темп сокращения будет зависеть от темпа работ по реконструкции тепловых сетей;

- присоединение (подключение) всех потребителей во вновь создаваемых зонах теплоснабжения, включая точечную застройку, будет осуществляться по закрытой схеме отпуска тепловой энергии на нужды горячего водоснабжения с установкой необходимого теплообменного оборудования в индивидуальных тепловых пунктах. Актуальность перевода открытых систем ГВС на закрытые обусловлена тем, что в случае открытой системы технологическая возможность поддержания температурного графика при переходных температурах с помощью подогревателей отопления отсутствует и наличие полки на температурном графике (70 °С) для нужд ГВС приводит к «перетокам» в помещениях зданий;

- увеличение внутреннего объема систем теплоснабжения определено расчетным путем в соответствии с перспективным планом подключения отопительно-вентиляционной нагрузки новых абонентов по удельному объему воды при температурном графике отопления 95/70 °С.

Изменение объема тепловых сетей в системе теплоснабжения г. Кирово-Чепецка на период 2014 – 2033 гг. приведено в табл. 7.2.1 и рис. 7.2.1.

Таблица 7.2.1

Период	Суммарный среднегодовой объем трубопроводов тепловых сетей, м ³	Среднегодовой объем трубопроводов магистральных тепловых сетей, м ³	Среднегодовой объем трубопроводов квартальных тепловых сетей, м ³	Среднегодовой объем систем отопления, вентиляции и гвс зданий абонентов, м ³
2013	19 169,2	15 303,8	2 710,3	1 155,1
2014	19 180,4	15 303,8	2 710,5	1 166,0
2015	19 190,9	15 303,8	2 712,5	1 174,6
2016	19 213,6	15 303,8	2 713,9	1 195,9
2017	19 214,5	15 303,8	2 714,2	1 196,5
2018	19 397,6	15 303,8	2 858,4	1 235,4
2019	19 428,8	15 303,8	2 871,9	1 253,1
2020	19 460,0	15 303,8	2 885,4	1 270,8
2021	19 491,2	15 303,8	2 899,0	1 288,4
2022	19 522,5	15 303,8	2 912,5	1 306,1
2023	19 553,7	15 303,8	2 926,1	1 323,8
2024– 2028	19 621,4	15 303,8	2 926,1	1 391,5
2029– 2033	19 731,9	15 303,8	2 953,9	1 474,3

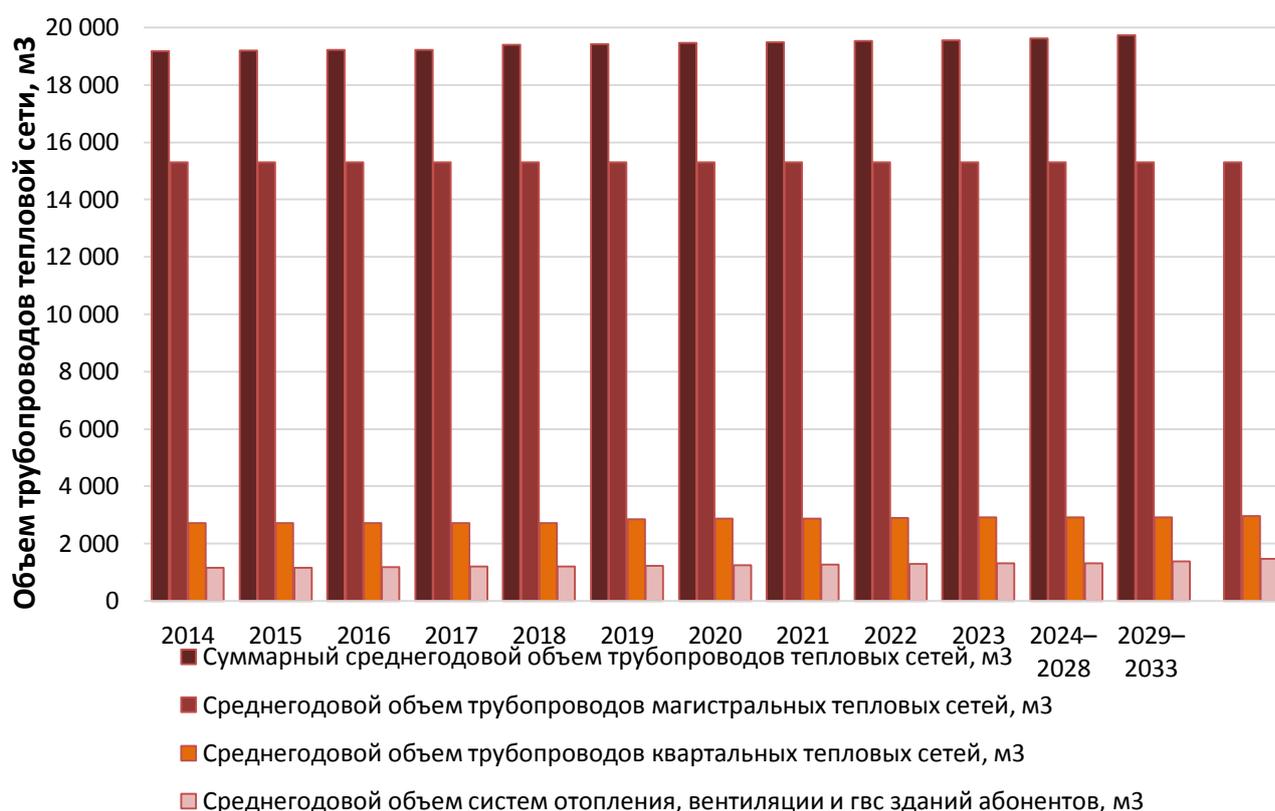


Рис. 7.2.1. Фактические и перспективные объемы тепловых сетей г. Кирово-Чепецка на период 2014 – 2033 гг.

Анализ данных, приведенных в табл. 7.2.1 и рис. 7.2.1 показывает, что к 2033 г. объем тепловых сетей увеличится на 2,7 % (с 19 214,5 м³ в 2017 г. до 19 731,6 м³ в 2033 г.). Увеличение объемов связано со строительством новых тепловых сетей в г.

Кирово-Чепецке. Результаты расчета перспективных нормативных потерь сетевой воды (ПСВ) в тепловых сетях г. Кирово-Чепецка приведены на рис. 7.2.2.

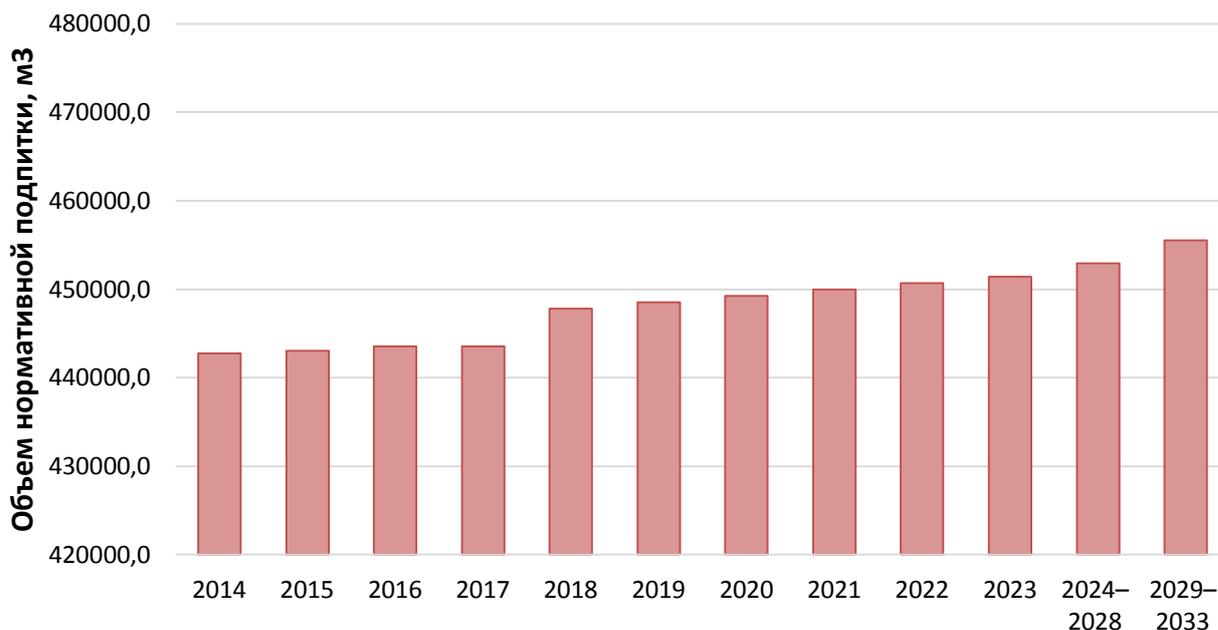


Рис. 7.2.2. Изменение нормативных потерь сетевой воды в тепловых сетях г. Кирово-Чепецк от Кировской ТЭЦ-3 на период 2014 – 2033 гг.

Анализ данных рис. 7.2.2 показывает, что нормативные потери сетевой воды в тепловых сетях от Кировской ТЭЦ-3 к 2033 г. увеличатся на 2,7 % (с 443 573,3 м³ в 2013 г. до 455 496,2 м³ в 2033 г.).

Увеличение значения норматива вызвано ростом объема трубопроводов тепловых сетей в системе теплоснабжения г. Кирово-Чепецке от Кировской ТЭЦ-3 за счет строительства новых участков тепловой сети.

Среднечасовая нормативная подпитка тепловой сети в период 2014 – 2033 гг. показана в табл. 7.2.2.

Таблица 7.2.2

Период	Всего по системе теплоснабжения среднегодовая нормативная подпитка тепловой сети, м³/год	Всего по системе теплоснабжения, среднечасовая нормативная подпитка тепловой сети, м³/ч
2014 г.	442 785,84	52,6
2015 г.	443 028,00	52,6
2016 г.	443 551,53	52,7
2017 г.	443 573,28	52,7
2018 г.	447 793,89	53,2
2019 г.	448 514,00	53,2
2020 г.	449 234,10	53,3
2021 г.	449 954,21	53,4
2022 г.	450 674,31	53,5
2023 г.	451 394,42	53,6
2024 – 2028 гг.	452 954,66	53,8
2029 – 2033 гг.	455 504,98	54,1

7.3. Сравнительный анализ нормативных и фактических потерь теплоносителя в тепловых сетях г. Кирово-Чепецка от Кировской ТЭЦ-3 за отчетный период

Проведен сравнительный анализ нормативных и фактических потерь с учетом открытой системы горячего водоснабжения теплоносителя в тепловых сетях г. Кирово-Чепецка от Кировской ТЭЦ-3, путем сопоставления фактической подпитки тепловой сети с нормативной. Величина фактической подпитки – отчетные данные за 2017 год.

Сравнение фактических и нормативных потерь сетевой воды приведен в табл. 7.3.1.

Таблица 7.3.1

Месяц	Фактическая величина среднемесячной подпитки и расход на открытый ГВС, м ³ /ч	Фактическая величина подпитки и расход на открытый ГВС, м ³	Нормативные месячные ПСВ по СЦТ, м ³
январь	349,7	260161,0	39176,0
февраль	363,5	244261,0	35384,8
март	382,3	284439,0	39176,0
апрель	395,5	284769,0	37912,2
май	344,9	256621,0	33278,5
июнь	365,8	263367,0	32014,8
июль	291,7	217055,0	33278,5
август	307,5	228813,0	39176,0
сентябрь	330,6	238019,0	37912,2
октябрь	400,1	297664,0	39176,0
ноябрь	324,6	233732,0	37912,2
декабрь	336,9	250677,2	39176,0
Год	349,4	3059578,2	443573,3

График сравнения фактической (с учетом ГВС по открытой схеме) и нормативной подпитки тепловой сети за отчетный период – 2017 год – приведен на рис. 7.3.1.

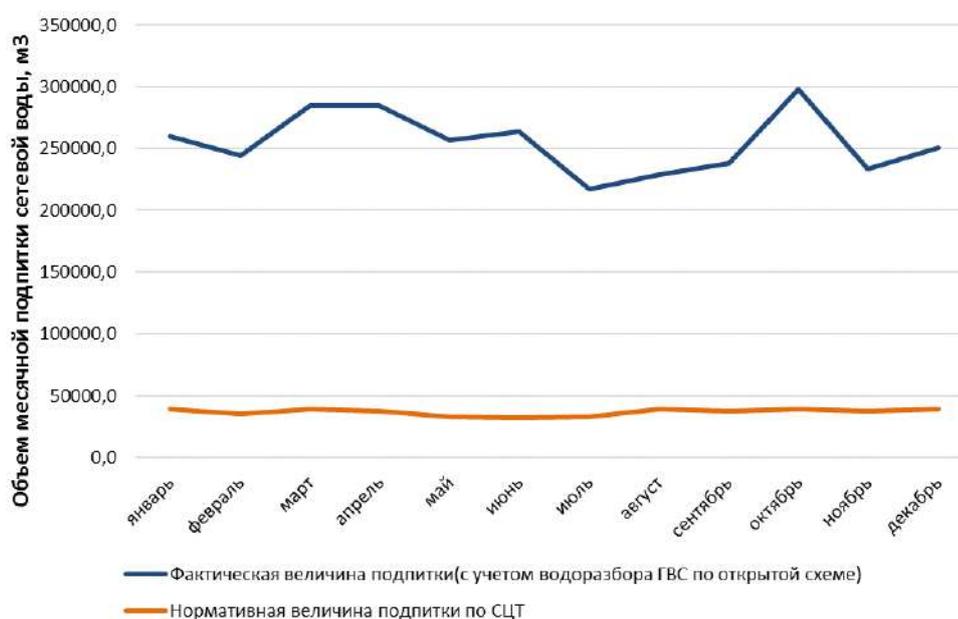


Рис. 7.3.1 Сопоставление нормативной и фактической подпитки тепловой сети с учетом открытого ГВС

Анализ данных, приведенных на графиках рис. 7.3.1 показывает, что в отопительный период и неотопительный период значения фактической подпитки тепловой сети с учетом открытого ГВС значительно выше нормативного значения.

Также есть достаточные основания полагать, что в тепловых сетях в системе теплоснабжения г. Кирово-Чепецка имеются утечки теплоносителя, превышающие нормативные значения.

Значительное превышение фактической величины подпитки сетевой воды над нормативом обусловлено наличием в системе теплоснабжения г. Кирово-Чепецка открытой системы горячего водоснабжения, так как большая часть теплоносителя из ПСВ расходуется на горячее водоснабжение.

Основными мероприятиями по снижению потерь теплоносителя до нормативных значений являются перекладки существующих магистральных и квартальных тепловых сетей на основании проведенных обследований.

Подробные данные по участкам тепловых сетей, предлагаемых к перекладке в период с 2014 по 2033 гг., представлены в Книге 7.

7.4. Сравнительный анализ нормативных и фактических потерь теплоносителя в тепловых сетях г. Кирово-Чепецка от котельной мкр. Каринторф за отчетный период

По состоянию на 2017 год тепловые сети от котельной мкр. Каринторф находятся в собственности МУП «Коммунохоз», арендатором является ООО «Рубеж». Котельная – собственность ООО «Рубеж».

Параметры тепловых сетей, тип изоляции, тип прокладки и объем трубопроводов системы теплоснабжения от котельной микрорайона Каринторф представлены в табл. 7.4.1.

Таблица 7.4.1

№ п/п	Наименование участка	Тип прокладки, изоляция	Наружный диаметр, мм	Длина (в двухтрубном исчислении), м	Объем тепловых сетей, м ³
1	Котельная - ТК - 02	воздушная, минвата, рубероид	325	93	15,430
2	ТК-02 - ТК-3	канальная, минвата, рубероид	273	211	24,702
3	ТК-3 - ТК-30	канальная, минвата, рубероид	219	133	10,020
4	ТК-30 - ТК-51	воздушная, минвата, стеклопластик	219	161	12,129
5	ТК-51 - ТК-64	воздушная, минвата, стеклопластик	159	276	10,960
6	ТК-64 - ТК-68	канальная, минвата, рубероид	159	310	12,311
7	ТК-68 - ТК-70	воздушная, минвата, рубероид	114	71	1,449
8	ТК-70 – д.4,4а, 5 по ул. Участковая	воздушная, минвата, рубероид	89	60	0,747
9	ТК-66 – а. 102	канальная, минвата, рубероид	114	163	3,327
10	ТК-62 - ТК-60	канальная, минвата, рубероид	114	151	3,083
11	ТК-68 - ТК-58	канальная, минвата, рубероид	114	200	4,083
12	ТК-50 – ТК-46	канальная, минвата, рубероид	159	145	5,758
13	ТК-01 - ЖДЦ	канальная, минвата, рубероид	89	145	1,804
14	ТК-02	канальная, минвата, рубероид	114	350	7,145
15	ТК-3 – ТК-22	воздушная, минвата, рубероид	159	440	17,473
16	Уз. 35 – Уз. 43	воздушная минвата, рубероид	114	135	2,756
17	Уз. 33 – а. 39	воздушная, минвата, рубероид	57	200	1,021
18	ТК-8а – Уз. 30	канальная, минвата, рубероид	114	214	4,369
19	Уз. 28 – Уз. 29	канальная, минвата, рубероид	89	185	2,302
20	Уз. 26 – а. 27	канальная, минвата, рубероид	89	160	1,991
21	ТК-51 - ТК-15	воздушная, минвата, рубероид	114	204	4,164
22	ТК-30 - ТК-49а	канальная, минвата, рубероид	159	330	13,105
23	ТК-49а - ТК-42	канальная, минвата, рубероид	114	84	1,715
24	Уз. 80 – Уз. 66	воздушная, минвата, рубероид	89	186	2,314
25	ТК-49а – а. 72	канальная, минвата, рубероид	114	46	0,939
26	ТК-49а – а. 66	воздушная, минвата, рубероид	114	92	1,878
27	ТК-66 – а. 101	канальная, минвата, рубероид	114	163	3,327
28	ТК-43а – а. 51	канальная, минвата, рубероид	114	225	4,593
	Всего по тепловым сетям от котельной			5 133	174,895

Проведен сравнительный анализ нормативных и фактических потерь теплоносителя в тепловых сетях от котельной микрорайона Каринторф путем сопоставления фактической подпитки тепловой сети с нормативной. При объеме тепловых сетей 174,9 м³ величина нормативных

потерь составляет 0,437 м3/ч (0,25% от объема тепловых сетей).

С учетом износа тепловых сетей средний коэффициент на ухудшение их состояния может быть принят равным 2. Нормативные потери в тепловых сетях котельной микрорайона Каринторфф с учетом коэффициента на старение могут быть приняты 0,875 м3/ч.

Величины фактической и нормативной подпитки, а также величина превышения фактической подпитки над её нормативными значениями для тепловой сети микрорайона Каринторфф приведены в таблице 7.4.2.

Таблица 7.4.2

Месяцы	Фактическая величина подпитки		Нормативные месячные ПСВ по СЦТ, м3		Превышение фактической подпитки над её нормативными значениями, м ³	Превышение фактической подпитки над её нормативными значениями в %
	м3	м3/ч	м3/ч	м3		
Январь	4030	5,417	0,875	651	3 379	519%
Февраль	4805	7,150	0,875	588	4 217	717%
Март	3995	5,370	0,875	651	3 344	514%
Апрель	3670	5,097	0,875	630	3 040	483%
Май	1205	4,184	0,875	252	953	378%
Июнь	0	0	0	0	0	-
Июль	0	0	0	0	0	-
Август	0	0	0	0	0	-
Сентябрь	635	3,780	0,875	147	488	332%
Октябрь	3905	5,249	0,875	651	3 254	500%
Ноябрь	3410	4,736	0,875	630	2 780	441%
Декабрь	3520	4,731	0,875	651	2 869	441%
Год	29 175	5,079	0,875	4 851	24 324	480%

На графике рис. 7.4.1 показаны нормативные и фактические ПСВ в тепловых сетях котельной микрорайона Каринторфф.

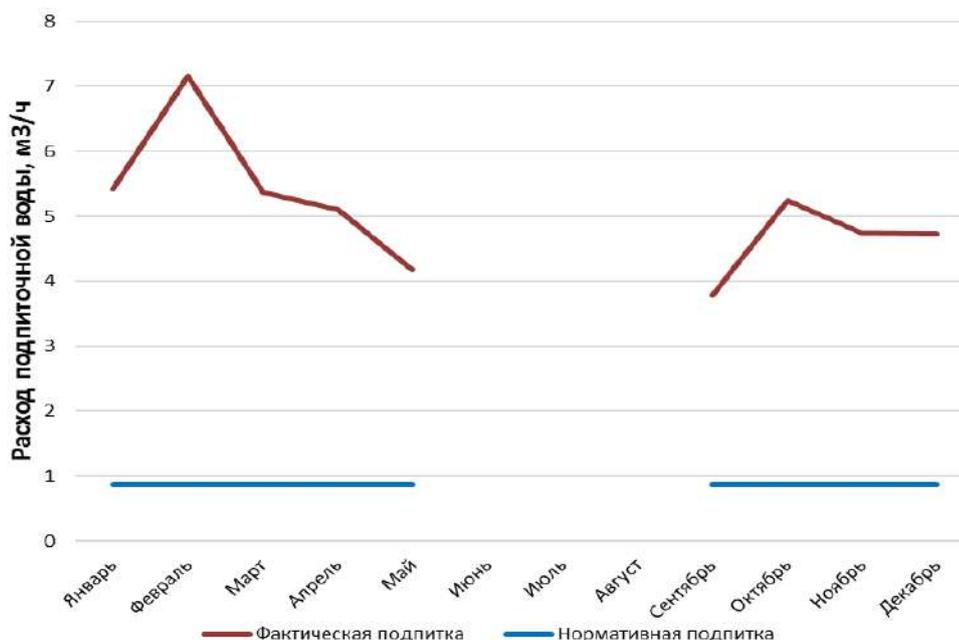


Рис. 7.4.1. Нормативные и фактические ПСВ в тепловых сетях котельной мкр. Каринторфф

Анализ данных, приведенных в табл. 7.4.2 показывают, что значения фактической подпитки

тепловой сети превышают нормативный уровень. Причиной отклонений фактических значений расхода теплоносителя на подпитку тепловой сети от нормативных значений может служить несанкционированный водоразбор на нужды горячего водоснабжения абонентами тепловой сети.

Кроме того, есть достаточные основания полагать, что в тепловых сетях в системе теплоснабжения микрорайона Каринторф имеются утечки теплоносителя, превышающие нормативные значения.

Следует отметить, что наиболее значительные отклонения фактических потерь сетевой воды от нормативной подпитки для системы теплоснабжения микрорайона Каринторф происходят в феврале, когда превышение составляет более 700 %.

Очевидно, что определенная часть сетевой воды теряется из-за несанкционированного отбора жителями мкр. Каринторф для обеспечения горячего водоснабжения.

В схеме теплоснабжения предложено провести работы по монтажу теплообменного оборудования для обеспечения горячего водоснабжения потребителей микрорайона Каринторф.

Ввод в эксплуатацию систем горячего водоснабжения потребителей микрорайона Каринторф позволит значительно снизить несанкционированный отбор сетевой воды.

Вторым мероприятием по снижению потерь сетевой воды является перекладка трубопроводов существующих тепловых сетей на основании проведенных обследований и доведение ПСВ до нормативных значений.

7.5. Баланс производительности ВПУ Кировской ТЭЦ-3 и подпитки тепловых сетей

Данные о номинальной и располагаемой производительности водоподготовительной установки подпитки тепловой сети от Кировской ТЭЦ-3, а также емкости и количестве баков-аккумуляторов и величина резерва производительности ВПУ приведены в табл.7.5.1.

Таблица 7.5.1

Наименование показателя	Единица измерения	Отчётный год			
		2014	2015	2016	2017
Производительность ВПУ	м ³ /ч	1500	1500	1500	1500
Среднегодовая подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м ³ /ч	431,4	440,4	404,9	349,4
- нормативные утечки теплоносителя	м ³ /ч	52,6	52,6	52,6	52,7
-сверхнормативные утечки теплоносителя	м ³ /ч	17,4	17,4	17,4	17,3
- открытый ГВС	м ³ /ч	361,4	370,4	334,9	279,4
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м ³ /ч	615	785	785	666
Максимальная аварийная подпитка тепловой сети	м ³ /ч	383,6	383,8	384,3	384,3
Увеличение часового расхода аварийной подпитки тепловой сети по сравнению с 2017 г.	м ³ /ч	-0,7	-0,5	0,0	0,0
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	м ³ /ч	885	715	715	834
Доля резерва	%	59%	48%	48%	56%

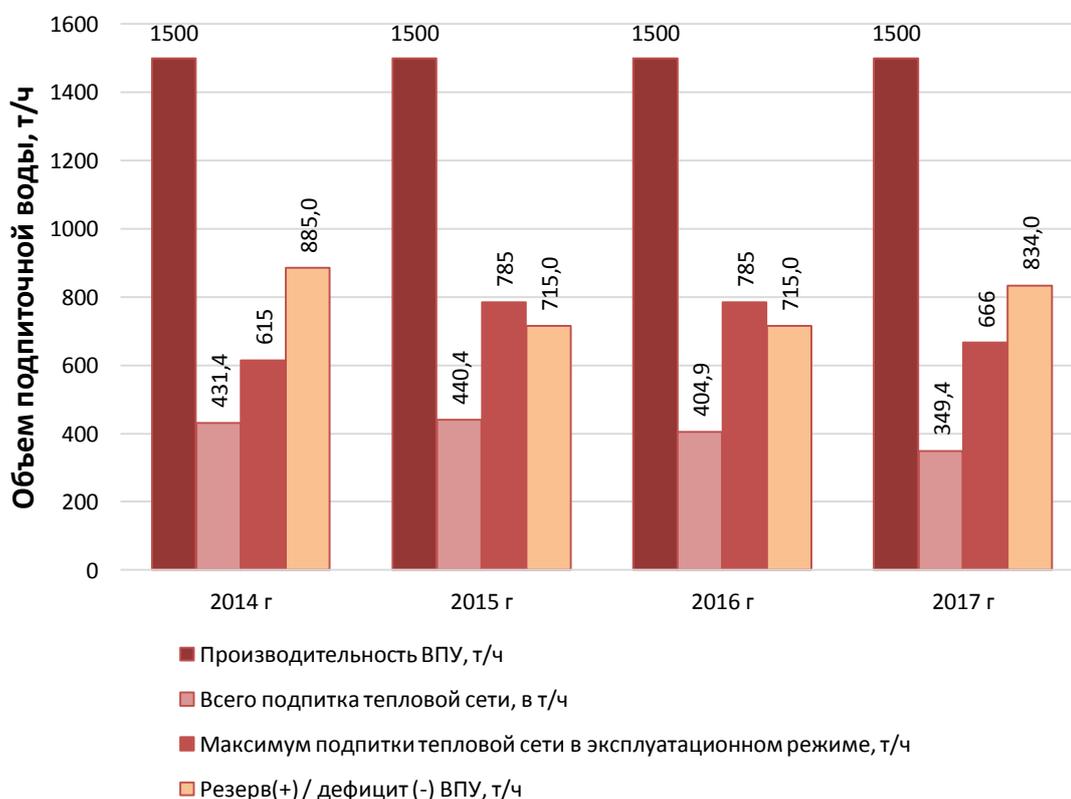


Рис. 2.5.2. Балансы производительности водоподготовительной установки, общей подпитки тепловой сети, резерва/дефицита Кировской ТЭЦ-3 на период 2014-2017 гг.

В зоне действия Кировской ТЭЦ-3 все потребители горячего водоснабжения г. Кирово-Чепецка подключены по открытой схеме. Расход сетевой воды на горячее водоснабжение с открытым водоразбором составляет в среднем 364,0 т/ч.

В соответствии с требованиями Федерального закона от 07.12.2011 № 417-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении» к 2022 г. все абоненты в зоне действия открытой системы теплоснабжения должны быть переведены на закрытую схему горячего водоснабжения.

В период 2021 – 2024 гг. предполагается перевести на закрытую схему ГВС 1099 зданий в г. Кирово-Чепецке. В 2021 г. предлагается выполнить перевод 285 зданий, в 2022 г. – 264 зданий, в 2023 г. – 280 здания, в 2024 г. – 270 зданий.

При выполнении запланированных мероприятий по переводу на закрытую схему ГВС потребителей в г. Кирово-Чепецке снижение расхода сетевой воды на открытый ГВС будет происходить в период 2021 – 2024 гг. темпами, показанными в табл. 7.5.2.

Таблица 7.5.2

Период	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	Итого за 2021 – 2024 гг.
Величина снижения расхода сетевой воды на открытый ГВС, м ³ /ч	72,5	67,1	71,2	68,7	279,4

Перевод на закрытую схему ГВС абонентов в г. Кирово-Чепецке позволит существенно снизить необходимую фактическую подпитку тепловой сети от Кировской ТЭЦ-3.

В табл. 7.5.3 приведены данные о необходимой фактической подпитке тепловой сети от Кировской ТЭЦ-3 с учетом перевода потребителей г. Кирово-Чепецка на закрытую схему ГВС в период 2018 – 2033 гг.

Таблица 7.5.3

Период	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 -2027 гг.	2028 –2033 гг.
Величина прогнозируемой фактической подпитки сетевой воды, м ³ /ч	349,4	349,4	349,4	349,4	277,0	209,8	70,0

Соотношение перспективной подпитки тепловой сети и расчетной производительности ВПУ Кировской ТЭЦ-3 на период 2018 – 2033 гг. показано в табл. 7.5.4.

В табл. 7.5.4 приведены также величины нормативной и сверхнормативной утечек теплоносителя, максимальной аварийной подпитки тепловой сети и резерв производительности ВПУ Кировской ТЭЦ-3 в период 2018 – 2033 гг.

Таблица 7.5.4

Наименование показателя	Ед. изм.	Отчётный год							
		2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024-2028гг	2029-2033 гг
Производительность ВПУ	м ³ /ч	1500	1500	1500	1500	1500	1500	400	400
Среднегодовая подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м ³ /ч	349,4	349,4	349,4	349,4	277,0	209,8	70,0	54,1
- нормативные утечки теплоносителя	м ³ /ч	53,2	53,2	53,3	53,4	53,5	53,6	53,8	54,1
-сверхнормативные утечки теплоносителя	м ³ /ч	16,8	16,8	16,7	16,6	16,5	16,4	16,2	0,0
- открытый ГВС	м ³ /ч	279,4	279,4	279,4	279,4	207,0	139,8	0,0	0,0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м ³ /ч	666	666	666	666,0	593,5	526,4	348,0	348,0
Максимальная аварийная подпитки тепловой сети	м ³ /ч	388,0	388,6	389,2	389,8	390,4	391,1	392,4	394,6
Увеличение часового расхода аварийной подпитки тепловой сети по сравнению с 2017 г.	м ³ /ч	3,7	4,3	4,9	5,5	6,2	6,8	8,1	10,3
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	м ³ /ч	834,0	834,0	834,0	834,0	906,5	973,6	52,0	52,0
Доля резерва	%	56%	56%	56%	56%	60%	65%	13%	13%

Увеличение часового расхода аварийной подпитки тепловой сети, принятого в размере 2 % от общего перспективного объема тепловых сетей г. Кирово-Чепецк, составит 10,3 м³/ч (с 384,3 м³/ч в 2017 году до 394,6 м³/ч к 2033 году). В случае аварии на тепловой сети прекращается водоразбор ГВС, весь объем теплоносителя идет на аварийную подпитку тепловой сети. Таким образом, в нормальном режиме работы подпитка тепловой сети, связанная с нормативными и сверхнормативными утечками, составит 70 м³/ч для 2018 г., а в случае аварии на тепловой сети – 388,0 м³/ч.

Для закрытых систем теплоснабжения максимальный часовой расход подпиточной воды (G_3 , м³/ч) составляет:

$$G_3 = 0,0075 V_{тс} + G_m,$$

где: G_m – расход воды на заполнение наибольшего по диаметру секционированного участка тепловой сети (0,7 м). Для тепловой сети Кировской ТЭЦ-3 G_m равен 200 м³/ч.

$V_{тс}$ – объем воды в системах теплоснабжения. Для системы теплоснабжения от Кировской ТЭЦ-3 $V_{тс}$ равен 19 731,6 м³.

Следовательно, в период после 2024 г., когда все потребители тепловой энергии от Кировской ТЭЦ-3 будут переведены на закрытую схему ГВС производительность водоподготовительных установок ТЭЦ может быть снижена до величины:

$$G_3 = 0,0075 V_{тс} + G_m = 0,0075 * 19\ 731,6 + 200 = 137,0 + 200,0 = 348\ \text{м}^3/\text{ч}.$$

Таким образом производительность ВПУ Кировской ТЭЦ-3 в период с 2025 г. может быть принята 400 м³/ч.

Соотношение перспективной подпитки тепловой сети и расчетной производительности ВПУ Кировской ТЭЦ-3 на период 2018 – 2033 гг. показано на графике рис. 2.5.3.

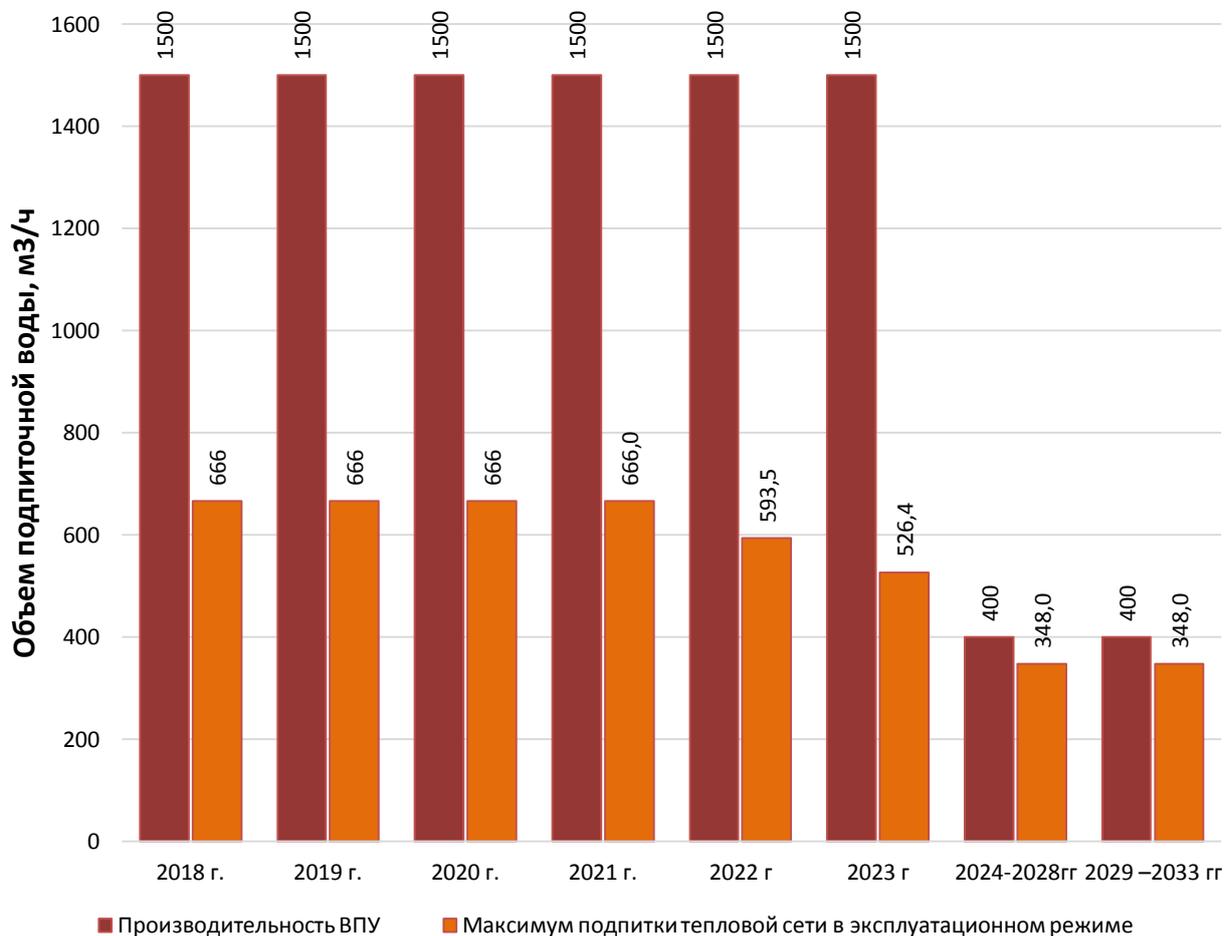


Рис. 7.5.3. Перспективная подпитка тепловой сети и расчетная производительность ВПУ Кировской ТЭЦ-3 для подпитки тепловой сети на период 2018 – 2033 гг.

Анализ данных, приведенных на графике рис. 7.5.3 показывает, что перспективная подпитка тепловой сети к 2033 г. в целом, с учетом перевода на закрытую схему ГВС, снизится в 6,5 раз (с 349,4 м³/ч в 2018 г. до 54,1 м³/ч к 2033 г.).

Снижение обусловлено переводом потребителей с открытой схемы горячего водоснабжения на закрытую, а также устранением сверхнормативных утечек теплоносителя.

На графике рис. 7.5.4 приведены значения перспективной аварийной подпитки тепловой сети Кировской ТЭЦ-3 в период 2018 – 2033 гг.

Анализ данных, приведенных на графике рис. 2.5.4 показывает, что увеличение часового расхода аварийной подпитки тепловой сети, принятого в размере 2 % от общего перспективного объема тепловых сетей г. Кирово – Чепецка, составит 10,3 м³/ч (с 384,3 м³/ч в 2017 г. до 394,6 м³/ч к 2033 г.).

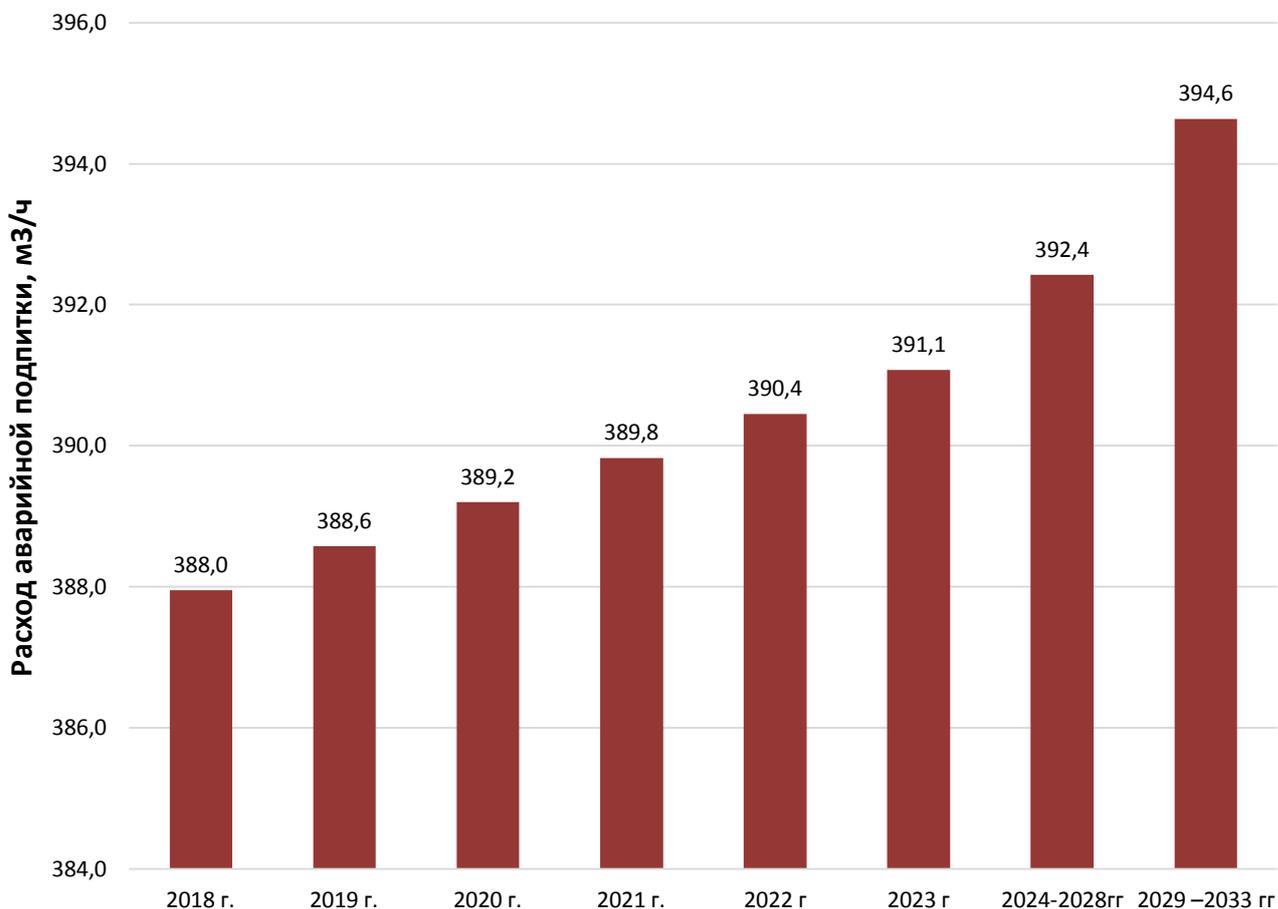


Рис. 7.5.4 Перспективная аварийная подпитка теплосети Кировской ТЭЦ-3 на период 2018 – 2033 гг.

Перевод абонентов тепловой сети г. Кирово-Чепецка с открытой схемы горячего водоснабжения на закрытую позволяет исключить расход сетевой воды для открытой схемы ГВС, который в 2017 г. составлял в среднем 279,4 м³/ч.

Поэтому в Схеме теплоснабжения г. Кирово-Чепецка предложено снизить производительность водоподготовительных установок для подпитки тепловой сети Кировской ТЭЦ-3 с 1500 м³/ч до 400 м³/ч.

При анализе доли резерва производительности ВПУ Кировской ТЭЦ-3 было принято, что к 2024 г. производительность водоподготовительных установок для подпитки тепловой сети будет снижена до 400 м³/ч.

К 2033 году доля резерва производительности ВПУ Кировской ТЭЦ-3, в связи с отсутствием необходимости в существующем объеме, будет снижена до 13 %.

Изменение величины резерва производительности ВПУ Кировской ТЭЦ-3 для подпитки тепловой сети на период 2018 – 2033 гг. приведено на графике рис. 7.5.5.

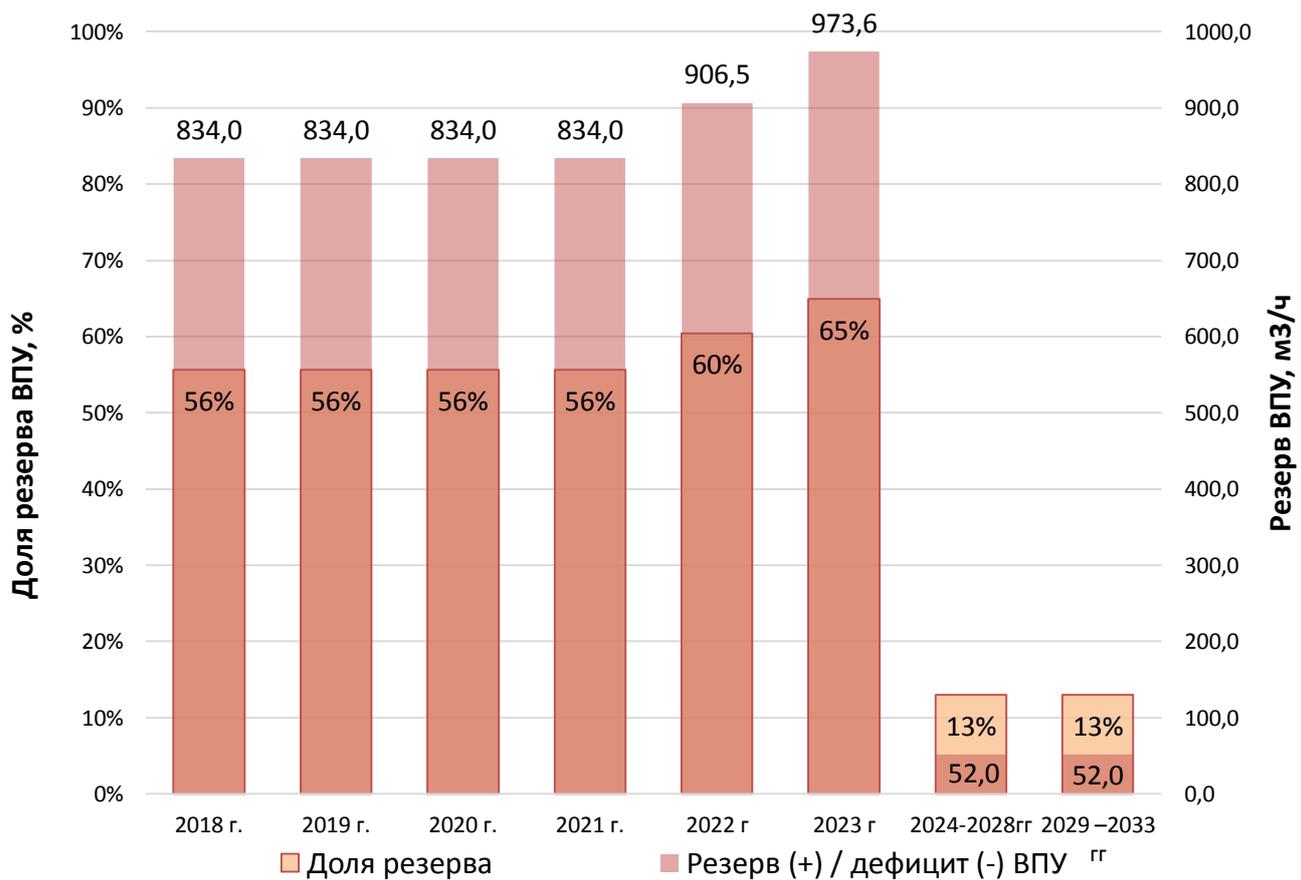


Рис. 7.5.5 Резервы производительности ВПУ Кировской ТЭЦ-3 на период 2018 – 2033 гг.

7.6. Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей котельной микрорайона Каринторф

Данные о номинальной и располагаемой производительности водоподготовительной установки подпитки тепловой сети от котельной микрорайона Каринторф, а также о величине резерва производительности ВПУ приведен в табл.7.6.1.

Таблица 7.6.1

Наименование показателя	Единица измерения	Отчётный год			
		2014	2015	2016	2017
Производительность ВПУ	м ³ /ч	10	10	10	10
Среднегодовая подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м ³ /ч	5,079	5,079	5,079	5,079
- нормативные утечки теплоносителя	м ³ /ч	0,875	0,875	0,875	0,875
- сверхнормативные утечки теплоносителя	м ³ /ч	4,204	4,204	4,204	4,204
- открытый ГВС	м ³ /ч	-	-	-	-
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м ³ /ч	6,0	6,0	6,0	6,0
Максимальная аварийная подпитка тепловой сети	м ³ /ч	8,5	8,5	8,5	8,5
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	м ³ /ч	4,0	4,0	4,0	4,0
Доля резерва	%	40%	40%	40%	40%

На рис 7.6.1. приведены производительность водоподготовительной установки, величина общей подпитки тепловой сети, резерва/дефицита производительности ВПУ на котельной БМК-80 микрорайона Каринторф за период 2014-2017 гг.

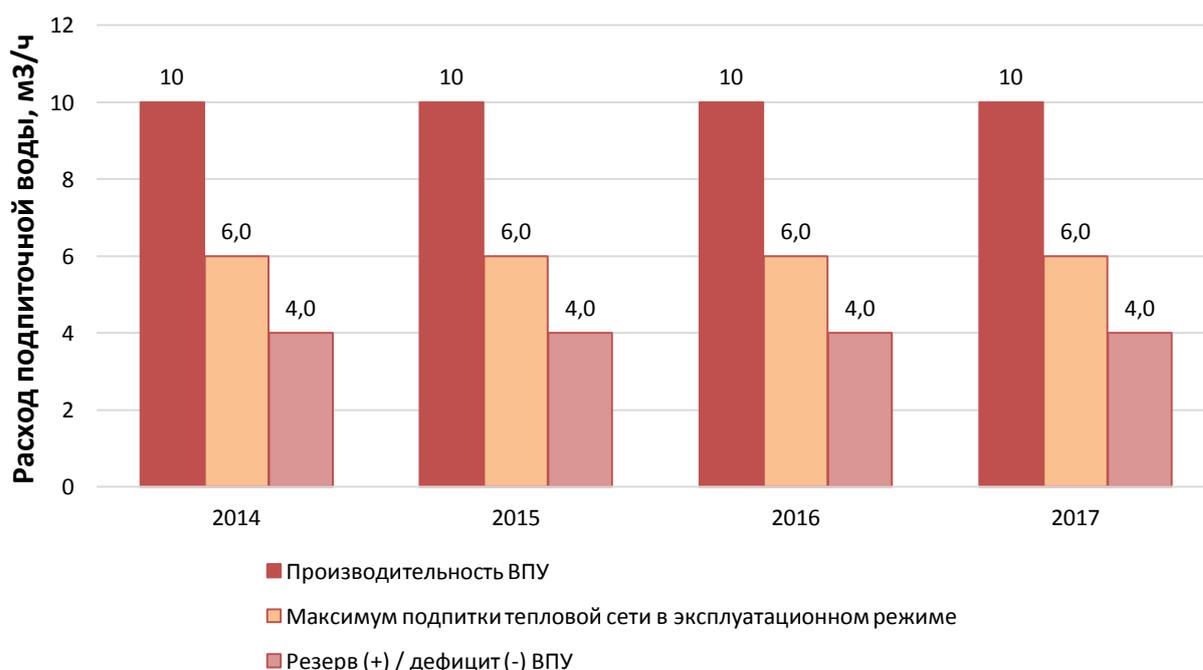


Рис. 7.6.1. Балансы производительности водоподготовительной установки, общей подпитки тепловой сети, резерва/дефицита котельной БМК-8.0 на период 2014-2017 гг.

Перспективный баланс производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей котельной микрорайона Каринторф на период 2018 – 2033 гг. может изменяться в связи с предлагаемым монтажом теплообменного оборудования для обеспечения горячего водоснабжения потребителей микрорайона Каринторф.

Перспективный прирост тепловой нагрузки и расхода теплоносителя на ГВС для котельной микрорайона Каринторф по годам расчетного периода 2018 – 2033 гг. приведен в табл. 7.6.2.

Таблица 7.6.2.

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Рассматриваемый период, год							
			2018г.	2019г.	2020г.	2021г.	2022г.	2023г.	2024 – 2028 гг.	2029 – 2033 гг.
1	Тепловая нагрузка ГВС потребителей	Гкал/ч	0	0,136	0,178	0,22	0,262	0,304	0,447	0,61
2	Среднедельный часовой расход теплоносителя для обеспечения ГВС	м ³ /ч	0	6,1	8,0	9,9	11,8	13,7	20,1	27,5
3	Снижение нагрузки на отопление, вентиляцию и ГВС в связи со сносом зданий	Гкал/ч	0	-0,067	-0,067	-0,067	-0,067	-0,067	-0,067	-0,259
4	Снижение расхода сетевой воды на отопление, вентиляцию и ГВС в связи со сносом зданий	м ³ /ч	0	-3,5	-3,5	-3,5	-3,5	-3,5	-3,5	-13,4
5	Изменение расхода сетевой воды	м ³ /ч	0	2,6	4,5	6,4	8,3	10,2	16,6	14,1
6	Расход теплоносителя для обеспечения нагрузки на отопление, вентиляцию и ГВС	м ³ /ч	210,3	212,9	214,8	216,7	218,6	220,5	226,9	224,4
7	Тепловая нагрузка потребителей на отопление, вентиляцию и ГВС	Гкал/ч	4,04	4,069	4,111	4,153	4,195	4,237	4,38	4,351

Таким образом, перспективный прирост расхода теплоносителя для котельной микрорайона Каринторф за период 2018 – 2033 гг. составит 14,1 м³/ч.

На графике рис. 7.6.2 показан перспективный прирост расхода теплоносителя для котельной микрорайона Каринторф за период 2018 – 2033 гг.

На графике рис. 7.6.3 показан перспективный расход теплоносителя для обеспечения нагрузки на отопление, вентиляцию и ГВС для котельной микрорайона Каринторф за период 2018 – 2033 гг.

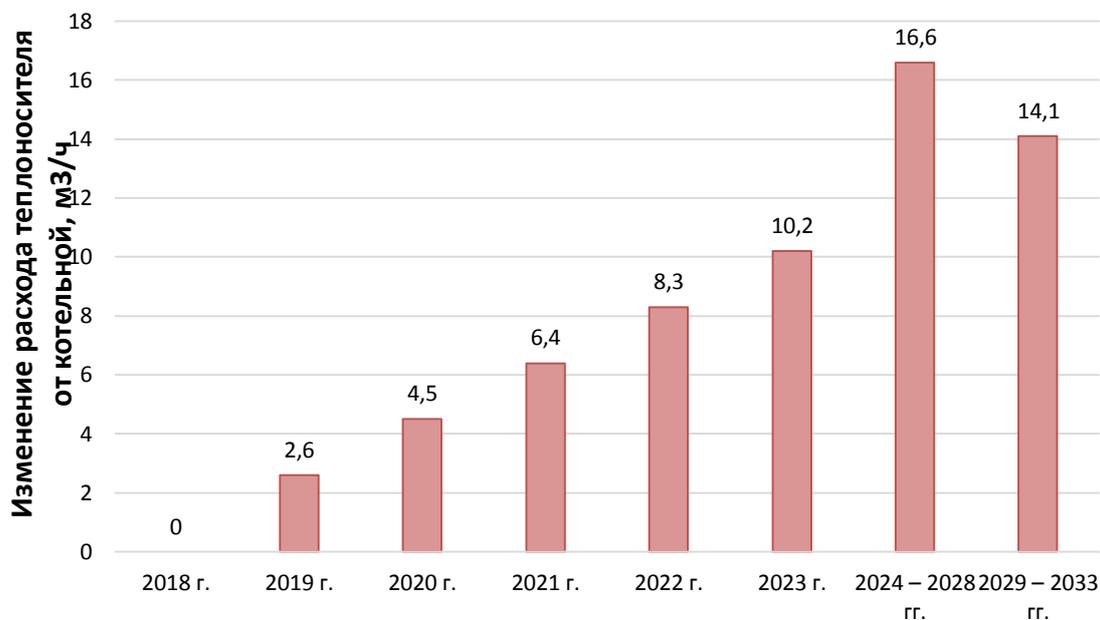


Рис. 7.6.2. Перспективный прирост расхода теплоносителя котельной мкр Каринторф за период 2018-2033 гг.

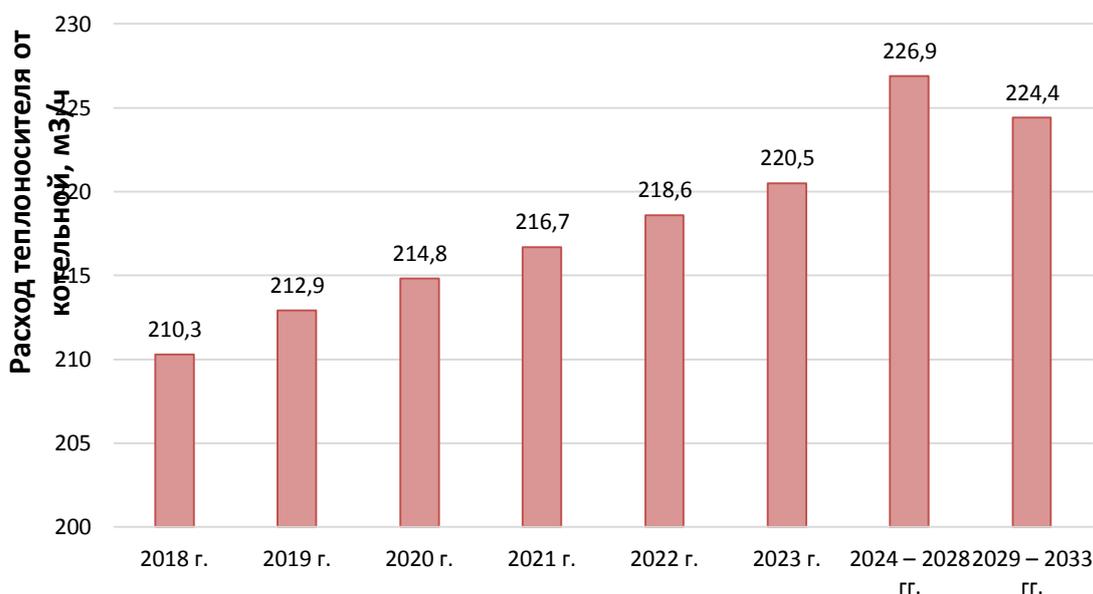


Рис. 7.6.3. Перспективный расход теплоносителя для обеспечения нагрузки на отопление, вентиляцию и ГВС котельной микрорайона Каринторф за период 2018 – 2033 гг.

Анализ данных, приведенных на графике рис. 7.6.3 показывает, что за период 2018 – 2033 гг. происходит рост расхода теплоносителя в системе теплоснабжения микрорайона Каринторф с 210,3 до 224,4 м³/ч.

Анализ гидравлического режима показывает, что тепловые сети от котельной БМК-80 способны обеспечить передачу увеличенного на 13% расхода теплоносителя.

Соотношение перспективной подпитки тепловой сети и расчетной производительности ВПУ котельной микрорайона Каринторф на период 2018 – 2033 гг. показано в табл. 2.6.4.

В табл. 2.6.4 приведены также величины нормативной и сверхнормативной утечек теплоносителя, максимальной аварийной подпитки тепловой сети и резерв производительности ВПУ котельной микрорайона Каринторф в период 2018 – 2033 гг.

Таблица 2.6.4

Наименование показателя	Отчётный год								
	Ед. изм.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024-2028гг	2029–2033 гг
Производительность ВПУ	м ³ /ч	10	10	10	10	10	10	10	10
Среднегодовая подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м ³ /ч	5,079	5,079	5,079	5,079	5,079	5,079	5,079	5,079
- нормативная попитка теплоносителя	м ³ /ч	0,875	0,875	0,884	0,894	0,907	0,922	0,944	0,957
- сверхнормативная подпитка теплоносителя	м ³ /ч	4,204	4,204	4,195	4,185	4,172	4,157	4,135	4,122
- открытый ГВС	м ³ /ч	-	-	-	-	-	-	-	-
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м ³ /ч	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Максимальная аварийная подпитка тепловой сети	м ³ /ч	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	м ³ /ч	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Доля резерва	%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%

Изменение расхода нормативной подпитки связано с ростом объема внутридомовых сетей, связанного с монтажом систем горячего водоснабжения, а также со снижением объема наружных сетей ввиду отключения абонентов (сноса зданий). Величины среднегодовой подпитки, максимальной подпитки в эксплуатационном и аварийном режимах приняты на основе фактических данных предшествующих лет.

Соотношение перспективной подпитки тепловой сети и расчетной производительности ВПУ котельной микрорайона Каринторф на период 2018 – 2033 гг. показано на графике рис.

2.5.3.

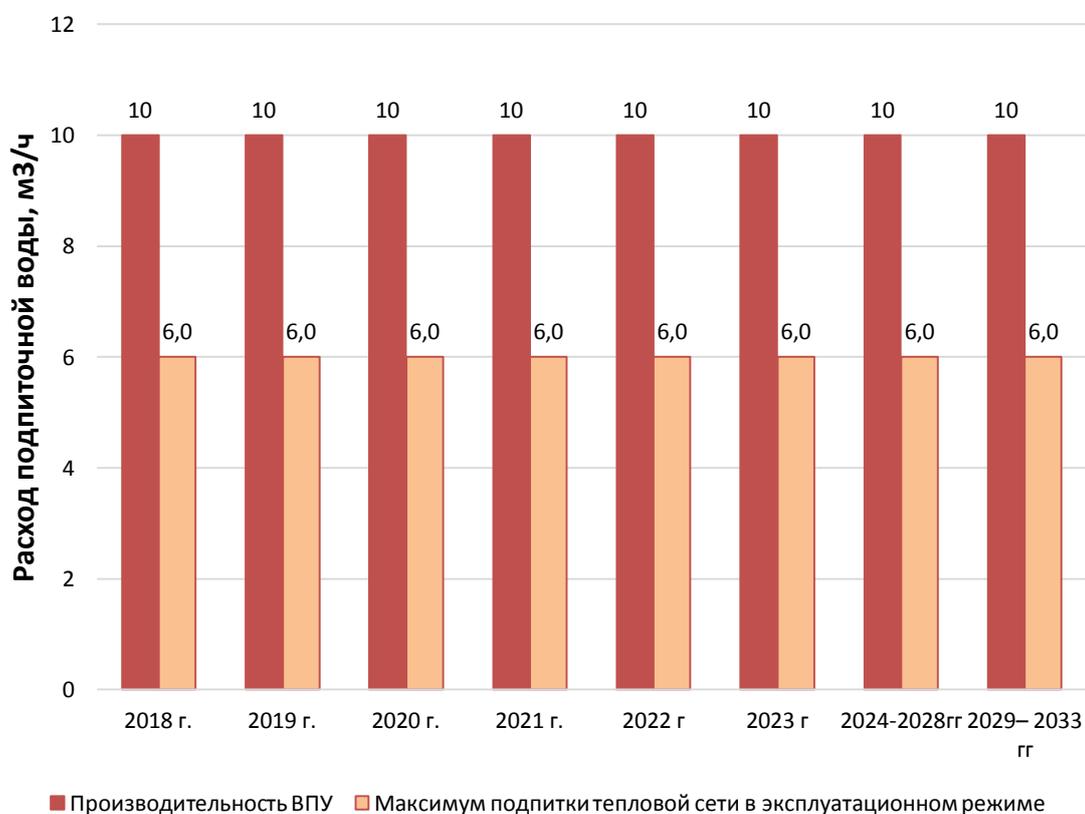


Рис. 2.5.3. Перспективная подпитка тепловой сети и расчетная производительность ВПУ Кировской ТЭЦ-3 для подпитки тепловой сети на период 2018 – 2033 гг.

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

8.1. Топливный баланс Кировской ТЭЦ-3

Проектным видом топлива для энергетических котлоагрегатов ПСУ (старой части ТЭЦ-3) является торф, резервным – мазут. В 80-е годы энергетические котлоагрегаты реконструированы для сжигания угля, а в 90-е годы 5 из 7 котлоагрегатов реконструированы для сжигания природного газа.

Единственным топливом для газовой турбины ПГУ является природный газ. Аварийное топливо не предусмотрено. Природный газ подается на ПГУ от новой газораспределительной станции (ГРС №18) производительностью 60 тыс.м³/час с максимальным входным давлением 5,4 МПа. На территории станции природный газ транспортируется по эстакаде одним трубопроводом в блочный пункт подготовки газа (БППГ), где происходит осушка, очистка, подогрев газа и осуществляется коммерческий учет.

Природный газ поступает по двум газопроводам от разных ГРС для блока ПГУ и для неблочной части (старой части) Кировской ТЭЦ-3. Системы газоснабжения ПГУ и неблочной части не имеют технологических связей и функционируют независимо друг от друга.

Основным топливом для старой части Кировской ТЭЦ-3 является природный газ, резервными – топочный мазут, каменный уголь и торф.

Снабжение газом водогрейных котлов пиковой котельной и энергетических котлов главного корпуса ПСУ осуществляется от ГРС №3 г. Кирово-Чепецк. Газ поступает на существующий ГРП, расположенный на территории ТЭЦ-3, по газопроводу Ду 300, давлением P=0,6 МПа и длиной 1,3 км. Минимальный расход газа (при работе одного котла) составляет 13 200 м³/час. Максимальная пропускная способность ГРП составляет 50 000 м³/час. Из существующего ГРП газ с давлением P=0,104 МПа подается на водогрейные и энергетические котлы неблочной части.

Прием, хранение и подготовка мазута к сжиганию осуществляется на мазутном хозяйстве. Мазут поступает на станцию в железно- дорожных цистернах на эстакаду слива. Качество поступающего мазута определяется в химической лаборатории ТЭЦ.

Поступающий по железной дороге уголь разгружается на расходном складе угля при помощи агрегата для выгрузки полувагонов с углем (портала) с накладным вагонным вибратором, перегружается грейферными кранами ДЭК в штабели и подается ленточными конвейерами топливоподачи через дробильные устройства в бункера котлоагрегатов. Хранение угля производится на расходном складе, рассчитанном на 90 тыс. тонн угля. Качество поступающего угля определяется в химической лаборатории ТЭЦ. В основном используются угли Кузнецкого бассейна марок Д (длиннопламенный) и Г (газовый). Доставка угля осуществляется железнодорожным транспортом.

До февраля 2012 года на Кировской ТЭЦ-3 производилось сжигание фрезерного торфа, доставляемого вагонами узкой колеи и выгружаемого в роторном вагоноопрокидывателе на питатели в разгрузсарае. С марта 2012 года подъездные пути узкой колеи разобраны. Запас торфа находится на хранении на складе ЗАО «Вятка Торф» и поставляется автомобильным транспортом.

Данные по фактическому расходу топлива и топливным балансам приведены в таблице 8.1.1.

Таблица 8.1.1

Наименование показателя, единица измерения	Значение показателя по годам				
	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
А. Старая часть Кировской ТЭЦ-3					
1. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт·ч	333,5	310,8	336,2	412,9	409,5
2. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по конденсационному циклу, г у.т./кВт·ч	324,0	377,6	409,3	500,9	473,3
3. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по теплофикационному циклу, г у.т./кВт·ч	226,8	277,1	356,7	475,7	424,4
4. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	177,5	178,1	182,1	179,4	180,3
5. Суммарный расход условного топлива за год, т у.т., в том числе по видам:	442930	375188	256813	199691	205818
Природный газ, т у.т.	414 870	355 227	239 914	189765	204587
Уголь, т у.т.	27 905	19 837	16 899	9 910	1 140
Торф, т у.т.	-	-	-	-	-
Мазут, т у.т.	155	124	-	16	91
Природный газ, млн. м3	357,491	305,081	205,253	162,748	175,781
Уголь, тыс. тнт	43,275	30,222	27,081	16,143	1,867
Торф, тыс. тнв	-	-	-	-	-
Мазут, тыс. тнт	0,163	0,123	0,000	0,014	0,074
Природный газ, %	93,66%	94,68%	93,42%	95,03%	99,40%
Уголь, %	6,30%	5,29%	6,58%	4,96%	0,55%
Торф, %	-	-	-	-	-
Мазут, %	0,03%	0,03%	0,00%	0,01%	0,04%
6. Расход условного топлива на отпуск электроэнергии, т у.т.	206262	144564	79623	42456	47336
7. Расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, т у.т.	236668	230624	177190	157235	158482
8. Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2017 год, т у.т.	237112	169370	50995	-6127	0
9. Изменение расхода условного топлива на отпуск электроэнергии, т у.т.	158926	97228	32287	-4880	0
10. Изменение расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии, т у.т.	78186	72142	18708	-1247	0
Б. ПГУ Кировской ТЭЦ-3					
1. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт·ч	-	228,4	217,3	211,1	209,0
2. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	-	142,792	155,626	166,641	167,433
3. Суммарный расход условного топлива за год, т у.т., в том числе по видам:	-	168840	360668	394905	390553

Наименование показателя, единица измерения	Значение показателя по годам				
	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Природный газ, тут.	-	168840	360668	394905	390553
Природный газ, млн. м3	-	144,371	308,387	338,293	335,442
Природный газ, %	-	100%	100%	100%	100%
4. Расход условного топлива на отпуск электроэнергии, т.у.т.	-	154010	305935	317105	307937
5. Расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, т у.т.	-	14830	54733	77800	82616
6. Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2017 год, т у.т.	-390553	-221713	-29885	4352	0
7. Изменение расхода условного топлива на отпуск электроэнергии, т у.т.	-307937	-153927	-2002	9168	0
8. Изменение расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии, т у.т.	-82616	-67786	-27883	-4816	0
В. Всего по Кировской ТЭЦ-3					
1. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт·ч	333,5	262,0	234,4	224,0	223,6
2. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	177,5	175,5	175,1	175,0	175,6
3. Суммарный расход условного топлива за год, т у.т.	442930	544028	617481	594596	596371
Природный газ, т у.т.	414870	524067	600582	584670	595140
Уголь, т у.т.	27905	19837	16899	9910	1140
Торф, т у.т.	-	-	-	-	-
Мазут, т у.т.	155	124	-	16	91
Природный газ, млн. м3	357,491	449,453	513,640	501,041	511,223
Уголь, тыс. тнт	43,275	30,222	27,081	16,143	1,867
Торф, тыс. тнв	-	-	-	-	-
Мазут, тыс. тнт	0,163	0,123	0,000	0,014	0,074
Природный газ, %	93,66%	96,33%	97,26%	98,33%	99,79%
Уголь, %	6,30%	3,65%	2,74%	1,67%	0,19%
Торф, %	-	-	-	-	-
Мазут, %	0,03%	0,02%	0,00%	0,00%	0,02%
4. Расход условного топлива на отпуск электроэнергии, т у.т.	206262	298574	385558	359561	355273
5. Расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, т у.т.	236668	245454	231923	235035	241098
6. Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2017 год, т у.т.	-153441	-52343	21110	-1775	0
7. Изменение расхода условного топлива на отпуск электроэнергии, т у.т.	-149011	-56699	30285	4288	0
8. Изменение расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии, т у.т.	-4430	4356	-9175	-6063	0

Нормативный неснижаемый запас топлива Кировской ТЭЦ-3 на период 2014 - 2033 годов приведен в таблице 8.1.2.

Таблица 8.1.2.

Наименование показателя, размерность	Период								
	Утв. на 2013 г.	Утв. на 2014	Утв. на 2015	Утв. на 2016	Утв. на 2017	Утв. на 2018	2019-2023	2024-2028	2029-2033
- каменный уголь	9787	9787	9787						
- мазут	2053	2053	2053	2009	1293	1293	1293	1293	1293
- торф									

Нормативный эксплуатационный запас топлива (НЭЗТ) на период 2014 – 2033 годы представлен в таблице 8.1.3.

Таблица 8.1.3

Наименование показателя, размерность	Период								
	Утв. на 2013 г.	Утв. на 2014	Утв. на 2015	Утв. на 2016	Утв. на 2017	Утв. на 2018	2019-2023 гг.	2024-2028 гг.	2029-2033 гг.
- каменный уголь	58937	58937	58937	2502	2502	2502	2502	2502	2502
- мазут	230	230	60	395	395	395	395	395	395
- торф				116240	38671	38671	38671	38671	38671

Общий нормативный запас топлива (ОНЗТ) приведен в таблице 8.1.4.

Таблица 8.1.4

Наименование показателя, размерность	Период								
	Утв. на 2013 г.	Утв. на 2014	Утв. на 2015	Утв. на 2016	Утв. на 2017	Утв. на 2018	2019-2023 гг.	2024-2028 гг.	2029-2033 гг.
- каменный уголь	68724	68724	68742	2502	2502	2502	2502	2502	2502
- мазут	2283	2283	2113	2404	1688	1688	1688	1688	1688
- торф				116240	38671	38671	38671	38671	38671

Снижение величины ОНЗТ каменного угля в 2016 году и увеличение доли торфа связано с возможностью более быстрой доставки торфа в сравнении с временем доставки угля с мест разработки торфа в Кировской области. Общее снижение ОНЗТ связано со снижением доли каменного угля и торфа в структуре сжигаемого топлива в связи с вводом ПГУ-220, работающей на природном газе.

8.2. Топливный баланс котельной МКР Каринторф

Источником газоснабжения котельной Каринторф служит магистральный газопровод Оханск-Киров давлением 5,5 МПа. Калорийность газа в среднем составляет 8 138 ккал/м³. Топливный баланс котельной микрорайона Каринторф показан в табл. 8.2.1.

Таблица 8.2.1

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
1	Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов,	кг/т/Гкал	158,8	157,7	159,9	158,7
2	Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии,	кг/т/Гкал	155,3	153,2	155,3	155,3
3	Суммарный расход условного топлива за год, в т.ч. по видам	тыс. тут	2145,4	1945,7	2117,6	2292,5
	Природный газ	тыс. тут.	2145,4	1945,7	2117,6	2292,5
	Природный газ	млн. м3	1,834	1,664	1,814	1,969
	Природный газ	%	100%	100%	100%	100%
4	Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2017 год,	тыс. тут	-147,1	-346,8	-174,9	0,0

Часть 9. Надежность теплоснабжения.

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 [P];
- 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.

2.1. Расчет вероятности безотказной работы тепловых магистралей от Кировской ТЭЦ-3

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.

2.1.1. Расчетный участок от Кировской ТЭЦ-3 до ТК 10-16

Расчетный участок от Кировской ТЭЦ-3 до ТК 10-16 тепловой сети г. Кирово-Чепецк представлен на рис. 9.1.1, для резервного на рис. 9.1.2. Результаты расчета вероятности безотказной работы указанной тепловой магистрали за базовый (2017) год приведены в табл. 9.1.1. Изменение показателей безаварийности работы каждого участка и безотказности работы всей тепломагистрали вдоль расчетного пути представлено на рис. 9.1.3, для резервного участка – на рис. 9.1.3..



Рис. 9.1.1. Расчетный участок тепловой сети от Кировской ТЭЦ-3 до ТК 10-16



Рис. 9.1.2. Резервный участок тепловой сети от Кировской ТЭЦ-3 до ТК 10-16

Таблица 9.1.1.

№	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Год ввода в эксплуатацию	Интенсивность отказов	Вероятность безотказной работы	Средняя вероятность безотказной работы
Основная магистраль							
1	ТЭЦ	7ТК-4	779	1977	0,5250	0,94525	0,99989
2	7ТК-4	7ТК-5	92,7	1977	0,5250	0,94525	0,97257
3	7ТК-5	7ТК-6	162	1977	0,5250	0,94525	0,95891
4	7ТК-6	7ТК-7	119,3	1977	0,5250	0,94525	0,95208
5	7ТК-7	7ТК-8	157	1977	0,5250	0,94525	0,94866
6	7ТК-8	7ТК-9а	175,5	1977	0,5250	0,94525	0,94696
7	7ТК-9а	7ТК-9	6,5	1977	0,5250	0,94525	0,94610
8	7ТК-9	Уз. 7НО-10	147	1977	0,5250	0,94525	0,94567
9	Уз. 7НО-10	III-1,2 в 7П- 1	1068	1977	0,5250	0,94525	0,94546
10	III-1,2 в 7П- 1	7 Павильон 1	2,64	1977	0,5250	0,94525	0,94535
11	7 Павильон 1	7 Павильон 1а	218,1	1972	0,5250	0,93919	0,94530

№	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Год ввода в эксплуатацию	Интенсивность отказов	Вероятность безотказной работы	Средняя вероятность безотказной работы
12	7 Павильон 1а	7-НО- 23 Уз.Совхоз Чеп 1	823	1972	0,5250	0,93919	0,94224
13	7-НО- 23 Уз.Совхоз Чеп 1	7НО-25 ПАВ ЛЕПСЕ	331	1977	0,5250	0,94525	0,94072
14	7НО-25 ПАВ ЛЕПСЕ	7 павильон 2	218	1977	0,5250	0,94525	0,94298
15	7 павильон 2	III-7 III-8 в 7П-2 к ТК 7-01	2,38	1997	0,0641	0,96949	0,94412
16	III-7 III-8 в 7П-2 к ТК 7-01	ТК 7-01	11,7	1997	0,0641	0,96949	0,95680
17	ТК 7-01	ТК 7-01а	163,9	1997	0,0641	0,96949	0,96314
18	ТК 7-01а	ТК 7-02	85,7	1997	0,0641	0,96949	0,96632
19	ТК 7-02	ТК 7-03	101,7	1997	0,0641	0,96949	0,96790
20	ТК 7-03	ТК 7-04	94	1977	0,5250	0,94525	0,96870
21	ТК 7-04	ТК 7-05	98	1977	0,5250	0,94525	0,95697
22	ТК 7-05	ТК 7-06	127,9	2014	0,0636	0,99009	0,95111
23	ТК 7-06	ТК 7-06а	115	1977	0,5250	0,94525	0,97060
24	ТК 7-06а	ТК 7-07	152	1977	0,5250	0,94525	0,95792
25	ТК 7-07	3/а в ТК 7-07 Отп ул Школьн	1,19	1978	0,5250	0,94646	0,95159
26	3/а в ТК 7-07 Отп ул Школьн	Перемычка 7-07	0,76	1978	0,5250	0,94646	0,94902
27	Перемычка 7-07	ТК 10-1	43	1978	0,5250	0,94646	0,94774
28	ТК 10-1	ТК 10-2	120	1978	0,5250	0,94646	0,94710
29	ТК 10-2	ТК 10-3	118	1978	0,5250	0,94646	0,94678
30	ТК 10-3	ТК 10-4	183	1978	0,5250	0,94646	0,94662
31	ТК 10-4	ТК 10-5	112	1978	0,5250	0,94646	0,94654
32	ТК 10-5	ТК 10-6	114	1989	0,0990	0,95979	0,94650
33	ТК 10-6	ТК 10-7	100	1989	0,0990	0,95979	0,95315
34	ТК 10-7	ТК 10-8	110	1989	0,0990	0,95979	0,95647
35	ТК 10-8	ТК 10-10	176	1996	0,0641	0,96828	0,95813
36	ТК 10-10	ТК 10-11	304,5	1992	0,0990	0,96343	0,96320
37	ТК 10-11	ТК 10-12	166,5	1992	0,0990	0,96343	0,96332
38	ТК 10-12	перемычка 10-13	89	1992	0,0990	0,96343	0,96337
39	перемычка 10-13	ТК 10-13	1,4	1992	0,0990	0,96343	0,96340
40	ТК 10-13	3/а в ТК 10-13 Отп.МКР9 Тк10-14	1,26	1992	0,0990	0,96343	0,96341
41	3/а в ТК 10-13 Отп.МКР9 Тк10-14	ТК 10-14	110,8	1992	0,0990	0,96343	0,96342
42	ТК 10-14	ТК 10-15	120,2	1992	0,0990	0,96343	0,96342
43	ТК 10-15	ТК 10-16	217	1992	0,0990	0,96343	0,96343
44	ТК 10-16	ТК 10-17	50,3	1991	0,0990	0,96222	0,96343
Итого по расчетному участку							0,96343
Резервная магистраль							
1	ТЭЦ	Уз. т.А отпуск	502	2002	0,0500	0,97555	0,99989

№	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Год ввода в эксплуатацию	Интенсивность отказов	Вероятность безотказной работы	Средняя вероятность безотказной работы
2	Уз. т.А отпуск	ТК 3-01	76	1996	0,0641	0,96828	0,98772
3	ТК 3-01	ТК 3-02	120	1953	0,5250	0,91616	0,97800
4	ТК 3-02	ТК 3-03	193	1953	0,5250	0,91616	0,94708
5	ТК 3-03	ТК 3-04	23	1953	0,5250	0,91616	0,93162
6	ТК 3-04	ТК 3-05	64	1953	0,5250	0,91616	0,92389
7	ТК 3-05	ТК 3-06	40	1953	0,5250	0,91616	0,92002
8	ТК 3-06	перемычка 3-07 от 3-06	112	1985	0,1954	0,95494	0,91809
9	перемычка 3-07 от 3-06	I-1 I-2 в ТК 3-07	0,76	1985	0,1954	0,95494	0,93652
10	I-1 I-2 в ТК 3-07	Уз. 3-07-3	0,83	1985	0,1954	0,95494	0,94573
11	Уз. 3-07-3	ТК 3-07	0,2	1985	0,1954	0,95494	0,95034
12	ТК 3-07	Уз. 3-07-2	0,59	1995	0,0641	0,96706	0,95264
13	Уз. 3-07-2	Уз. 3-07-1	0,78	1995	0,0641	0,96706	0,95985
14	Уз. 3-07-1	перемычка 3-07	1,5	1995	0,0641	0,96706	0,96346
15	перемычка 3-07	перемычка 3-07а	89	1995	0,0641	0,96706	0,96526
16	перемычка 3-07а	I-3 I-4	0,62	1995	0,0641	0,96706	0,96616
17	I-3 I-4	Уз. ТК 3-08а	48	1995	0,0641	0,96706	0,96661
18	Уз. ТК 3-08а	ТК ЗНО-21 см. диам	92	1995	0,0641	0,96706	0,96684
19	ТК ЗНО-21 см. диам	Уз. 3-09А	70	1995	0,0641	0,96706	0,96695
20	Уз. 3-09А	ТК 3-10	74	1995	0,0641	0,96706	0,96701
21	ТК 3-10	Уз. Техдом	7,3	1995	0,0641	0,96706	0,96704
22	Уз. Техдом	3-10а Уз. САХ	120,8	1995	0,0641	0,96706	0,96705
23	3-10а Уз. САХ	сужение 3-11	79,54	1995	0,0641	0,96706	0,96706
24	сужение 3-11	ТК 3-11а	43,6	1995	0,0641	0,96706	0,96706
25	ТК 3-11а	перемычка 3-12 от 3-11	85,15	1995	0,0641	0,96706	0,96706
26	перемычка 3-12 от 3-11	ТК 3-12	2,18	1995	0,0641	0,96706	0,96706
27	ТК 3-12	I-5 I-6 в ТК 3-12	1,03	1995	0,0641	0,96706	0,96706
28	I-5 I-6 в ТК 3-12	перемычка 3-12 к 3-13	0,93	1995	0,0641	0,96706	0,96706
29	перемычка 3-12 к 3-13	ТК 3-13	129	1995	0,0641	0,96706	0,96706
30	ТК 3-13	ТК 3-14	120,45	1995	0,0641	0,96706	0,96706
31	ТК 3-14	ТК 3-15	198,6	1995	0,0641	0,96706	0,96706
32	ТК 3-15	Уз. ТК 3-15а	0,59	1996	0,0641	0,96828	0,96706
33	Уз. ТК 3-15а	перемычка Узловая от 3-15а	43	1996	0,0641	0,96828	0,96767
34	перемычка Узловая от 3-15а	I-7 I-8 в Павильоне Узловая	1,5	1996	0,0641	0,96828	0,96797
35	I-7 I-8 в Павильоне Узловая	Павильон Узловая ТК-1	3,5	1996	0,0641	0,96828	0,96812

№	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Год ввода в эксплуатацию	Интенсивность отказов	Вероятность безотказной работы	Средняя вероятность безотказной работы
36	Павильон Узловая ТК-1	II-3 II-4 в ПУзл. к ТК 8-00	2,5	1965	0,5250	0,93070	0,96820
37	II-3 II-4 в ПУзл. к ТК 8-00	ТК 8-00	27,08	1965	0,5250	0,93070	0,94945
38	ТК 8-00	Уз. 8-01а	337	1965	0,5250	0,93070	0,94008
39	Уз. 8-01а	Павильон 8-01	1,88	1965	0,5250	0,93070	0,93539
40	Павильон 8-01	3/а в ТК Павильон 8-01	2,91	1965	0,5250	0,93070	0,93305
41	3/а в ТК Павильон 8-01	Уз. 8-01в	1,42	1965	0,5250	0,93070	0,93188
42	Уз. 8-01в	Уз. Абсолют 8НО-29	1213,14	1965	0,5250	0,93070	0,93129
43	Уз. Абсолют 8НО-29	Уз. Г/К№ К-5-1	254,59	1965	0,5250	0,93070	0,93100
44	Уз. Г/К№ К-5-1	8НО-35 Уз. Г/К№ К-8	326,66	1965	0,5250	0,93070	0,93085
45	8НО-35 1 Уз. Г/К№ К-8	3/а Связь d700 с d250 через 7П-Велконт	1,5	1982	0,1954	0,95131	0,93078
46	3/а Связь d700 с d250 через 7П-Велконт	8НО-35 Уз. Г/К№ К-8	1,5	1982	0,1954	0,95131	0,94104
47	перемычка Пав. Лепсе	8НО-35 1 Уз. Г/К№ К-8	23,59	1977	0,5250	0,94525	0,94618
48	3/а в ТК ПАВ Лепсе	перемычка Пав. Лепсе	0,81	1977	0,5250	0,94525	0,94571
49	7НО-25 ПАВ ЛЕПСЕ	3/а в ТК ПАВ Лепсе	1,08	1977	0,5250	0,94525	0,94548
50	7НО-25 ПАВ ЛЕПСЕ	7 павильон 2	218	1977	0,5250	0,94525	0,94536
51	7 павильон 2	III-7 III-8 в 7П-2 к ТК 7-01	2,38	1997	0,0641	0,96949	0,94531
52	III-7 III-8 в 7П-2 к ТК 7-01	ТК 7-01	11,7	1997	0,0641	0,96949	0,95740
53	ТК 7-01	ТК 7-01а	163,9	1997	0,0641	0,96949	0,96344
54	ТК 7-01а	ТК 7-02	85,7	1997	0,0641	0,96949	0,96647
55	ТК 7-02	ТК 7-03	101,7	1997	0,0641	0,96949	0,96798
56	ТК 7-03	ТК 7-04	94	1977	0,5250	0,94525	0,96873
57	ТК 7-04	ТК 7-05	98	1977	0,5250	0,94525	0,95699
58	ТК 7-05	ТК 7-06	127,9	2014	0,0636	0,99009	0,95112
59	ТК 7-06	ТК 7-06а	115	1977	0,5250	0,94525	0,97061
60	ТК 7-06а	ТК 7-07	152	1977	0,5250	0,94525	0,95793
61	ТК 7-07	3/а в ТК 7-07 Отп ул Школьн	1,19	1978	0,5250	0,94646	0,95159
62	3/а в ТК 7-07 Отп ул Школьн	Перемычка 7-07	0,76	1978	0,5250	0,94646	0,94902
63	Перемычка 7-07	ТК 10-1	43	1978	0,5250	0,94646	0,94774
64	ТК 10-1	ТК 10-2	120	1978	0,5250	0,94646	0,94710
65	ТК 10-2	ТК 10-3	118	1978	0,5250	0,94646	0,94678
66	ТК 10-3	ТК 10-4	183	1978	0,5250	0,94646	0,94662
67	ТК 10-4	ТК 10-5	112	1978	0,5250	0,94646	0,94654
68	ТК 10-5	ТК 10-6	114	1989	0,0990	0,95979	0,94650

№	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Год ввода в эксплуатацию	Интенсивность отказов	Вероятность безотказной работы	Средняя вероятность безотказной работы
69	ТК 10-6	ТК 10-7	100	1989	0,0990	0,95979	0,95315
70	ТК 10-7	ТК 10-8	110	1989	0,0990	0,95979	0,95647
71	ТК 10-8	ТК 10-10	176	1996	0,0641	0,96828	0,95813
72	ТК 10-10	ТК 10-11	304,5	1992	0,0990	0,96343	0,96320
73	ТК 10-11	ТК 10-12	166,5	1992	0,0990	0,96343	0,96332
74	ТК 10-12	перемычка 10-13	89	1992	0,0990	0,96343	0,96337
75	перемычка 10-13	ТК 10-13	1,4	1992	0,0990	0,96343	0,96340
76	ТК 10-13	З/а в ТК 10-13 Отп.МКР9 Тк10-14	1,26	1992	0,0990	0,96343	0,96341
77	З/а в ТК 10-13 Отп.МКР9 Тк10-14	ТК 10-14	110,8	1992	0,0990	0,96343	0,96342
78	ТК 10-14	ТК 10-15	120,2	1992	0,0990	0,96343	0,96342
79	ТК 10-15	ТК 10-16	217	1992	0,0990	0,96343	0,96343
80	ТК 10-16	ТК 10-17	50,3	1991	0,0990	0,96222	0,96343
81	ТК 10-17	З/а в ТК 10-17 Поб11,Ю631	1,11	1991	0,0990	0,96222	0,96282
Итого по расчетному участку							0,96282



Рис. 9.1.3. Вероятность безаварийной работы тепловой магистрали от Кировской ТЭЦ-3 до ТК 10-16 в 2018 г. основная.

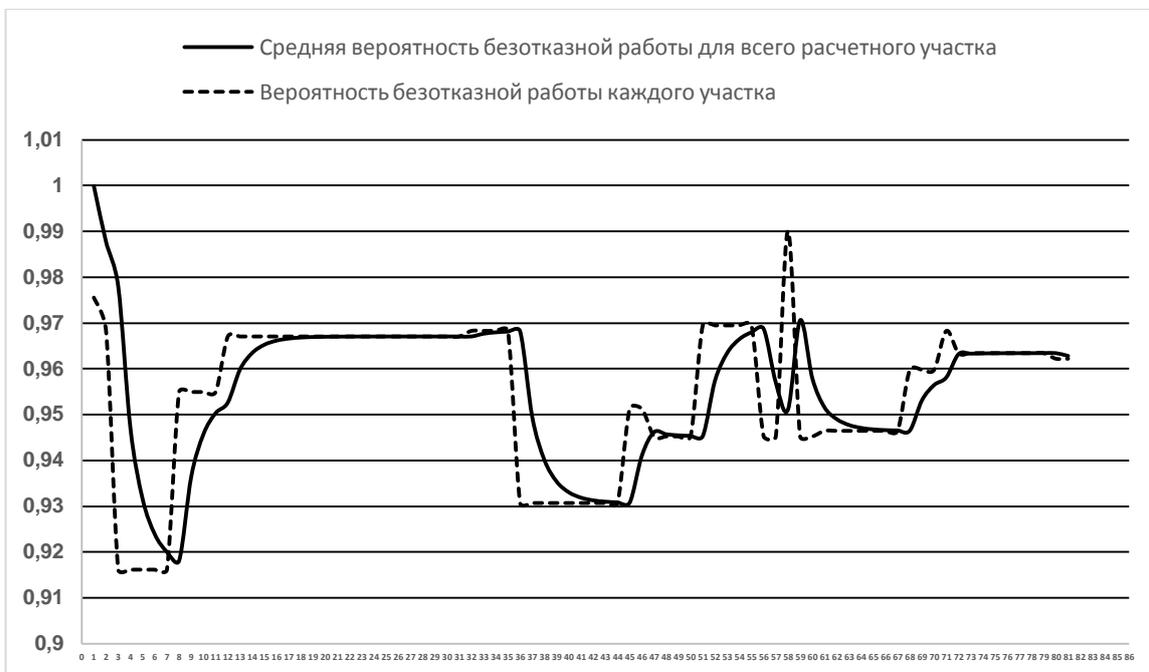


Рис. 9.1.4. Вероятность безаварийной работы тепловой магистрали от Кировской ТЭС-3 до ТК 10-16 в 2016 г. резерв.

Из рисунков 9.1.2 и 9.1.3 следует, что данная тепловая магистраль в 2018 г. обладает показателями безаварийной работы выше минимально допустимых значений. Для повышения коэффициента надежности рекомендуется произвести перекладку тепловой магистрали от ТК 7-07 до ТК 7-10.

2.1.2. Расчетный участок от Кировской ТЭЦ-3 до Уз 3-47

Расчетный участок от Кировской ТЭЦ-3 до Уз 3-47 тепловой сети г. Кирово-Чепецк представлен на рис. 9.1.5, резервный участок представлен на рис. 9.1.6. Результаты расчета вероятности безотказной работы указанной тепловой магистрали за базовый (2017) год приведены в табл. 9.1.2. Изменение показателей безаварийности работы каждого участка и безотказности работы всей тепловой магистрали вдоль расчетного пути представлено на рис. 9.1.7, для резервного участка – на рис. 9.1.8.



Рис. 9.1.5. Расчетный участок тепловой сети Кировская ТЭЦ-3 – Уз 3-47



Рис. 9.1.6. Расчетный участок тепловой сети Кировская ТЭС-3 – Уз 3-47

Таблица 9.1.2

№	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Год ввода в эксплуатацию	Интенсивность отказов	Вероятность безотказной работы	Средняя вероятность безотказной работы
Основная магистраль							
1	ТЭС	Уз. т.А отпуск	502	2002	0,0500	0,95609	0,99980
2	Уз. т.А отпуск	ТК 3-01	76	1996	0,0641	0,93995	0,96987
3	ТК 3-01	ТК 3-02	120	1953	0,5250	0,82428	0,89708
4	ТК 3-02	ТК 3-03	193	1953	0,5250	0,82428	0,86068
5	ТК 3-03	ТК 3-04	23	1953	0,5250	0,82428	0,84248
6	ТК 3-04	ТК 3-05	64	1953	0,5250	0,82428	0,83338
7	ТК 3-05	ТК 3-06	40	1953	0,5250	0,82428	0,82883
8	ТК 3-06	перемычка 3-07 от 3-06	112	1985	0,1954	0,91036	0,86959
9	ТК 3-07	Уз. 3-07-2	0,59	1995	0,0641	0,93726	0,90343
10	Уз. 3-07-2	Уз. 3-07-1	0,78	1995	0,0641	0,93726	0,92034
11	Уз. 3-07-3	ТК 3-07	0,2	1985	0,1954	0,91036	0,91535
12	перемычка 3-07 от 3-06	I-1 I-2 в ТК 3-07	0,76	1985	0,1954	0,91036	0,91286
13	I-1 I-2 в ТК 3-07	Уз. 3-07-3	0,83	1985	0,1954	0,91036	0,91161
14	Уз. 3-07-1	перемычка 3-07	1,5	1995	0,0641	0,93726	0,92443
15	перемычка 3-07	перемычка 3-07а	89	1995	0,0641	0,93726	0,93085
16	перемычка 3-07а	I-3 I-4	0,62	1995	0,0641	0,93726	0,93405

№	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Год ввода в эксплуатацию	Интенсивность отказов	Вероятность безотказной работы	Средняя вероятность безотказной работы
17	I-3 I-4	Уз. ТК 3-08а	48	1995	0,0641	0,93726	0,93566
18	Уз. ТК 3-08а	ТК ЗНО-21 см. диам	92	1995	0,0641	0,93726	0,93646
19	ТК ЗНО-21 см. диам	Уз. 3-09А	70	1995	0,0641	0,93726	0,93686
20	Уз. 3-09А	ТК 3-10	74	1995	0,0641	0,93726	0,93706
21	ТК 3-10	Уз. Техдом	7,3	1995	0,0641	0,93726	0,93716
22	Уз. Техдом	3-10а Уз. САХ	120,8	1995	0,0641	0,93726	0,93721
23	3-10а Уз. САХ	сужение 3-11	79,54	1995	0,0641	0,93726	0,93723
24	сужение 3-11	ТК 3-11а	43,6	1995	0,0641	0,93726	0,93725
25	ТК 3-11а	перемычка 3-12 от 3-11	85,15	1995	0,0641	0,93726	0,93725
26	ТК 3-12	I-5 I-6 в ТК 3-12	1,03	1995	0,0641	0,93726	0,93726
27	перемычка 3-12 от 3-11	ТК 3-12	2,18	1995	0,0641	0,93726	0,93726
28	перемычка 3-12 к 3-13	ТК 3-13	129	1995	0,0641	0,93726	0,93726
29	I-5 I-6 в ТК 3-12	перемычка 3-12 к 3-13	0,93	1995	0,0641	0,93726	0,93726
30	ТК 3-13	ТК 3-14	120,45	1995	0,0641	0,93726	0,93726
31	ТК 3-14	ТК 3-15	198,6	1995	0,0641	0,93726	0,93726
32	ТК 3-15	Уз. ТК 3-15а	0,59	1996	0,0641	0,93995	0,93860
33	Уз. ТК 3-15а	перемычка Узловая от 3-15а	43	1996	0,0641	0,93995	0,93928
34	перемычка Узловая от 3-15а	I-7 I-8 в Павильоне Узловая	1,5	1996	0,0641	0,93995	0,93961
35	I-7 I-8 в Павильоне Узловая	Павильон Узловая ТК-1	3,5	1996	0,0641	0,93995	0,93978
36	Павильон Узловая ТК-1	перемычка Узловая к 3-16	5	1996	0,0641	0,93995	0,93987
37	перемычка Узловая к 3-16	ТК 3-16	101	1996	0,0641	0,93995	0,93991
38	ТК 3-16	I-39 I-40 в ТК 3-16 к ТК 3-17	1,15	2010	0,0500	0,97761	0,95876
39	I-39 I-40 в ТК 3-16 к ТК 3-17	ТК 3-17	92	2010	0,0500	0,97761	0,96818
40	ТК 3-17	ТК 3-17а	60	2010	0,0500	0,97761	0,97290
41	ТК 3-17а	ТК 3-18	53	2010	0,0500	0,97761	0,97525
42	ТК 3-18	ТК 3-19	127	2005	0,0500	0,96416	0,96971
43	ТК 3-19	ТК 3-20	93	2005	0,0500	0,96416	0,96693
44	ТК 3-20	ТК 3-20а	21,5	2005	0,0500	0,96416	0,96555
45	ТК 3-20а	перемычка 3-21	1,58	2005	0,0500	0,96416	0,96485
46	перемычка 3-21	I-9 I-10 в ТК 3-30	125,5	2005	0,0500	0,96416	0,96451
47	ТК 3-30	Уз. ТК 3-30-2	1	2004	0,0500	0,96147	0,96299
48	I-9 I-10 в ТК 3-30	ТК 3-30	1,78	2005	0,0500	0,96416	0,96357
49	Уз. ТК 3-30-2	ТК 3-31	66,6	2002	0,0500	0,95609	0,95983
50	ТК 3-31	перемычка 3-31	0,88	1954	0,5250	0,82697	0,89340

№	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Год ввода в эксплуатацию	Интенсивность отказов	Вероятность безотказной работы	Средняя вероятность безотказной работы
51	I-11 I-12 в ТК 3-31	ТК 3-32	126	2016	0,0790	0,99375	0,94358
52	перемычка 3-31	I-11 I-12 в ТК 3-31	0,88	1954	0,5250	0,82697	0,88527
53	ТК 3-32	ТК 3-33	194	2016	0,0790	0,99375	0,93951
54	ТК 3-33	ТК 3-34	80	2016	0,0790	0,99375	0,96663
55	ТК 3-34	ТК 3-35	60	2017	0,0790	0,99644	0,98154
56	ТК 3-35	I-17 I-18 в ТК 3-36	65	2017	0,0790	0,99644	0,98899
57	ТК 3-36	ТК 3-36А	102	2008	0,0500	0,97223	0,98061
58	I-17 I-18 в ТК 3-36	ТК 3-36	1,18	2017	0,0790	0,99644	0,98852
59	ТК 3-36А	ТК 3-37	71	2007	0,0500	0,96954	0,97903
60	ТК 3-37	ТК 3-37а	106,8	2000	0,0500	0,95071	0,96487
61	ТК 3-37а	Уз. 3-37б	26	2000	0,0500	0,95071	0,95779
62	ТК 3-37б	перемычка 3-37б	0,85	2000	0,0500	0,95071	0,95425
63	I-35 I-36 в ТК 3-37б	ТК 3-38	44,8	2000	0,0500	0,95071	0,95248
64	перемычка 3-37б	I-35 I-36 в ТК 3-37б	0,92	2000	0,0500	0,95071	0,95160
65	Уз. 3-37б	ТК 3-37б	0,83	2000	0,0500	0,95071	0,95115
66	ТК 3-38	ТК 3-39	57,1	2000	0,0500	0,95071	0,95093
67	ТК 3-39	ТК 3-40	44,3	2000	0,0500	0,95071	0,95082
68	ТК 3-40	ТК 3-41	67,1	2000	0,0500	0,95071	0,95077
69	ТК 3-41	перемычка 3-42 от 3-41	169,9	2000	0,0500	0,95071	0,95074
70	перемычка 3-42 от 3-41	I-29 I-30 от Уз. 3-42	0,89	2000	0,0500	0,95071	0,95072
71	ТК 3-42	перемычка 3-42 к 3-43	1,6	2000	0,0500	0,95071	0,95072
72	I-29 I-30 от Уз. 3-42	ТК 3-42	0,55	2000	0,0500	0,95071	0,95071
73	перемычка 3-42 к 3-43	ТК 3-43	41	2000	0,0500	0,95071	0,95071
74	ТК 3-43	ТК 3-44	7	1955	0,5250	0,82966	0,89019
75	ТК 3-44	Уз. 3-45-2	50	1958	0,5250	0,83773	0,86396
76	I-31 I-32 от Уз. 3-45-2	ТК 3-45	1,42	1958	0,5250	0,83773	0,85084
77	Уз. 3-45-2	I-31 I-32 от Уз. 3-45-2	0,57	1958	0,5250	0,83773	0,84429
78	ТК 3-45	Уз. 3-45-1	1,22	1958	0,5250	0,83773	0,84101
79	Уз. 3-45-1	ТК 3-45а	18	1958	0,5250	0,83773	0,83937
80	ТК 3-45а	3/а от Уз. 3-45а	0,84	1958	0,5250	0,83773	0,83855
81	3/а от Уз. 3-45а	Уз. 3-45б	14,6	1958	0,5250	0,83773	0,83814
82	Уз. 3-45б	Уз. 3-45в-1	17	1958	0,5250	0,83773	0,83793
83	Уз. 3-45в-1	Уз. 3-45в	26	1958	0,5250	0,83773	0,83783
84	Уз. 3-45в	Уз. 3-45г	43,6	1958	0,5250	0,83773	0,83778
85	Уз. 3-45г	Уз. 3-45г-1	27,6	1958	0,5250	0,83773	0,83776
86	Уз. 3-45г-1	Уз. 3-45г-1	12	1958	0,5250	0,83773	0,83774

№	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Год ввода в эксплуатацию	Интенсивность отказов	Вероятность безотказной работы	Средняя вероятность безотказной работы
87	Уз. 3-45г-1	ТК 3-45д	20	1958	0,5250	0,83773	0,83774
88	ТК 3-45д	Уз 3-46	120	1958	0,5250	0,83773	0,83773
89	Уз 3-46	ТК 3-47	48,6	1958	0,5250	0,83773	0,83773
Итого по расчетному участку							0,83773
Резервная магистраль							
1	ТЭЦ	7ТК-4	779	1977	0,5250	0,88884	0,99980
2	7ТК-4	7ТК-5	92,7	1977	0,5250	0,88884	0,94432
3	7ТК-5	7ТК-6	162	1977	0,5250	0,88884	0,91658
4	7ТК-6	7ТК-7	119,3	1977	0,5250	0,88884	0,90271
5	7ТК-7	7ТК-8	157	1977	0,5250	0,88884	0,89577
6	7ТК-8	7ТК-9а	175,5	1977	0,5250	0,88884	0,89231
7	7ТК-9а	7ТК-9	6,5	1977	0,5250	0,88884	0,89057
8	7ТК-9	Уз. 7НО-10	147	1977	0,5250	0,88884	0,88971
9	Уз. 7НО-10	III-1,2 в 7П- 1	1068	1977	0,5250	0,88884	0,88927
10	7 Павильон 1	7 Павильон 1а	218,1	1972	0,5250	0,87539	0,88233
11	7 Павильон 1а	7-НО- 23 Уз.Совхоз Чеп 1	823	1972	0,5250	0,87539	0,87886
12	7-НО- 23 Уз.Совхоз Чеп 1	7НО-25 ПАВ ЛЕПСЕ	331	1977	0,5250	0,88884	0,88385
13	III-1,2 в 7П- 1	7 Павильон 1	2,64	1977	0,5250	0,88884	0,88635
14	7НО-25 ПАВ ЛЕПСЕ	7 павильон 2	218	1977	0,5250	0,88884	0,88759
15	7 павильон 2	3-9 3-10 в 7П-2 к ТК 5-01	3,96	1981	0,5250	0,8996	0,89360
16	3-9 3-10 в 7П-2 к ТК 5-01	ТК 5-01	58	1981	0,5250	0,8996	0,89660
17	ТК 5-01	ТК 5-02	36	1981	0,5250	0,8996	0,89810
18	ТК 5-02	ТК 5-02А	196	1981	0,5250	0,8996	0,89885
19	ТК 5-02А	ТК 5-03	334	1981	0,5250	0,8996	0,89922
20	ТК 5-03	перемычка 5-04	230	1981	0,5250	0,8996	0,89941
21	перемычка 5-04	ТК 5-04	1,51	1981	0,5250	0,8996	0,89951
22	ТК 5-04	III-23, 24 ТК 5-04	0,72	1989	0,0990	0,92112	0,91031
23	III-23, 24 ТК 5-04	ТК 5-05	67	1989	0,0990	0,92112	0,91572
24	3/а в ТК 5-05 к ТК 14-1	ТК 5-05	1,1	1989	0,0990	0,92112	0,91842
25	ТК 14-1	ТК 14-2	97	1989	0,0990	0,92112	0,91977
26	ТК 14-1	3/а в ТК 5-05 к ТК 14-1	20	1989	0,0990	0,92112	0,92044
27	ТК 14-2	ТК 14-3	156	1989	0,0990	0,92112	0,92078
28	ТК 14-3	ТК 14-4	114	1989	0,0990	0,92112	0,92095
29	ТК 14-4	3/а в ТК 14-4 Секц.	1,09	1989	0,0990	0,92112	0,92104
30	3/а в ТК 14-4 Секц.	ТК 14-5	120	1989	0,0990	0,92112	0,92108
31	ТК 14-5	ТК 14-6	78,5	1970	0,5250	0,87001	0,89554
32	ТК 14-6	3/а в ТК 14-6	0,94	1970	0,5250	0,87001	0,88278
33	3/а в ТК 14-6	Уз. лабор. ЦРБ 14-6а	219,91	1988	0,0990	0,91843	0,90060

№	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Год ввода в эксплуатацию	Интенсивность отказов	Вероятность безотказной работы	Средняя вероятность безотказной работы
34	Уз. лабор. ЦРБ 14-6а	Уз. Поликл. ЦРБ 14-6б	62,64	1988	0,0990	0,91843	0,90952
35	Уз. Поликл. ЦРБ 14-6б	Уз. Связь с 350 14-6в	112,65	1988	0,0990	0,91843	0,91397
36	ТК 3-47	3/а от Уз. 3-47 К корпусам ЦРБ	1,19	1965	0,5250	0,85656	0,88527
37	3/а от Уз. 3-47 К корпусам ЦРБ	Уз. 3-47б	3,17	1965	0,5250	0,85656	0,87091
38	Уз. Связь с 350 14-6в		1	1970	0,5250	0,87001	0,87046
Итого по расчетному участку							0,87046



Рис. 9.1.7. Вероятность безаварийной работы тепловой магистрали от ТЭЦ-3 до Уз 3-47 основная

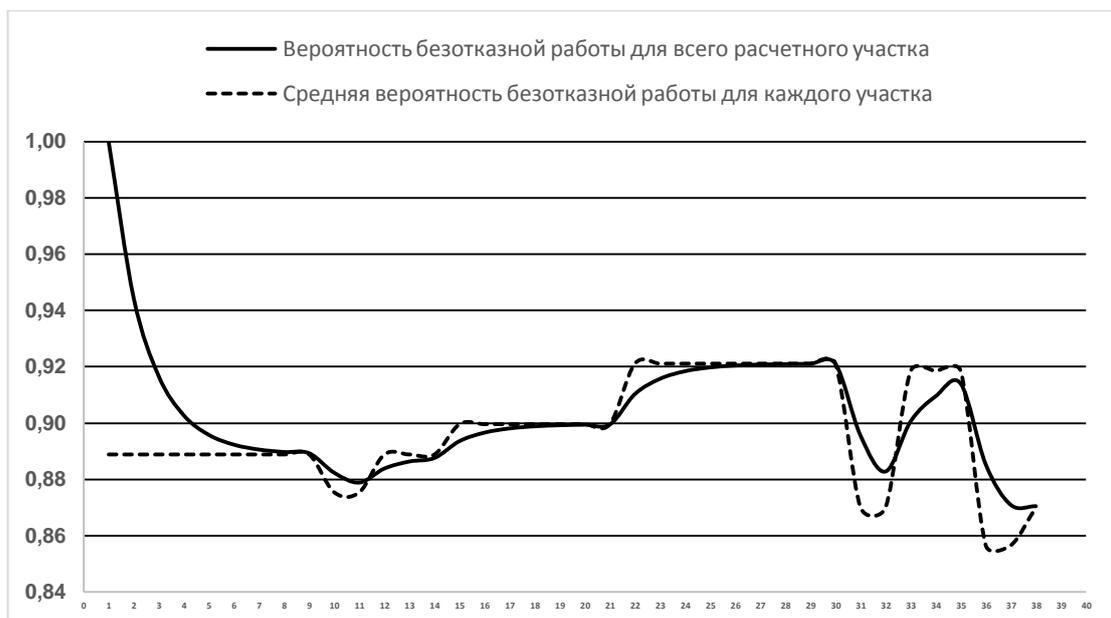


Рис. 9.1.8. Вероятность безаварийной работы тепловой магистрали от ТЭЦ-3 до Уз 3-47 резерв

Из анализа рис. 9.1.7 и 9.1.7 следует, что тепловая магистраль Кировская ТЭЦ-3 – Уз 3-47 обладает неудовлетворительными показателями безаварийной работы, т.к. значения вероятностей безаварийной работы отдельных её участков не соответствуют допустимым значениям.

Поскольку вероятность безотказной работы некоторых участков меньше допустимых, для повышения надёжности рекомендуется произвести перекладку трубопроводов тепломагистрали от ТК 3-42 до 3-47 и от 7ТК-4 до 7ТК-9.

2.1.3. Расчетный участок от Кировской ТЭЦ-3 до ПМК-6

Расчетный участок от Кировской ТЭЦ-3 до ПМК-6 тепловой сети г. Кирово-Чепецк представлен на рис. 9.1.9. Результаты расчета вероятности безотказной работы указанной тепловой магистрали за базовый (2017) год приведены в табл. 9.1.3. Изменение показателей безаварийности работы каждого участка и безотказности работы всей тепловой магистрали вдоль расчетного пути представлено на рис. 9.1.10.

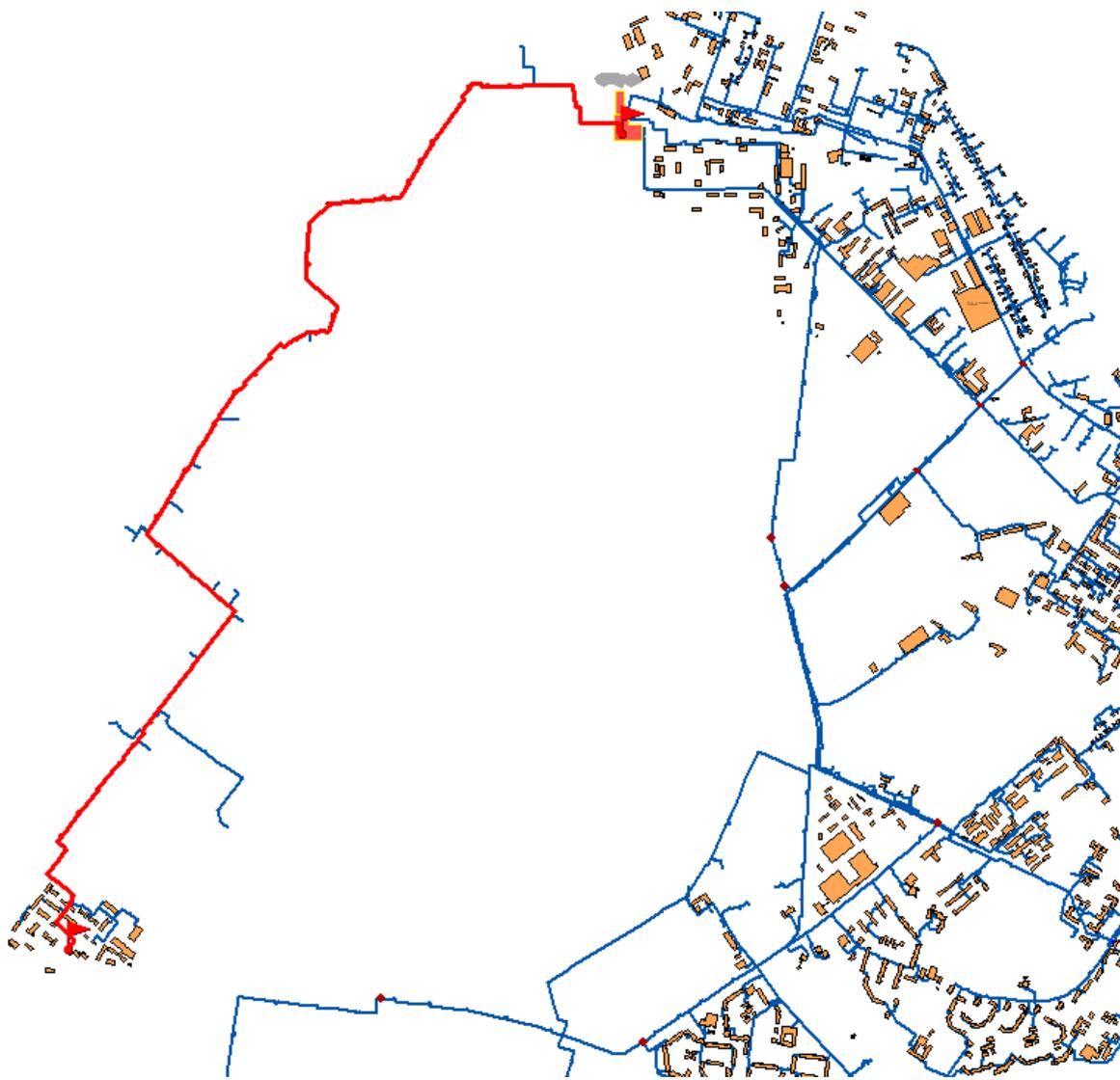


Рис. 9.1.9. Расчетный участок теплосети Кировской ТЭЦ-3 до ПМК-6

Таблица 9.1.3

№	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Год ввода в эксплуатацию	Интенсивность отказов	Вероятность безотказной работы	Средняя вероятность безотказной работы
Основная магистраль							
1	ТЭЦ	11НО-7	243	1976	0,5250	0,88615	0,99980
2	11НО-7	VI-16 11 НО-9 с/задвижка	136,15	2010	0,0500	0,97761	0,98870
3	11НО-10	11НО-11	109,1	2010	0,0500	0,97761	0,98316
4	VI-16 11 НО-9 с/задвижка	11НО-10	1,5	2010	0,0500	0,97761	0,98038

№	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Год ввода в эксплуатацию	Интенсивность отказов	Вероятность безотказной работы	Средняя вероятность безотказной работы
5	11НО-11	VI-18 11 НО-9 с/задвижка	1,5	1976	0,5250	0,88615	0,93327
6	VI-18 11 НО-9 с/задвижка	11НО-15	478,2	1976	0,5250	0,88615	0,90971
7	11НО-15	11НО-18 Павильон	302,05	1976	0,5250	0,88615	0,89793
8	11НО-18 Павильон	11НО-24	1,5	1976	0,5250	0,88615	0,89204
9	11НО-24	VI-3 VI-4 11НО-30	549,35	1976	0,5250	0,88615	0,88909
10	11НО-30	11НО-32	220,25	1976	0,5250	0,88615	0,88762
11	VI-3 VI-4 11НО-30	11НО-30	2,49	1976	0,5250	0,88615	0,88689
12	11НО-32	11НО-34	193,65	1976	0,5250	0,88615	0,88652
13	11НО-34	11НО-35-1	156,38	1976	0,5250	0,88615	0,88633
14	11НО-35-1	11НО-35-2	2,31	1976	0,5250	0,88615	0,88624
15	11НО-35-2	VI-6, 5 от Уз. 11НО-35-2	4	1976	0,5250	0,88615	0,88620
16	VI-6, 5 от Уз. 11НО-35-2	11НО-42	98,48	1976	0,5250	0,88615	0,88617
17	11НО-42	11НО-46	210,61	1976	0,5250	0,88615	0,88616
18	11НО-46	11НО-47	80,63	1976	0,5250	0,88615	0,88616
19	11НО-47	11НО-49	93,25	1976	0,5250	0,88615	0,88615
20	11НО-49	11НО-50	46,62	1976	0,5250	0,88615	0,88615
21	11НО-50	11НО-54	252,18	1976	0,5250	0,88615	0,88615
22	11НО-54	11НО-57	241,36	1976	0,5250	0,88615	0,88615
23	11НО-57	11НО-58	82,9	1976	0,5250	0,88615	0,88615
24	11НО-58	перемычка 11НО-59	22,45	1976	0,5250	0,88615	0,88615
25	11НО-59	V-7,8 11НО-59 Отп.к ПМК-2	0,97	1976	0,5250	0,88615	0,88615
26	перемычка 11НО-59	11НО-59	1,14	1976	0,5250	0,88615	0,88615
27	V-7,8 11НО-59 Отп.к ПМК-2	11П-ПМК Секц. №1,2	920	1976	0,5250	0,88615	0,88615
28	11П-ПМК Секц. №1,2	перемычка ЦП.Т1, №5	2,5	1992	0,0990	0,92919	0,90767
29	Уз. ПУ ПМК-1	3/а от Уз. ПУ ПМК-1 №11,12	30	1992	0,0990	0,92919	0,91843
30	перемычка ЦП.Т1, №5	11П-ПМК Секц. №3,4	2,5	1992	0,0990	0,92919	0,92381
31	11П-ПМК Секц. №3,4	Уз. ПУ ПМК-1	2,5	1992	0,0990	0,92919	0,92650
32	3/а от Уз. ПУ ПМК-1 №11,12	Уз. 1 ПМК-2	30	1992	0,0990	0,92919	0,92785
33	Уз. 1 ПМК-2	Уз.ПМК-10	34	1992	0,0990	0,92919	0,92852
34	Уз.ПМК-10	Уз. Мелтораторов	166	1992	0,0990	0,92919	0,92885
35	Уз. Мелтораторов	Уз. ПМК-6	39	1970	0,5250	0,87001	0,89943
Итого по расчетному участку							0,89943

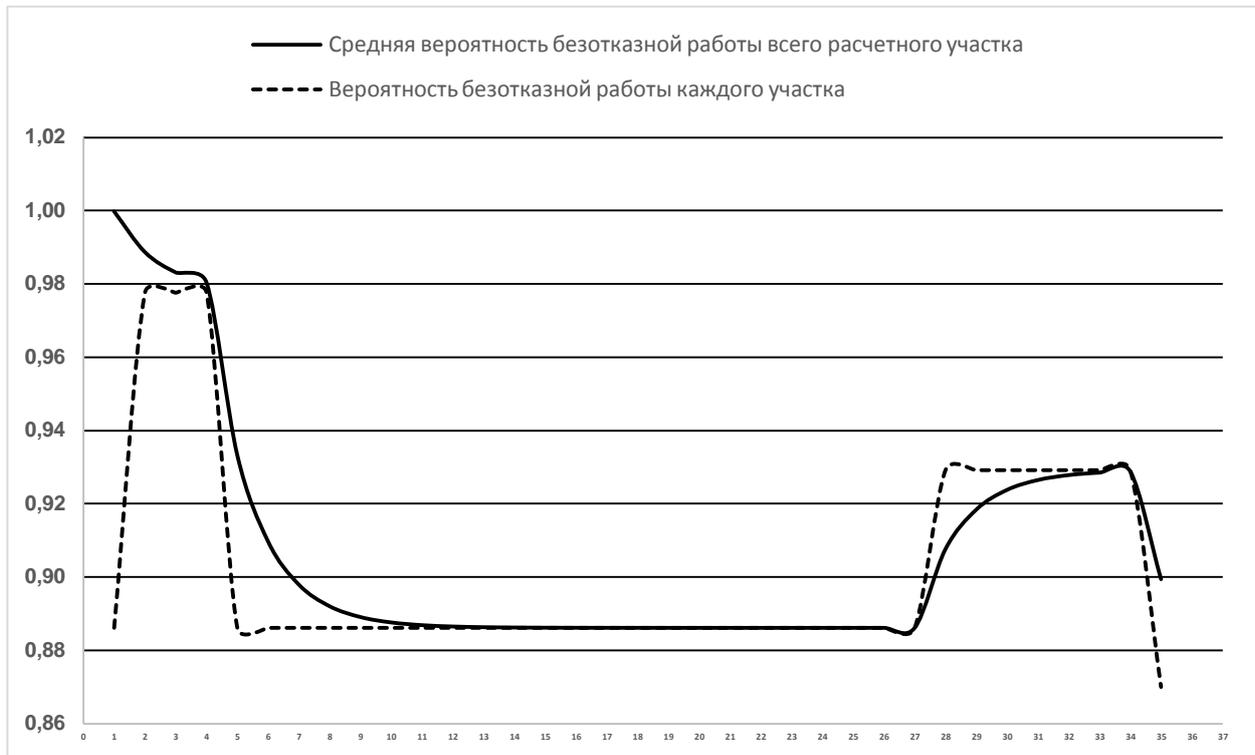


Рис. 9.1.10. Вероятность безаварийной работы тепловой магистрали от Кировской ТЭЦ-3 до ПМК-6

Из анализа рис. 9.1.10 следует, что показатели надёжности тепловой магистрали Кировская ТЭЦ-3 – ПМК-6 не удовлетворяет нормативным значениям. Рекомендуется перекладка всей тепловой магистрали кроме участка 11НО-8 – 11НО-11. После выполнения перекладок тепловая магистраль Кировская ТЭЦ-3 – ТК-8 будет обладать допустимыми показателями безаварийной работы вплоть до 2032 г.

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

Расчетный участок от Кировской ТЭЦ-3 до ТК 5-12 тепловой сети г. Кирово-Чепецк представлен на рис. 9.1.11, резервный участок на рис. 9.1.12. Результаты расчета вероятности безотказной работы указанной тепловой магистрали за базовый (2017) год приведены в табл. 9.1.4. Изменение показателей безаварийности работы каждого участка и безотказности работы всей тепловой магистрали вдоль расчетного пути представлено на рис. 9.1.13, для резервного участка – на рис. 9.1.14.



Рис. 9.1.11. Расчетный участок теплосети Кировской ТЭЦ-3 до ТК 5-12



Рис. 9.1.12. Резервный участок теплосети Кировской ТЭЦ-3 до ТК 5-12

Таблица 9.1.4

№	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Год ввода в эксплуатацию	Интенсивность отказов	Вероятность безотказной работы	Средняя вероятность безотказной работы
Основная магистраль							
1	Уз. 6НО-10	Уз. 6НО-13	255,6	1961	0,5250	0,84580	0,99980
2	Уз. 6НО-10	0-61 0-62 Уз.6НО-10	1,38	2007	0,0500	0,96954	0,98467
3	0-61 0-62 Уз.6НО-10	3/а в ТК А-1	100,05	2007	0,0500	0,96954	0,97710
4	Уз. 6НО-13	Уз. 6НО-14	98	1961	0,5250	0,84580	0,91145
5	ТК 6-01	ТК-2М	7	1961	0,5250	0,84580	0,87863
6	Уз. 6НО-14	ТК 6-01	2	1961	0,5250	0,84580	0,86221
7	ТК-2М	ТК 2М'	35,94	1961	0,5250	0,84580	0,85401
8	ТК 2М'	ТК 6-02	203	1961	0,5250	0,84580	0,84990
9	3/а в ТК А-1	ТК А-1	1,5	2007	0,0500	0,96954	0,90972
10	ТК 6-02	Уз. от ТК 6-02 перех.	7	1961	0,5250	0,84580	0,87776
11	Уз. от ТК 6-02 перех.	Уз. от ТК 6-02 перех.	22,8	1961	0,5250	0,84580	0,86178

№	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Год ввода в эксплуатацию	Интенсивность отказов	Вероятность безотказной работы	Средняя вероятность безотказной работы
12	Уз. от ТК 6-02 перех.	Уз. 6НО-23	346,4	1961	0,5250	0,84580	0,85379
13	Уз. 6НО-23	ТК 6-03	188,8	1961	0,5250	0,84580	0,84980
14	ТК 6-03	ТК 6-03	21,5	1961	0,5250	0,84580	0,84780
15	ТК 6-03	ТК 6-04	90,5	1961	0,5250	0,84580	0,84680
16	ТК 6-04	ТК 6-04 - подпорн.стенка	13,5	1961	0,5250	0,84580	0,84630
17	ТК 6-04 - подпорн.стенка	Уз. 6НО-28	183	1961	0,5250	0,84580	0,84605
18	Уз. 6НО-28	Уз. на Модуль	25	1961	0,5250	0,84580	0,84592
19	Уз. на Модуль	Уз. 6НО-28	231	1961	0,5250	0,84580	0,84586
20	опуск перед ТК 6-05	ТК 6-05	30	1961	0,5250	0,84580	0,84583
21	ТК 6-05	ТК 6-05а	143	1961	0,5250	0,84580	0,84582
22	ТК 6-05а	ТК 6-06	57	1961	0,5250	0,84580	0,84581
23	6 Павильон 1	II-39 II-40 в 6 Павильон 1	1,46	1989	0,0990	0,92112	0,88346
24	ТК 6-06	перемычка 6Пав1 от 6-06	4,3	1961	0,5250	0,84580	0,86463
25	II-39 II-40 в 6 Павильон 1	Уз. 6ПАВ-1-1	1	1989	0,0990	0,92112	0,89288
26	перемычка 6Пав1 от 6-06	6 Павильон 1	5	1961	0,5250	0,84580	0,86934
27	перемычка 6Пав1 к 6-07	ТК 6-09	185,2	1989	0,0990	0,92112	0,89523
28	Уз. 6ПАВ-1-1	перемычка 6Пав1 к 6-07	0,8	1989	0,0990	0,92112	0,90817
29	ТК 6-09	ТК 6-10	147,8	1989	0,0990	0,92112	0,91465
30	ТК 6-10	ТК 6-11	124,8	1989	0,0990	0,92112	0,91788
31	ТК 6-11	ТК 6-12	87	1989	0,0990	0,92112	0,91950
32	ТК 6-12	ТК 6-13	6	1989	0,0990	0,92112	0,92031
33	ТК 6-13	ТК 6-14	74	1989	0,0990	0,92112	0,92072
34	ТК 6-14	ТК 6-15	97	1989	0,0990	0,92112	0,92092
35	ТК 6-15	ТК 6-16	179	1989	0,0990	0,92112	0,92102
36	ТК 6-16	ТК 6-17	94	1989	0,0990	0,92112	0,92107
37	ТК 6-17	Уз. 4-10-2	48	1989	0,0990	0,92112	0,92109
38	Уз. 4-10-2	Уз НПС-1-1	5	1962	0,5250	0,84849	0,88479
39	Уз. 4-10-1	ТК 4-11	44	1960	0,5250	0,84311	0,86395
40	Уз. 4-10-1	Уз НПС-1-4	5	1960	0,5250	0,84311	0,85353
41	Уз НПС-1-1	2-7	0,7	1962	0,5250	0,84849	0,85101
42	2-7	Уз НПС-1-2	0,7	1962	0,5250	0,84849	0,84975
43	Уз НПС-1-2	Клапан рассечки	0,82	1962	0,5250	0,84849	0,84912
44	Клапан рассечки	Уз НПС-1-3	1,3	1962	0,5250	0,84849	0,84881
45	2-9 от Уз.НПС-1-3	Уз НПС-1-3	0,77	1962	0,5250	0,84849	0,84865
46	Уз НПС-1-4	2-9 от Уз.НПС-1-3	0,78	1962	0,5250	0,84849	0,84857

№	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Год ввода в эксплуатацию	Интенсивность отказов	Вероятность безотказной работы	Средняя вероятность безотказной работы
47	ТК 4-11	ТК 4-12	80	1998	0,0500	0,94533	0,89695
48	ТК 4-12	ТК 4-13	163	1998	0,0500	0,94533	0,92114
49	ТК 4-13	ТК 4-14	162	1998	0,0500	0,94533	0,93323
50	ТК 4-14	перемычка 4-14	1,92	1960	0,5250	0,84311	0,88817
51	перемычка 4-14	ТК 4-15	75	1960	0,5250	0,84311	0,86564
52	ТК 4-15	ТК 4-15а	76	1960	0,5250	0,84311	0,85438
53	ТК 4-15а	ТК 4-16	73	1960	0,5250	0,84311	0,84874
54	ТК 4-16	ТК 4-17	103	1960	0,5250	0,84311	0,84593
55	ТК 4-17	ТК 4-18	116	1960	0,5250	0,84311	0,84452
56	ТК 4-18	ТК 4-19	87	2010	0,0500	0,97761	0,91106
57	ТК 4-19	ТК 4-20	100	1998	0,0500	0,94533	0,92820
58	ТК 4-20	2-19 2-20 в ТК 4-20	0,89	1996	0,0641	0,93995	0,93407
59	2-19 2-20 в ТК 4-20	ТК 4-21А	72	1996	0,0641	0,93995	0,93701
60	ТК 4-21А	ТК 4-21	59	1996	0,0641	0,93995	0,93848
61	ТК 4-21	ТК 4-21Б	72	1996	0,0641	0,93995	0,93922
62	ТК 4-21Б	ТК 4-21В	75	1996	0,0641	0,93995	0,93958
63	ТК 4-21В	ТК 4-22	58	1996	0,0641	0,93995	0,93977
64	ТК 4-22	ТК 4-23	56	1996	0,0641	0,93995	0,93986
65	ТК 4-23	ТК 4-24	77	1996	0,0641	0,93995	0,93990
66	ТК 4-24	перемычка 4-25 от 4-24	78	1996	0,0641	0,93995	0,93993
67	ТК 4-25	II-21 II-22 в ТК 4-25	0,27	1996	0,0641	0,93995	0,93994
68	перемычка 4-25 от 4-24	ТК 4-25	1	1996	0,0641	0,93995	0,93994
69	II-21 II-22 в ТК 4-25	перемычка 4-25 к 4-26	1	1996	0,0641	0,93995	0,93995
70	перемычка 4-25 к 4-26	ТК 4-26	76	1996	0,0641	0,93995	0,93995
71	ТК 4-26	ТК 4-27	73	1994	0,0641	0,93457	0,93726
72	ТК 4-27	ТК 4-28	165	1994	0,0641	0,93457	0,93591
73	ТК 4-28	ТК 4-29	50,5	1994	0,0641	0,93457	0,93524
74	ТК 4-29	ТК 4-30	60,5	1994	0,0641	0,93457	0,93491
75	ТК 4-30	ТК 4-31	116	1994	0,0641	0,93457	0,93474
76	ТК 4-31	ТК 4-32	115	1994	0,0641	0,93457	0,93465
77	ТК 4-32	перемычка в сторону ТК 4-32	31	1996	0,0641	0,93995	0,93730
78	ТК 5-12	III-39 III-40 ТК 5-12	0,65	1996	0,0641	0,93995	0,93863
79	III-39 III-40 ТК 5-12	перемычка в сторону ТК 4-32	0,97	1996	0,0641	0,93995	0,93929
Итого по расчетному участку							0,93929
Резервная магистраль							
1	ТЭЦ	Уз. т.А отпуск	502	2002	0,0500	0,95609	0,99980
2	Уз. т.А отпуск	ТК 3-01	76	1996	0,0641	0,93995	0,96987
3	ТК 3-01	ТК 3-02	120	1953	0,5250	0,82428	0,89708

№	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Год ввода в эксплуатацию	Интенсивность отказов	Вероятность безотказной работы	Средняя вероятность безотказной работы
4	ТК 3-02	ТК 3-03	193	1953	0,5250	0,82428	0,86068
5	ТК 3-03	ТК 3-04	23	1953	0,5250	0,82428	0,84248
6	ТК 3-04	ТК 3-05	64	1953	0,5250	0,82428	0,83338
7	ТК 3-05	ТК 3-06	40	1953	0,5250	0,82428	0,82883
8	ТК 3-06	перемычка 3-07 от 3-06	112	1985	0,1954	0,91036	0,86959
9	ТК 3-07	Уз. 3-07-2	0,59	1995	0,0641	0,93726	0,90343
10	Уз. 3-07-2	Уз. 3-07-1	0,78	1995	0,0641	0,93726	0,92034
11	Уз. 3-07-3	ТК 3-07	0,2	1985	0,1954	0,91036	0,91535
12	перемычка 3-07 от 3-06	I-1 I-2 в ТК 3-07	0,76	1985	0,1954	0,91036	0,91286
13	I-1 I-2 в ТК 3-07	Уз. 3-07-3	0,83	1985	0,1954	0,91036	0,91161
14	Уз. 3-07-1	перемычка 3-07	1,5	1995	0,0641	0,93726	0,92443
15	перемычка 3-07	перемычка 3-07а	89	1995	0,0641	0,93726	0,93085
16	перемычка 3-07а	I-3 I-4	0,62	1995	0,0641	0,93726	0,93405
17	I-3 I-4	Уз. ТК 3-08а	48	1995	0,0641	0,93726	0,93566
18	Уз. ТК 3-08а	ТК ЗНО-21 см. диам	92	1995	0,0641	0,93726	0,93646
19	ТК ЗНО-21 см. диам	Уз. 3-09А	70	1995	0,0641	0,93726	0,93686
20	Уз. 3-09А	ТК 3-10	74	1995	0,0641	0,93726	0,93706
21	ТК 3-10	Уз. Техдом	7,3	1995	0,0641	0,93726	0,93716
22	Уз. Техдом	3-10а Уз. САХ	120,8	1995	0,0641	0,93726	0,93721
23	3-10а Уз. САХ	сужение 3-11	79,54	1995	0,0641	0,93726	0,93723
24	сужение 3-11	ТК 3-11а	43,6	1995	0,0641	0,93726	0,93725
25	ТК 3-11а	перемычка 3-12 от 3-11	85,15	1995	0,0641	0,93726	0,93725
26	Уз. 6ПАВ1-2	ТК 6-07	100	1961	0,5250	0,84580	0,89153
27	перемычка 6ПАВ1 к 6-07	ТК 6-09	185,2	1989	0,0990	0,92112	0,90632
28	Уз. 6ПАВ-1-1	перемычка 6ПАВ1 к 6-07	0,8	1989	0,0990	0,92112	0,91372
29	Уз. 6ПАВ1-2	3/а от Уз. 6ПАВ1-2	7	1989	0,0990	0,92112	0,91742
30	3/а от Уз. 6ПАВ1-2	Уз. 6ПАВ-1-1	1,18	1989	0,0990	0,92112	0,91927
31	ТК 3-12	I-5 I-6 в ТК 3-12	1,03	1995	0,0641	0,93726	0,92827
32	перемычка 3-12 от 3-11	ТК 3-12	2,18	1995	0,0641	0,93726	0,93276
33	перемычка 3-12 к 3-13	ТК 3-13	129	1995	0,0641	0,93726	0,93501
34	I-5 I-6 в ТК 3-12	перемычка 3-12 к 3-13	0,93	1995	0,0641	0,93726	0,93614
35	ТК 6-09	ТК 6-10	147,8	1989	0,0990	0,92112	0,92863
36	ТК 3-13	ТК 3-14	120,45	1995	0,0641	0,93726	0,93294
37	ТК 6-10	ТК 6-11	124,8	1989	0,0990	0,92112	0,92703
38	ТК 6-11	ТК 6-12	87	1989	0,0990	0,92112	0,92408

№	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Год ввода в эксплуатацию	Интенсивность отказов	Вероятность безотказной работы	Средняя вероятность безотказной работы
39	ТК 6-12	ТК 6-13	6	1989	0,0990	0,92112	0,92260
40	ТК 6-13	ТК 6-14	74	1989	0,0990	0,92112	0,92186
41	ТК 3-14	ТК 3-15	198,6	1995	0,0641	0,93726	0,92956
42	ТК 6-14	ТК 6-15	97	1989	0,0990	0,92112	0,92534
43	ТК 6-15	ТК 6-16	179	1989	0,0990	0,92112	0,92323
44	ТК 6-16	ТК 6-17	94	1989	0,0990	0,92112	0,92217
45	ТК 3-15	Уз. ТК 3-15а	0,59	1996	0,0641	0,93995	0,93106
46	Уз. ТК 3-15а	перемычка Узловая от 3-15а	43	1996	0,0641	0,93995	0,93551
47	ТК 6-17	Уз. 4-10-2	48	1989	0,0990	0,92112	0,92831
48	Уз. 4-10-2	Уз НПС-1-1	5	1962	0,5250	0,84849	0,88840
49	перемычка Узловая от 3-15а	1-7 1-8 в Павильоне Узловая	1,5	1996	0,0641	0,93995	0,91418
50	1-7 1-8 в Павильоне Узловая	Павильон Узловая ТК-1	3,5	1996	0,0641	0,93995	0,92706
51	Уз. 4-10-1	ТК 4-11	44	1960	0,5250	0,84311	0,88509
52	Уз. 4-10-1	Уз НПС-1-4	5	1960	0,5250	0,84311	0,86410
53	Уз НПС-1-1	2-7	0,7	1962	0,5250	0,84849	0,85629
54	2-7	Уз НПС-1-2	0,7	1962	0,5250	0,84849	0,85239
55	Уз НПС-1-2	Клапан расщечки	0,82	1962	0,5250	0,84849	0,85044
56	Клапан расщечки	Уз НПС-1-3	1,3	1962	0,5250	0,84849	0,84947
57	2-9 от Уз.НПС-1-3	Уз НПС-1-3	0,77	1962	0,5250	0,84849	0,84898
58	Уз НПС-1-4	2-9 от Уз.НПС-1-3	0,78	1962	0,5250	0,84849	0,84873
59	ТК 4-11	ТК 4-12	80	1998	0,0500	0,94533	0,89703
60	ТК 4-12	ТК 4-13	163	1998	0,0500	0,94533	0,92118
61	ТК 4-13	ТК 4-14	162	1998	0,0500	0,94533	0,93326
62	ТК 4-14	перемычка 4-14	1,92	1960	0,5250	0,84311	0,88818
63	перемычка 4-14	ТК 4-15	75	1960	0,5250	0,84311	0,86565
64	ТК 4-15	ТК 4-15а	76	1960	0,5250	0,84311	0,85438
65	ТК 4-15а	ТК 4-16	73	1960	0,5250	0,84311	0,84874
66	ТК 4-16	ТК 4-17	103	1960	0,5250	0,84311	0,84593
67	ТК 6-07	ТК 6-08	96	1961	0,5250	0,84580	0,84586
68	ТК 4-17	ТК 4-18	116	1960	0,5250	0,84311	0,84449
69	ТК 4-18	ТК 4-19	87	2010	0,0500	0,97761	0,91105
70	ТК 4-19	ТК 4-20	100	1998	0,0500	0,94533	0,92819
71	ТК 4-20	2-19 2-20 в ТК 4-20	0,89	1996	0,0641	0,93995	0,93407
72	2-19 2-20 в ТК 4-20	ТК 4-21А	72	1996	0,0641	0,93995	0,93701
73	ТК 4-21А	ТК 4-21	59	1996	0,0641	0,93995	0,93848
74	ТК 4-21	ТК 4-21Б	72	1996	0,0641	0,93995	0,93921
75	ТК 4-21Б	ТК 4-21В	75	1996	0,0641	0,93995	0,93958

№	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Год ввода в эксплуатацию	Интенсивность отказов	Вероятность безотказной работы	Средняя вероятность безотказной работы
76	ТК 4-21В	ТК 4-22	58	1996	0,0641	0,93995	0,93977
77	ТК 6-08	II-1 II-2 в Павильон Узловая	34,4	1961	0,5250	0,84580	0,89278
78	ТК 4-22	ТК 4-23	56	1996	0,0641	0,93995	0,91637
79	ТК 4-23	ТК 4-24	77	1996	0,0641	0,93995	0,92816
80	ТК 4-24	перемычка 4-25 от 4-24	78	1996	0,0641	0,93995	0,93405
81	II-1 II-2 в Павильон Узловая	Павильон Узловая ТК-1	2,65	1961	0,5250	0,84580	0,88993
82	ТК 4-25	II-21 II-22 в ТК 4-25	0,27	1996	0,0641	0,93995	0,91494
83	перемычка 4-25 от 4-24	ТК 4-25	1	1996	0,0641	0,93995	0,92744
84	II-21 II-22 в ТК 4-25	перемычка 4-25 к 4-26	1	1996	0,0641	0,93995	0,93370
85	перемычка 4-25 к 4-26	ТК 4-26	76	1996	0,0641	0,93995	0,93682
86	ТК 4-26	ТК 4-27	73	1994	0,0641	0,93457	0,93570
87	ТК 4-27	ТК 4-28	165	1994	0,0641	0,93457	0,93513
88	ТК 4-28	ТК 4-29	50,5	1994	0,0641	0,93457	0,93485
89	ТК 4-29	ТК 4-30	60,5	1994	0,0641	0,93457	0,93471
90	ТК 4-30	ТК 4-31	116	1994	0,0641	0,93457	0,93464
91	ТК 4-31	ТК 4-32	115	1994	0,0641	0,93457	0,93461
92	ТК 4-32	перемычка в сторону ТК 4-32	31	1996	0,0641	0,93995	0,93728
93	ТК 5-12	III-39 III-40 ТК 5-12	0,65	1996	0,0641	0,93995	0,93861
94	III-39 III-40 ТК 5-12	перемычка в сторону ТК 4-32	0,97	1996	0,0641	0,93995	0,93928
Итого по расчетному участку							0,93928

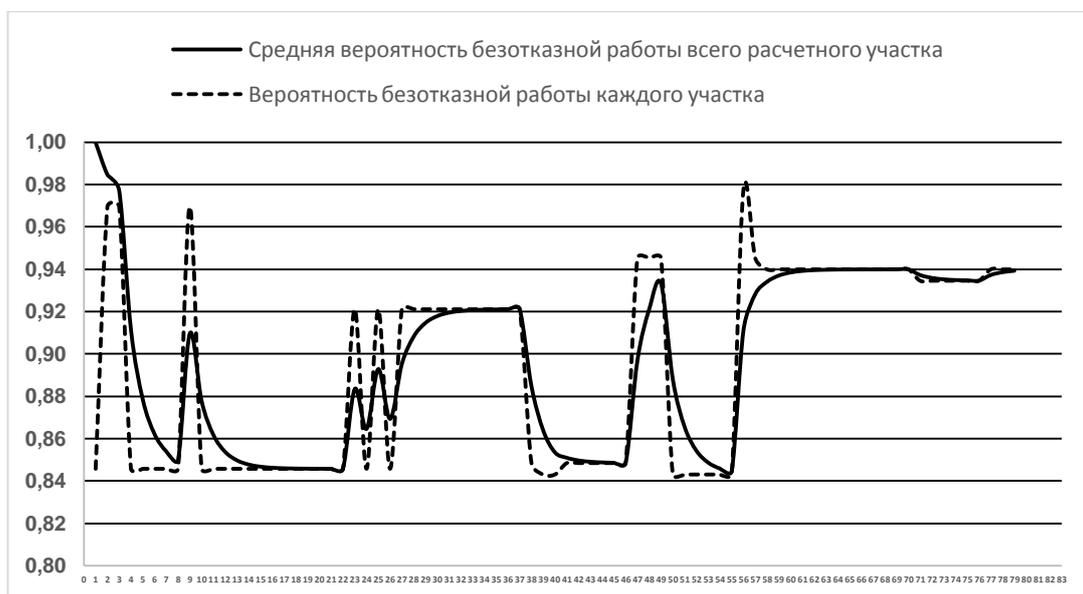


Рис. 9.1.13 Вероятность безаварийной работы тепломагистрали от ТЭЦ-3 до 5-12 основная



Рис. 9.1.14 Вероятность безаварийной работы тепломагистрали от ТЭЦ-3 до 5-12 резерв

Из анализа рис. 9.1.13 – 9.1.14 видно, что тепломагистраль ТЭЦ-3 – ТК 5-12 обладает показателями безаварийной работы, соответствующие нормативным значениям, однако, значения вероятности безаварийной работы отдельных её участков близко к значениям, не соответствующим нормативным. Это вызвано продолжительным сроком службы отдельных участков – более 50 лет. Для достижения коэффициента надежности, удовлетворяющего нормативным значениям, необходимо в период 2018-2033 гг. произвести перекладку некоторых участков тепловых магистралей, перечень которых указан в табл. 2.1.5.

Таблица 9.1.5

№	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации
1	Уз. 6НО-10	Уз. 6НО-13	255,6	1961	56
2	Уз. 6НО-13	Уз. 6НО-14	98	1961	56
3	ТК 6-01	ТК-2М	7	1961	56
4	Уз. 6НО-14	ТК 6-01	2	1961	56
5	ТК-2М	ТК 2М'	35,94	1961	56
6	ТК 2М'	ТК 6-02	203	1961	56
7	ТК 6-02	Уз. от ТК 6-02 перех.	7	1961	56
8	Уз. от ТК 6-02 перех.	Уз. от ТК 6-02 перех.	22,8	1961	56
9	Уз. от ТК 6-02 перех.	Уз. 6НО-23	346,4	1961	56
10	Уз. 6НО-23	ТК 6-03	188,8	1961	56
11	ТК 6-03	ТК 6-03	21,5	1961	56
12	ТК 6-03	ТК 6-04	90,5	1961	56
13	ТК 6-04	ТК 6-04 - подпорн.стенка	13,5	1961	56
14	ТК 6-04 - подпорн.стенка	Уз. 6НО-28	183	1961	56
15	Уз. 6НО-28	Уз. на Модуль	25	1961	56
16	Уз. на Модуль	Уз. 6НО-28	231	1961	56
17	опуск перед ТК 6-05	ТК 6-05	30	1961	56

№	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации
18	ТК 6-05	ТК 6-05а	143	1961	56
19	ТК 6-05а	ТК 6-06	57	1961	56
20	ТК 6-06	перемычка 6Пав1 от 6-06	4,3	1961	56
21	перемычка 6Пав1 от 6-06	6 Павильон 1	5	1961	56
22	Уз. 4-10-2	Уз НПС-1-1	5	1962	55
23	Уз. 4-10-1	ТК 4-11	44	1960	57
24	Уз. 4-10-1	Уз НПС-1-4	5	1960	57
25	Уз НПС-1-1	2-7	0,7	1962	55
26	2-7	Уз НПС-1-2	0,7	1962	55
27	Уз НПС-1-2	Клапан рассечки	0,82	1962	55
28	Клапан рассечки	Уз НПС-1-3	1,3	1962	55
29	2-9 от Уз.НПС-1-3	Уз НПС-1-3	0,77	1962	55
30	Уз НПС-1-4	2-9 от Уз.НПС-1-3	0,78	1962	55
31	ТК 4-14	перемычка 4-14	1,92	1960	57
32	перемычка 4-14	ТК 4-15	75	1960	57
33	ТК 4-15	ТК 4-15а	76	1960	57
34	ТК 4-15а	ТК 4-16	73	1960	57
35	ТК 4-16	ТК 4-17	103	1960	57
36	ТК 4-17	ТК 4-18	116	1960	57
37	ТК 3-01	ТК 3-02	120	1953	64
38	ТК 3-02	ТК 3-03	193	1953	64
39	ТК 3-03	ТК 3-04	23	1953	64
40	ТК 3-04	ТК 3-05	64	1953	64
41	ТК 3-05	ТК 3-06	40	1953	64
42	Уз. 6ПАВ1-2	ТК 6-07	100	1961	56
43	Уз. 4-10-2	Уз НПС-1-1	5	1962	55
44	Уз. 4-10-1	ТК 4-11	44	1960	57
45	Уз. 4-10-1	Уз НПС-1-4	5	1960	57
46	Уз НПС-1-1	2-7	0,7	1962	55
47	2-7	Уз НПС-1-2	0,7	1962	55
48	Уз НПС-1-2	Клапан рассечки	0,82	1962	55
49	Клапан рассечки	Уз НПС-1-3	1,3	1962	55
50	2-9 от Уз.НПС-1-3	Уз НПС-1-3	0,77	1962	55
51	Уз НПС-1-4	2-9 от Уз.НПС-1-3	0,78	1962	55
52	ТК 4-14	перемычка 4-14	1,92	1960	57
53	перемычка 4-14	ТК 4-15	75	1960	57
54	ТК 4-15	ТК 4-15а	76	1960	57
55	ТК 4-15а	ТК 4-16	73	1960	57
56	ТК 4-16	ТК 4-17	103	1960	57
57	ТК 6-07	ТК 6-08	96	1961	56
58	ТК 4-17	ТК 4-18	116	1960	57
59	ТК 6-08	II-1 II-2 в Павильон Узловая	34,4	1961	56
60	II-1 II-2 в Павильон Узловая	Павильон Узловая ТК-1	2,65	1961	56

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

Расчетный участок от Кировской ТЭЦ-3 до ТК-4-32 тепловой сети г. Кирово-Чепецк представлен на рис. 9.1.15, резервный на рис. 9.1.16. Результаты расчета вероятности безотказной работы указанной тепловой магистрали за базовый (2017) год приведены в табл. 9.1.6. Изменение показателей безаварийности работы каждого участка и безотказности работы всей тепловой магистрали вдоль расчетного пути представлено на рис. 9.1.17, для резервного участка – на рис. 9.1.18.

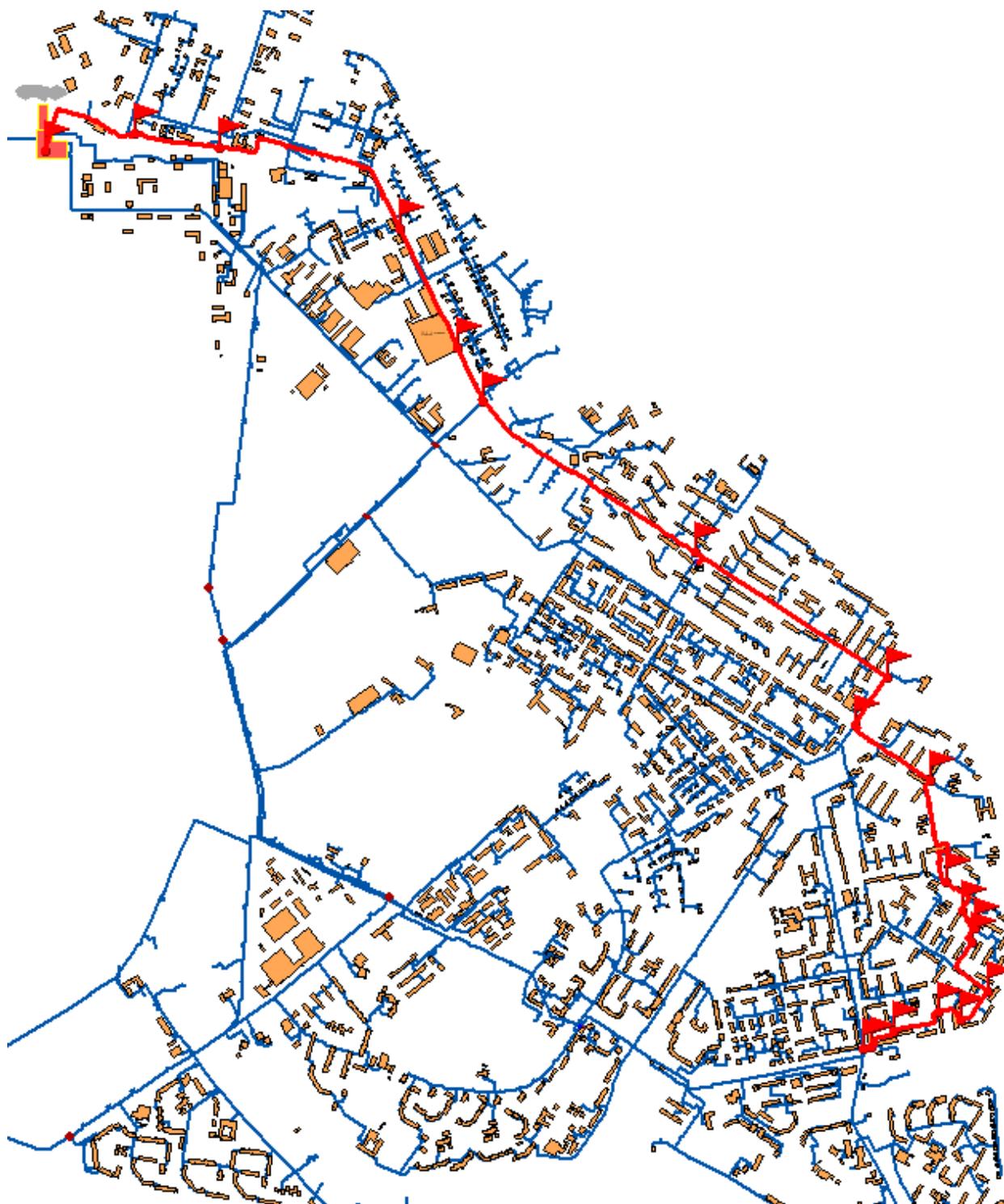


Рис. 9.1.15. Расчетный участок теплосети Кировской ТЭЦ-3 до ТК-4-32



Рис. 9.1.16. Расчетный участок теплосети Кировской ТЭЦ-3 до ТК-4-32

Таблица 9.1.6

№	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Год ввода в эксплуатацию	Интенсивность отказов	Вероятность безотказной работы	Средняя вероятность безотказной работы
Основная магистраль							
1	ТЭЦ	Уз. т.А отпуск	502	2002	0,050	0,95609	0,99980
2	Уз. т.А отпуск	ТК 3-01	76	1996	0,064	0,93995	0,96987
3	ТК 3-01	ТК 3-02	120	1953	0,525	0,82428	0,89708
4	ТК 3-02	ТК 3-03	193	1953	0,525	0,82428	0,86068
5	ТК 3-03	ТК 3-04	23	1953	0,525	0,82428	0,84248
6	ТК 3-04	ТК 3-05	64	1953	0,525	0,82428	0,83338
7	ТК 3-05	ТК 3-06	40	1953	0,525	0,82428	0,82883
8	ТК 3-06	перемычка 3-07 от 3-06	112	1985	0,195	0,91036	0,86959
9	ТК 3-07	Уз. 3-07-2	0,59	1995	0,064	0,93726	0,90343

№	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Год ввода в эксплуатацию	Интенсивность отказов	Вероятность безотказной работы	Средняя вероятность безотказной работы
10	Уз. 3-07-2	Уз. 3-07-1	0,78	1995	0,064	0,93726	0,92034
11	Уз. 3-07-3	ТК 3-07	0,2	1985	0,195	0,91036	0,91535
12	перемычка 3-07 от 3-06	I-1 I-2 в ТК 3-07	0,76	1985	0,195	0,91036	0,91286
13	I-1 I-2 в ТК 3-07	Уз. 3-07-3	0,83	1985	0,195	0,91036	0,91161
14	Уз. 3-07-1	перемычка 3-07	1,5	1995	0,064	0,93726	0,92443
15	перемычка 3-07	перемычка 3-07а	89	1995	0,064	0,93726	0,93085
16	перемычка 3-07а	I-3 I-4	0,62	1995	0,064	0,93726	0,93405
17	I-3 I-4	Уз. ТК 3-08а	48	1995	0,064	0,93726	0,93566
18	Уз. ТК 3-08а	ТК ЗНО-21 см. диам	92	1995	0,064	0,93726	0,93646
19	ТК ЗНО-21 см. диам	Уз. 3-09А	70	1995	0,064	0,93726	0,93686
20	Уз. 3-09А	ТК 3-10	74	1995	0,064	0,93726	0,93706
21	ТК 3-10	Уз. Техдом	7,3	1995	0,064	0,93726	0,93716
22	Уз. Техдом	3-10а Уз. САХ	120,8	1995	0,064	0,93726	0,93721
23	3-10а Уз. САХ	сужение 3-11	79,54	1995	0,064	0,93726	0,93723
24	сужение 3-11	ТК 3-11а	43,6	1995	0,064	0,93726	0,93725
25	ТК 3-11а	перемычка 3-12 от 3-11	85,15	1995	0,064	0,93726	0,93725
26	Уз. 6ПАВ1-2	ТК 6-07	100	1961	0,525	0,84580	0,89153
27	перемычка 6ПАВ1 к 6-07	ТК 6-09	185,2	1989	0,099	0,92112	0,90632
28	Уз. 6ПАВ-1-1	перемычка 6ПАВ1 к 6-07	0,8	1989	0,099	0,92112	0,91372
29	Уз. 6ПАВ1-2	3/а от Уз. 6ПАВ1-2	7	1989	0,099	0,92112	0,91742
30	3/а от Уз. 6ПАВ1-2	Уз. 6ПАВ-1-1	1,18	1989	0,099	0,92112	0,91927
31	ТК 3-12	I-5 I-6 в ТК 3-12	1,03	1995	0,064	0,93726	0,92827
32	перемычка 3-12 от 3-11	ТК 3-12	2,18	1995	0,064	0,93726	0,93276
33	перемычка 3-12 к 3-13	ТК 3-13	129	1995	0,064	0,93726	0,93501
34	I-5 I-6 в ТК 3-12	перемычка 3-12 к 3-13	0,93	1995	0,064	0,93726	0,93614
35	ТК 6-09	ТК 6-10	147,8	1989	0,099	0,92112	0,92863
36	ТК 3-13	ТК 3-14	120,45	1995	0,064	0,93726	0,93294
37	ТК 6-10	ТК 6-11	124,8	1989	0,099	0,92112	0,92703
38	ТК 6-11	ТК 6-12	87	1989	0,099	0,92112	0,92408
39	ТК 6-12	ТК 6-13	6	1989	0,099	0,92112	0,92260
40	ТК 6-13	ТК 6-14	74	1989	0,099	0,92112	0,92186
41	ТК 3-14	ТК 3-15	198,6	1995	0,064	0,93726	0,92956
42	ТК 6-14	ТК 6-15	97	1989	0,099	0,92112	0,92534
43	ТК 6-15	ТК 6-16	179	1989	0,099	0,92112	0,92323
44	ТК 6-16	ТК 6-17	94	1989	0,099	0,92112	0,92217
45	ТК 3-15	Уз. ТК 3-15а	0,59	1996	0,064	0,93995	0,93106
46	Уз. ТК 3-15а	перемычка Узловая от 3-15а	43	1996	0,064	0,93995	0,93551

№	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Год ввода в эксплуатацию	Интенсивность отказов	Вероятность безотказной работы	Средняя вероятность безотказной работы
47	ТК 6-17	Уз. 4-10-2	48	1989	0,099	0,92112	0,92831
48	Уз. 4-10-2	Уз НПС-1-1	5	1962	0,525	0,84849	0,88840
49	перемычка Узловая от 3-15а	I-7 I-8 в Павильоне Узловая	1,5	1996	0,064	0,93995	0,91418
50	I-7 I-8 в Павильоне Узловая	Павильон Узловая ТК-1	3,5	1996	0,064	0,93995	0,92706
51	Уз. 4-10-1	ТК 4-11	44	1960	0,525	0,84311	0,88509
52	Уз. 4-10-1	Уз НПС-1-4	5	1960	0,525	0,84311	0,86410
53	Уз НПС-1-1	2-7	0,7	1962	0,525	0,84849	0,85629
54	2-7	Уз НПС-1-2	0,7	1962	0,525	0,84849	0,85239
55	Уз НПС-1-2	Клапан рассечки	0,82	1962	0,525	0,84849	0,85044
56	Клапан рассечки	Уз НПС-1-3	1,3	1962	0,525	0,84849	0,84947
57	2-9 от Уз.НПС-1-3	Уз НПС-1-3	0,77	1962	0,525	0,84849	0,84898
58	Уз НПС-1-4	2-9 от Уз.НПС-1-3	0,78	1962	0,525	0,84849	0,84873
59	ТК 4-11	ТК 4-12	80	1998	0,050	0,94533	0,89703
60	ТК 4-12	ТК 4-13	163	1998	0,050	0,94533	0,92118
61	ТК 4-13	ТК 4-14	162	1998	0,050	0,94533	0,93326
62	ТК 4-14	перемычка 4-14	1,92	1960	0,525	0,84311	0,88818
63	перемычка 4-14	ТК 4-15	75	1960	0,525	0,84311	0,86565
64	ТК 4-15	ТК 4-15а	76	1960	0,525	0,84311	0,85438
65	ТК 4-15а	ТК 4-16	73	1960	0,525	0,84311	0,84874
66	ТК 4-16	ТК 4-17	103	1960	0,525	0,84311	0,84593
67	ТК 6-07	ТК 6-08	96	1961	0,525	0,84580	0,84586
68	ТК 4-17	ТК 4-18	116	1960	0,525	0,84311	0,84449
69	ТК 4-18	ТК 4-19	87	2010	0,050	0,97761	0,91105
70	ТК 4-19	II-17 II-18 в ТК 4-19	1,2	1965	0,525	0,85656	0,88380
71	II-17 II-18 в ТК 4-19	ТК 2-01	140,47	1965	0,525	0,85656	0,87018
72	ТК 2-01	ТК 2-02	83	1965	0,525	0,85656	0,86337
73	ТК 6-08	II-1 II-2 в Павильон Узловая	34,4	1961	0,525	0,84580	0,85459
74	ТК 2-02	ТК 2-03	50	1965	0,525	0,85656	0,85557
75	II-1 II-2 в Павильон Узловая	Павильон Узловая ТК-1	2,65	1961	0,525	0,84580	0,85069
76	ТК 2-03	ТК 2-04	77	1965	0,525	0,85656	0,85362
77	ТК 2-04	2-35 2-36 в ТК 2-04	1,19	1965	0,525	0,85656	0,85509
78	2-35 2-36 в ТК 2-04	ТК 2-05	47,53	1965	0,525	0,85656	0,85583
79	ТК 2-05	ТК 2-06	101	1965	0,525	0,85656	0,85619
80	ТК 2-06	ТК 2-06А	155,5	1965	0,525	0,85656	0,85638
81	ТК 2-06А	ТК 2-07	53,5	1965	0,525	0,85656	0,85647

№	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Год ввода в эксплуатацию	Интенсивность отказов	Вероятность безотказной работы	Средняя вероятность безотказной работы
82	TK 2-07	TK 2-08	100	1965	0,525	0,85656	0,85651
83	TK 2-08	TK 2-09	110,71	1965	0,525	0,85656	0,85654
84	II-25 II-26 в TK 4-32	TK 2-34	26,19	1965	0,525	0,85656	0,85655
85	TK 4-32	II-25 II-26 в TK 4-32	1,31	1965	0,525	0,85656	0,85655
86	TK 2-34	TK 2-33	83	1965	0,525	0,85656	0,85656
87	TK 2-09	TK 2-10	6	2018	0,079	0,99913	0,92784
88	TK 2-10	TK 2-11	46	1965	0,525	0,85656	0,89220
89	TK 2-11	3/а в TK 2-12	80	1965	0,525	0,85656	0,87438
90	TK 2-33	TK 2-32	36	1965	0,525	0,85656	0,86547
91	TK 2-32	TK 2-31	39,78	1965	0,525	0,85656	0,86102
92	TK 2-12	3/а в TK 2-13	64,98	1966	0,525	0,85925	0,86013
93	3/а в TK 2-12	TK 2-12	1	1966	0,525	0,85925	0,85969
94	TK 2-31	TK 2-30	66,5	1965	0,525	0,85656	0,85813
95	TK 2-13	2-31 2-32 в TK 2-13	1,23	1967	0,525	0,86194	0,86003
96	3/а в TK 2-13	TK 2-13	1,26	1967	0,525	0,86194	0,86099
97	2-31 2-32 в TK 2-13	TK 2-14	44,99	1967	0,525	0,86194	0,86146
98	TK 2-30	3/а в TK 2-30	1,52	1965	0,525	0,85656	0,85901
99	3/а в TK 2-30	TK 2-29	42,58	1965	0,525	0,85656	0,85779
100	TK 2-14	Уз. Лермонтова 14	58	1967	0,525	0,86194	0,85986
101	TK 2-29	TK 2-28	43,12	1965	0,525	0,85656	0,85821
102	Уз. Лермонтова 14	TK 2-22	118	1967	0,525	0,86194	0,86008
103	Уз. Лермонтова 14	Уз. Лермонтова 14	1	1967	0,525	0,86194	0,86101
104	TK 2-28	TK 2-27	54,2	1965	0,525	0,85656	0,85878
105	TK 2-22	3/а в TK 2-23	27,6	2007	0,050	0,96954	0,91416
106	TK 2-23	TK 2-24	65,8	1967	0,525	0,86194	0,88805
107	3/а в TK 2-23	TK 2-23	1,4	2007	0,050	0,96954	0,92880
108	TK 2-27	TK 2-26	61	1966	0,525	0,85925	0,89402
109	TK 2-26	3/а в TK 2-26	1,13	1966	0,525	0,85925	0,87664
110	3/а в TK 2-26	TK 2-25	25,04	1966	0,525	0,85925	0,86794
111	3/а в TK 2-25	TK 2-24	49	1966	0,525	0,85925	0,86360
112	TK 2-25	3/а в TK 2-25	1,42	1966	0,525	0,85925	0,86142
Итого по расчетному участку							0,86142
Резервная магистраль							
1	TK 1-08	I-25 I-26 в TK 1-07	127,8	1954	0,525	0,82697	0,99980
2	I-25 I-26 в TK 1-07	TK 1-07	4	2012	0,050	0,98299	0,99139
3	ТЭЦ	Уз. т.А отпуск	502	2002	0,050	0,95609	0,97374
4	Уз. т.А отпуск	TK 3-01	76	1996	0,064	0,93995	0,95685
5	TK 3-01	TK 3-02	120	1953	0,525	0,82428	0,89056
6	TK 3-02	TK 3-03	193	1953	0,525	0,82428	0,85742

№	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Год ввода в эксплуатацию	Интенсивность отказов	Вероятность безотказной работы	Средняя вероятность безотказной работы
7	ТК 3-03	ТК 3-04	23	1953	0,525	0,82428	0,84085
8	ТК 3-04	ТК 3-05	64	1953	0,525	0,82428	0,83257
9	ТК 3-05	ТК 3-06	40	1953	0,525	0,82428	0,82842
10	ТК 3-06	перемычка 3-07 от 3-06	112	1985	0,195	0,91036	0,86939
11	ТК 3-07	Уз. 3-07-2	0,59	1995	0,064	0,93726	0,90333
12	Уз. 3-07-2	Уз. 3-07-1	0,78	1995	0,064	0,93726	0,92029
13	Уз. 3-07-3	ТК 3-07	0,2	1985	0,195	0,91036	0,91533
14	перемычка 3-07 от 3-06	I-1 I-2 в ТК 3-07	0,76	1985	0,195	0,91036	0,91284
15	I-1 I-2 в ТК 3-07	Уз. 3-07-3	0,83	1985	0,195	0,91036	0,91160
16	Уз. 3-07-1	перемычка 3-07	1,5	1995	0,064	0,93726	0,92443
17	перемычка 3-07	перемычка 3-07а	89	1995	0,064	0,93726	0,93085
18	перемычка 3-07а	I-3 I-4	0,62	1995	0,064	0,93726	0,93405
19	I-3 I-4	Уз. ТК 3-08а	48	1995	0,064	0,93726	0,93566
20	Уз. ТК 3-08а	ТК ЗНО-21 см. диам	92	1995	0,064	0,93726	0,93646
21	ТК ЗНО-21 см. диам	Уз. 3-09А	70	1995	0,064	0,93726	0,93686
22	Уз. 3-09А	ТК 3-10	74	1995	0,064	0,93726	0,93706
23	ТК 3-10	Уз. Техдом	7,3	1995	0,064	0,93726	0,93716
24	Уз. Техдом	3-10а Уз. САХ	120,8	1995	0,064	0,93726	0,93721
25	3-10а Уз. САХ	сужение 3-11	79,54	1995	0,064	0,93726	0,93723
26	сужение 3-11	ТК 3-11а	43,6	1995	0,064	0,93726	0,93725
27	ТК 3-11а	перемычка 3-12 от 3-11	85,15	1995	0,064	0,93726	0,93725
28	ТК 3-12	I-5 I-6 в ТК 3-12	1,03	1995	0,064	0,93726	0,93726
29	перемычка 3-12 от 3-11	ТК 3-12	2,18	1995	0,064	0,93726	0,93726
30	перемычка 3-12 к 3-13	ТК 3-13	129	1995	0,064	0,93726	0,93726
31	I-5 I-6 в ТК 3-12	перемычка 3-12 к 3-13	0,93	1995	0,064	0,93726	0,93726
32	ТК 3-13	ТК 3-14	120,45	1995	0,064	0,93726	0,93726
33	ТК 3-14	ТК 3-15	198,6	1995	0,064	0,93726	0,93726
34	ТК 3-15	Уз. ТК 3-15а	0,59	1996	0,064	0,93995	0,93860
35	Уз. ТК 3-15а	перемычка Узловая от 3-15а	43	1996	0,064	0,93995	0,93928
36	перемычка Узловая от 3-15а	I-7 I-8 в Павильоне Узловая	1,5	1996	0,064	0,93995	0,93961
37	I-7 I-8 в Павильоне Узловая	Павильон Узловая ТК-1	3,5	1996	0,064	0,93995	0,93978
38	Павильон Узловая ТК-1	перемычка Узловая к 3-16	5	1996	0,064	0,93995	0,93987
39	перемычка Узловая к 3-16	ТК 3-16	101	1996	0,064	0,93995	0,93991
40	ТК 3-16	I-39 I-40 в ТК 3-16 к ТК 3-17	1,15	2010	0,050	0,97761	0,95876

№	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Год ввода в эксплуатацию	Интенсивность отказов	Вероятность безотказной работы	Средняя вероятность безотказной работы
41	I-39 I-40 в ТК 3-16 к ТК 3-17	ТК 3-17	92	2010	0,050	0,97761	0,96818
42	ТК 3-17	ТК 3-17а	60	2010	0,050	0,97761	0,97290
43	ТК 3-17а	ТК 3-18	53	2010	0,050	0,97761	0,97525
44	ТК 3-18	ТК 3-19	127	2005	0,050	0,96416	0,96971
45	ТК 3-19	ТК 3-20	93	2005	0,050	0,96416	0,96693
46	ТК 3-20	ТК 3-20а	21,5	2005	0,050	0,96416	0,96555
47	ТК 3-20а	перемычка 3-21	1,58	2005	0,050	0,96416	0,96485
48	ТК 4-20	2-19 2-20 в ТК 4-20	0,89	1996	0,064	0,93995	0,95240
49	перемычка 3-21	I-9 I-10 в ТК 3-30	125,5	2005	0,050	0,96416	0,95828
50	ТК 4-20	2-15 2-16 в ТК 4-20	1	1956	0,525	0,83235	0,89532
51	2-15 2-16 в ТК 4-20	ТК 1-10	159	1956	0,525	0,83235	0,86383
52	2-19 2-20 в ТК 4-20	ТК 4-21А	72	1996	0,064	0,93995	0,90189
53	ТК 3-30	Уз. ТК 3-30-2	1	2004	0,050	0,96147	0,93168
54	I-9 I-10 в ТК 3-30	ТК 3-30	1,78	2005	0,050	0,96416	0,94792
55	Уз. ТК 3-30-2	ТК 3-31	66,6	2002	0,050	0,95609	0,95201
56	ТК 3-31	перемычка 3-31	0,88	1954	0,525	0,82697	0,88949
57	ТК 4-21А	ТК 4-21	59	1996	0,064	0,93995	0,91472
58	I-11 I-12 в ТК 3-31	ТК 3-32	126	2016	0,079	0,99375	0,95423
59	перемычка 3-31	I-11 I-12 в ТК 3-31	0,88	1954	0,525	0,82697	0,89060
60	ТК 4-21	ТК 4-21Б	72	1996	0,064	0,93995	0,91528
61	ТК 3-32	ТК 3-33	194	2016	0,079	0,99375	0,95451
62	ТК 4-21Б	ТК 4-21В	75	1996	0,064	0,93995	0,94723
63	ТК 4-21В	ТК 4-22	58	1996	0,064	0,93995	0,94359
64	ТК 4-22	ТК 4-23	56	1996	0,064	0,93995	0,94177
65	ТК 4-23	ТК 4-24	77	1996	0,064	0,93995	0,94086
66	ТК 3-33	ТК 3-34	80	2016	0,079	0,99375	0,96731
67	ТК 4-24	перемычка 4-25 от 4-24	78	1996	0,064	0,93995	0,95363
68	ТК 3-34	ТК 3-35	60	2017	0,079	0,99644	0,97503
69	ТК 4-25	II-21 II-22 в ТК 4-25	0,27	1996	0,064	0,93995	0,95749
70	перемычка 4-25 от 4-24	ТК 4-25	1	1996	0,064	0,93995	0,94872
71	II-21 II-22 в ТК 4-25	перемычка 4-25 к 4-26	1	1996	0,064	0,93995	0,94434
72	перемычка 4-25 к 4-26	ТК 4-26	76	1996	0,064	0,93995	0,94214
73	ТК 3-35	I-17 I-18 в ТК 3-36	65	2017	0,079	0,99644	0,96929
74	ТК 3-36	ТК 3-36А	102	2008	0,050	0,97223	0,97076
75	ТК 4-26	ТК 4-27	73	1994	0,064	0,93457	0,95267
76	I-17 I-18 в ТК 3-36	ТК 3-36	1,18	2017	0,079	0,99644	0,97455

№	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Год ввода в эксплуатацию	Интенсивность отказов	Вероятность безотказной работы	Средняя вероятность безотказной работы
77	TK 4-27	TK 4-28	165	1994	0,064	0,93457	0,95456
78	TK 3-36A	TK 3-37	71	2007	0,050	0,96954	0,96205
79	TK 3-37	I-19 I-20 в TK 3-37	0,94	1954	0,525	0,82697	0,89451
80	I-19 I-20 в TK 3-37	TK 1-01	36	2003	0,050	0,95878	0,92665
81	TK 1-01	TK 1-02	84,8	1954	0,525	0,82697	0,87681
82	TK 4-28	TK 4-29	50,5	1994	0,064	0,93457	0,90569
83	TK 4-29	TK 4-30	60,5	1994	0,064	0,93457	0,92013
84	TK 4-30	TK 4-31	116	1994	0,064	0,93457	0,92735
85	TK 1-02	TK 1-03	95,2	1954	0,525	0,82697	0,87716
86	TK 4-31	TK 4-32	115	1994	0,064	0,93457	0,90586
87	TK 1-03	I-21 I-22 в TK 1-03	1,02	1954	0,525	0,82697	0,86642
88	I-21 I-22 в TK 1-03	TK 1-04	33,19	1954	0,525	0,82697	0,84669
89	TK 1-04	TK 1-05	50	2003	0,050	0,95878	0,90274
90	TK 1-05	TK 1-06	124,9	1954	0,525	0,82697	0,86485
91	TK 1-10	TK 1-09	65,2	1954	0,525	0,82697	0,84591
92	TK 1-09	I-27 I-28 в TK 1-08	22	1954	0,525	0,82697	0,83644
93	I-27 I-28 в TK 1-08	TK 1-08	1,22	1954	0,525	0,82697	0,83171
94	I-23 I-24 в TK 1-06	TK 1-06	1,28	1954	0,525	0,82697	0,82934
95	TK 1-07	I-23 I-24 в TK 1-06	79,2	1954	0,525	0,82697	0,82815
Итого по расчетному участку							0,82815



Рис. 9.1.17. Вероятность безаварийной работы тепловой магистрали от ТЭЦ-3 до ТК-4-32 основная



Рис. 9.1.18. Вероятность безаварийной работы тепловой магистрали от ТЭЦ-3 до ТК-4-32 резерв

Из анализа рис. 9.1.17, 9.1.18 следует, что тепловая магистраль Кировская ТЭЦ-3 – ТК- 4-32 обладает значениями показателями безаварийной работы не соответствующим нормативным. Поэтому рекомендуется частичная перекладка тепловой магистрали, а именно: от ТК 4-10 до ТК 4-18, от ТК 2-01 до ТК 2-28, от ТК 3-01 до ТК 3-07, от ТК 1-01 до ТК 1-09. После выполнения перекладок тепловая магистраль Кировская ТЭЦ-3 – ТК-4-32 будет обладать допустимыми показателями безаварийной работы вплоть до 2033 г

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

Расчетный участок от Кировской ТЭЦ-3 до 7НО-57 тепловой сети г. Кирово-Чепецк представлен на рис. 9.1.19. Результаты расчета вероятности безотказной работы указанной тепловой магистрали за базовый (2017) год приведены в табл. 9.1.7. Изменение показателей безаварийности работы каждого участка и безотказности работы всей тепловой магистрали вдоль расчетного пути представлено на рис. 9.1.20.

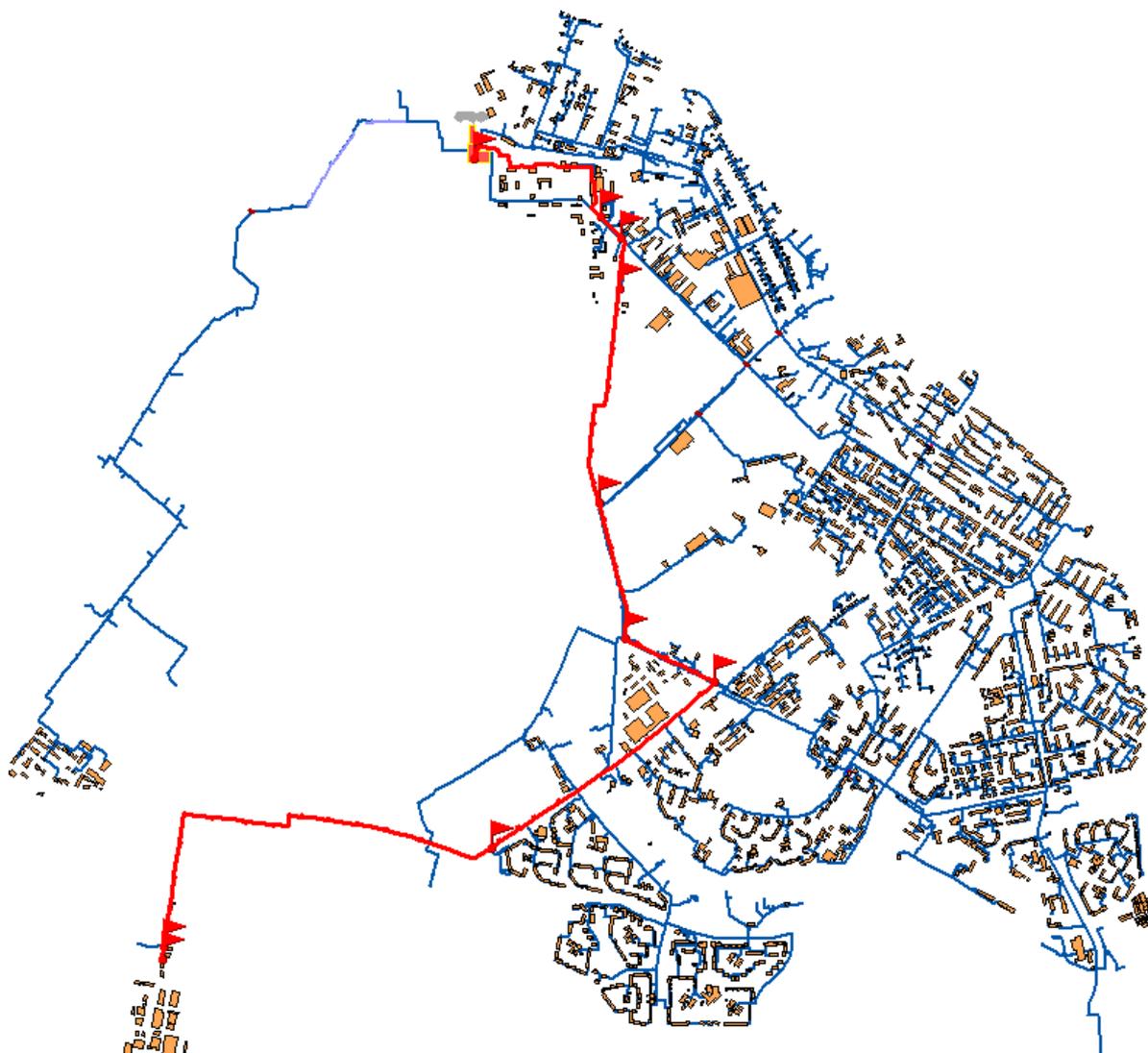


Рис. 9.1.19. Расчетный участок теплосети Кировской ТЭЦ-3 до 7НО-57

Таблица 9.1.7.

№	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Год ввода в эксплуатацию	Интенсивность отказов	Вероятность безотказной работы	Средняя вероятность безотк. работы
Основная магистраль							
1	ТЭЦ	7ТК-4	779	1977	0,5250	0,88884	0,99980
2	7ТК-4	7ТК-5	92,7	1977	0,5250	0,88884	0,94432
3	7ТК-5	7ТК-6	162	1977	0,5250	0,88884	0,91658

№	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Год ввода в эксплуатацию	Интенсивность отказов	Вероятность безотказной работы	Средняя вероятность безотк. работы
4	7ТК-6	7ТК-7	119,3	1977	0,5250	0,88884	0,90271
5	7ТК-7	7ТК-8	157	1977	0,5250	0,88884	0,89577
6	7ТК-8	7ТК-9а	175,5	1977	0,5250	0,88884	0,89231
7	7ТК-9	Уз. 7НО-10	147	1977	0,5250	0,88884	0,89057
8	7ТК-9а	7ТК-9	6,5	1977	0,5250	0,88884	0,88971
9	Уз. 7НО-10	III-1,2 в 7П- 1	1068	1977	0,5250	0,88884	0,88927
10	7 Павильон 1	7 Павильон1а	218,1	1972	0,5250	0,87539	0,88233
11	III-1,2 в 7П- 1	7 Павильон 1	2,64	1977	0,5250	0,88884	0,88559
12	7 Павильон 1а	7-НО- 23 Уз.Совхоз Чеп 1	823	1972	0,5250	0,87539	0,88049
13	7-НО- 23 Уз.Совхоз Чеп 1	7НО-25 ПАВ ЛЕПСЕ	331	1977	0,5250	0,88884	0,88466
14	7НО-25 ПАВ ЛЕПСЕ	7 павильон 2	218	1977	0,5250	0,88884	0,88675
15	7 павильон 2	III-7III-8 в7П-2к ТК 7-01	2,38	1997	0,0641	0,94264	0,91470
16	ТК 7-01	ТК 7-01а	163,9	1997	0,0641	0,94264	0,92867
17	III-7 III-8 в 7П-2 к ТК 7-01	ТК 7-01	11,7	1997	0,0641	0,94264	0,93565
18	ТК 7-01а	ТК 7-02	85,7	1997	0,0641	0,94264	0,93915
19	ТК 7-02	ТК 7-03	101,7	1997	0,0641	0,94264	0,94089
20	ТК 7-03	ТК 7-04	94	1977	0,5250	0,88884	0,91487
21	ТК 7-04	ТК 7-05	98	1977	0,5250	0,88884	0,90185
22	ТК 7-05	ТК 7-06	127,9	2014	0,0636	0,98837	0,94511
23	ТК 7-06	ТК 7-06а	115	1977	0,5250	0,88884	0,91698
24	ТК 7-06а	ТК 7-07	152	1977	0,5250	0,88884	0,90291
25	ТК 7-07	ТК 7-08	182	1978	0,5250	0,89153	0,89722
26	ТК 7-08	ТК 7-09	156	1978	0,5250	0,89153	0,89437
27	ТК 7-09	Уз. РКЦ	251	1980	0,5250	0,89691	0,89564
28	Уз. РКЦ	7 Павильон 3	20	1980	0,5250	0,89691	0,89628
29	7 Павильон 3	III-19 и 20 в 7П- 3	2,3	1980	0,5250	0,89691	0,89659
30	III-19и20 в 7П-3	ТК 7-10	299	1980	0,5250	0,89691	0,89675
31	ТК 7-10	7 Павильон 4	865	1980	0,5250	0,89691	0,89683
32	7 Павильон 4	III-19а, 20а в 7П- 4	2,2	1980	0,5250	0,89691	0,89687
33	III-19а, 20а в 7П- 4	Уз. ИЧП Лес	1262	1980	0,5250	0,89691	0,89689
34	Уз. ИЧП Лес	ТК 7-11	246	1980	0,5250	0,89691	0,89690
35	ТК 7-11	ТК 7-11	0,73	1980	0,5250	0,89691	0,89691
Итого по расчетному участку							0,89691

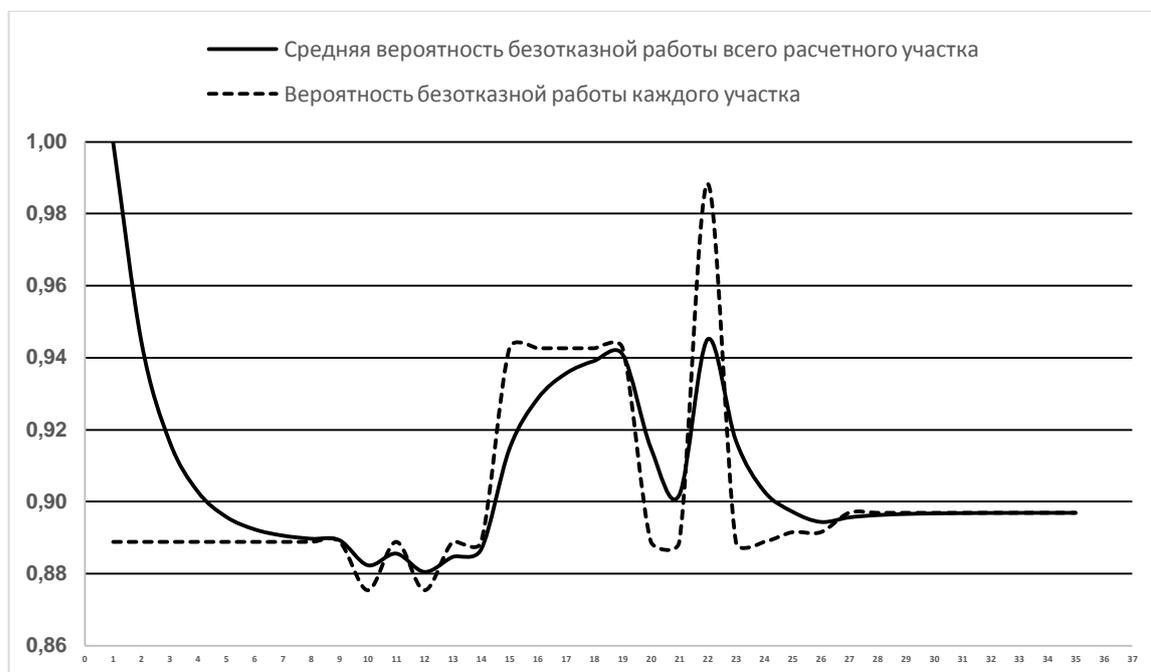


Рис. 9.1.20. Вероятность безаварийной работы тепловой магистрали от Кировской ТЭЦ-3 до 7НО-57 г.

Исходя из представленных данных на рис. 9.1.20 сделан вывод, что тепломагистраль ТЭЦ – 7НО-57 по состоянию на 2017 г. обладает показателями безаварийной работы, не соответствующими нормативным значениям. Рекомендуется произвести перекладку трубопроводов, указан в табл. 9.1.8. После перекладки значения показателя безаварийной работы будут соответствовать нормативным до 2032г.

Таблица 9.1.8

№	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации
1	ТЭЦ	7ТК-4	779	1977	40
2	7ТК-4	7ТК-5	92,7	1977	40
3	7ТК-5	7ТК-6	162	1977	40
4	7ТК-6	7ТК-7	119,3	1977	40
5	7ТК-7	7ТК-8	157	1977	40
6	7ТК-8	7ТК-9а	175,5	1977	40
7	7ТК-9	Уз. 7НО-10	147	1977	40
8	7ТК-9а	7ТК-9	6,5	1977	40
9	Уз. 7НО-10	III-1,2 в 7П- 1	1068	1977	40
10	7 Павильон 1	7 Павильон 1а	218,1	1972	45
11	III-1,2 в 7П- 1	7 Павильон 1	2,64	1977	40
12	7 Павильон 1а	7-НО- 23 Уз.Совхоз Чеп 1	823	1972	45
13	7-НО- 23 Уз.Совхоз Чеп 1	7НО-25 ПАВ ЛЕПСЕ	331	1977	40
14	7НО-25 ПАВ ЛЕПСЕ	7 павильон 2	218	1977	40
15	ТК 7-03	ТК 7-04	94	1977	40
16	ТК 7-04	ТК 7-05	98	1977	40

№	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации
17	ТК 7-06	ТК 7-06а	115	1977	40
18	ТК 7-06а	ТК 7-07	152	1977	40
19	ТК 7-07	ТК 7-08	182	1978	39
20	ТК 7-08	ТК 7-09	156	1978	39
21	ТК 7-09	Уз. РКЦ	251	1980	37
22	Уз. РКЦ	7 Павильон 3	20	1980	37
23	7 Павильон 3	III-19 и 20 в 7П-3	2,3	1980	37
24	III-19 и 20 в 7П-3	ТК 7-10	299	1980	37
25	ТК 7-10	7 Павильон 4	865	1980	37
26	7 Павильон 4	III-19а, 20а в 7П- 4	2,2	1980	37
27	III-19а, 20а в 7П- 4	Уз. ИЧП Лес	1262	1980	37
28	Уз. ИЧП Лес	ТК 7-11	246	1980	37
29	ТК 7-11	3/а в ТК 7-11 отп. Пригородный	0,73	1980	37

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

Расчетный участок от Кировской ТЭЦ-3 до ТК-5-22 тепловой сети г. Кирово-Чепецк представлен на рис. 9.1.21. Результаты расчета вероятности безотказной работы указанной тепловой магистрали за базовый (2017) год приведены в табл. 9.1.9. Изменение показателей безаварийности работы каждого участка и безотказности работы всей тепловой магистрали вдоль расчетного пути представлено на рис. 9.1.22.



Рис. 9.1.21. Расчетный участок теплосети Кировской ТЭЦ-3 до ТК-5-22

Таблица 9.1.9

№	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Год ввода в эксплуатацию	Интенсивность отказов	Вероятность безотказной работы	Средняя вероятность безотказной работы
Основная магистраль							
1	ТЭЦ	7ТК-4	779	1977	0,525	0,88884	0,99980
2	7ТК-4	7ТК-5	92,7	1977	0,525	0,88884	0,94432
3	7ТК-5	7ТК-6	162	1977	0,525	0,88884	0,91658
4	7ТК-6	7ТК-7	119,3	1977	0,525	0,88884	0,90271
5	7ТК-7	7ТК-8	157	1977	0,525	0,88884	0,89577
6	7ТК-8	7ТК-9а	175,5	1977	0,525	0,88884	0,89231
7	7ТК-9	Уз. 7НО-10	147	1977	0,525	0,88884	0,89057
8	7ТК-9а	7ТК-9	6,5	1977	0,525	0,88884	0,88971
9	Уз. 7НО-10	III-1,2 в 7П- 1	1068	1977	0,525	0,88884	0,88927
10	7 Павильон 1	7 Павильон 1а	218,1	1972	0,525	0,87539	0,88233
11	III-1,2 в 7П- 1	7 Павильон 1	2,64	1977	0,525	0,88884	0,88559
12	7 Павильон 1а	7-НО- 23 Уз.Совхоз Чеп 1	823	1972	0,525	0,87539	0,88049
13	7-НО- 23 Уз.Совхоз Чеп 1	7НО-25 ПАВ ЛЕПСЕ	331	1977	0,525	0,88884	0,88466
14	7НО-25 ПАВ ЛЕПСЕ	7 павильон 2	218	1977	0,525	0,88884	0,88675
15	7 павильон 2	3-9 3-10 в 7П-2 к ТК 5-01	3,96	1981	0,525	0,89960	0,89318
16	3-9 3-10 в 7П-2 к ТК 5-01	ТК 5-01	58	1981	0,525	0,89960	0,89639
17	ТК 5-01	ТК 5-02	36	1981	0,525	0,89960	0,89799
18	ТК 5-02	ТК 5-02А	196	1981	0,525	0,89960	0,89880
19	ТК 5-02А	ТК 5-03	334	1981	0,525	0,89960	0,89920
20	ТК 5-03	перемычка 5-04	230	1981	0,525	0,89960	0,89940
21	ТК 5-04	III-23, 24 ТК 5-04	0,72	1989	0,099	0,92112	0,91026
22	перемычка 5-04	ТК 5-04	1,51	1981	0,525	0,89960	0,90493
23	III-23, 24 ТК 5-04	ТК 5-05	67	1989	0,099	0,92112	0,91302
24	ТК 5-05	Уз. НПС-2-1	15,51	1989	0,099	0,92112	0,91707
25	Уз. НПС-2-1	Уз. НПС-2-2	1,63	1989	0,099	0,92112	0,91910
26	3-23а 3-26 от Уз. НПС -2-2	Уз. НПС-2-3	1,13	1989	0,099	0,92112	0,92011
27	Уз. НПС-2-6	ТК 5-05а	50,83	1989	0,099	0,92112	0,92061
28	Клапан рассечки	Уз. НПС-2-6	1,15	1989	0,099	0,92112	0,92087
29	Уз. НПС-2-4	3-23а 3-26 от Уз. НПС -2-2	1,13	1989	0,099	0,92112	0,92099
30	Уз. НПС-2-5	Уз. НПС-2-4	1,13	1989	0,099	0,92112	0,92106
31	Уз. НПС-2-5	Клапан рассечки	1,13	1989	0,099	0,92112	0,92109
32	Уз. НПС-2-2	Уз. НПС-2-3	1,13	1989	0,099	0,92112	0,92110
33	ТК 5-05а	ТК 5-06	226,6	1989	0,099	0,92112	0,92111
34	ТК 5-06	ТК 5-07	181	1989	0,099	0,92112	0,92112
35	ТК 5-07	ТК 5-08	93	1989	0,099	0,92112	0,92112
36	ТК 5-08	ТК 5-09	186	1989	0,099	0,92112	0,92112
37	ТК 5-09	ТК 5-10	169	1989	0,099	0,92112	0,92112
38	ТК 5-10	ТК 5-11	161,6	1989	0,099	0,92112	0,92112
39	ТК 5-11	перемычка в сторону ТК 5-11	160,18	1989	0,099	0,92112	0,92112
40	ТК 5-12	ТК 5-13	123	1989	0,099	0,92112	0,92112
41	III-41 III-42 ТК 5- 12	ТК 5-12	0,63	1989	0,099	0,92112	0,92112
42	перемычка в сторону ТК 5-11	III-41 III-42 ТК 5- 12	0,79	1989	0,099	0,92112	0,92112
43	ТК 5-13	ТК 5-14	92	1989	0,099	0,92112	0,92112
44	ТК 5-14	ТК 5-15	111	1989	0,099	0,92112	0,92112
45	ТК 5-15	ТК 5-16	58	1989	0,099	0,92112	0,92112
46	ТК 5-16	ТК 5-17	212	1984	0,1954	0,90767	0,91439

№	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Год ввода в эксплуатацию	Интенсивность отказов	Вероятность безотказной работы	Средняя вероятность безотказной работы
47	TK 5-17	III-43 III-44 Уз. TK 5-17	1	1989	0,099	0,92112	0,91776
48	III-43 III-44 Уз. TK 5-17	TK 5-18	212	1989	0,099	0,92112	0,91944
49	TK 5-18	TK 5-19	130	1989	0,099	0,92112	0,92028
50	TK 5-19	TK 5-20А	100,66	1989	0,099	0,92112	0,92070
51	TK 5-20А	TK 5-20	6,34	1989	0,099	0,92112	0,92091
52	TK 5-20	З/а в TK 5-20 Секц.	1,33	1989	0,099	0,92112	0,92101
53	З/а в TK 5-20 Секц.	Тк 5-20 см.диам. - т.А	30	1989	0,099	0,92112	0,92107
54	Тк 5-20 см.диам. - т.А	т.А(подъем)- см.д. TK 5-22	194	1989	0,099	0,92112	0,92109
55	т.А(подъем)- см.д. TK 5-22	TK 5-22 Водозабор	614	1989	0,099	0,92112	0,92111
Итого по расчетному участку							0,92111



Рис. 9.1.22. Вероятность безаварийной работы тепловой магистрали от Кировской ТЭЦ-3 до ТК-5-22 в 2014 г.

Исходя из представленных данных на рис. 9.1.22 сделан вывод, что тепломагистраль ТЭЦ – ТК-5-22 по состоянию на 2017 г. обладает показателями безаварийной работы, соответствующими нормативным значениям

2.2. Расчет вероятности безотказной работы тепловых магистралей от котельной МКР Каринторф

Расчетный участок от котельной БМК-8,0 до ул. Участковая д.4,4а,5 тепловой сети микрорайона Каринторф 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 тепловой магистрали вдоль расчетного пути представлено на рис. 9.2.2.



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

№	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Год ввода в эксплуатацию	Интенсивность отказов	Вероятность безотказной работы	Средняя вероятность безотказной работы
Основная магистраль							
1	Котельная	ТК-02	93	1972	4,174	0,9999	0,9999
2	ТК-02	ТК-3	211	1972	4,174	0,9997	0,9996

№	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Год ввода в эксплуатацию	Интенсивность отказов	Вероятность безотказной работы	Средняя вероятность безотказной работы
3	ТК-3	ТК-30	133	1972	4,174	1,0000	0,9996
4	ТК-30	ТК-51	161	1973	2,926	1,0000	0,9996
5	ТК-51	ТК-64	276	1973	2,926	1,0000	0,9996
6	ТК-64	ТК-68	310	1973	2,926	1,0000	0,9996
7	ТК-68	ТК-70	71	1975	1,531	1,0000	0,9996
8	ТК-70	ул. Участковая д.4, 4а, 5	60	1977	0,866	1,0000	0,9996
Итого по расчетному участку							0,9996

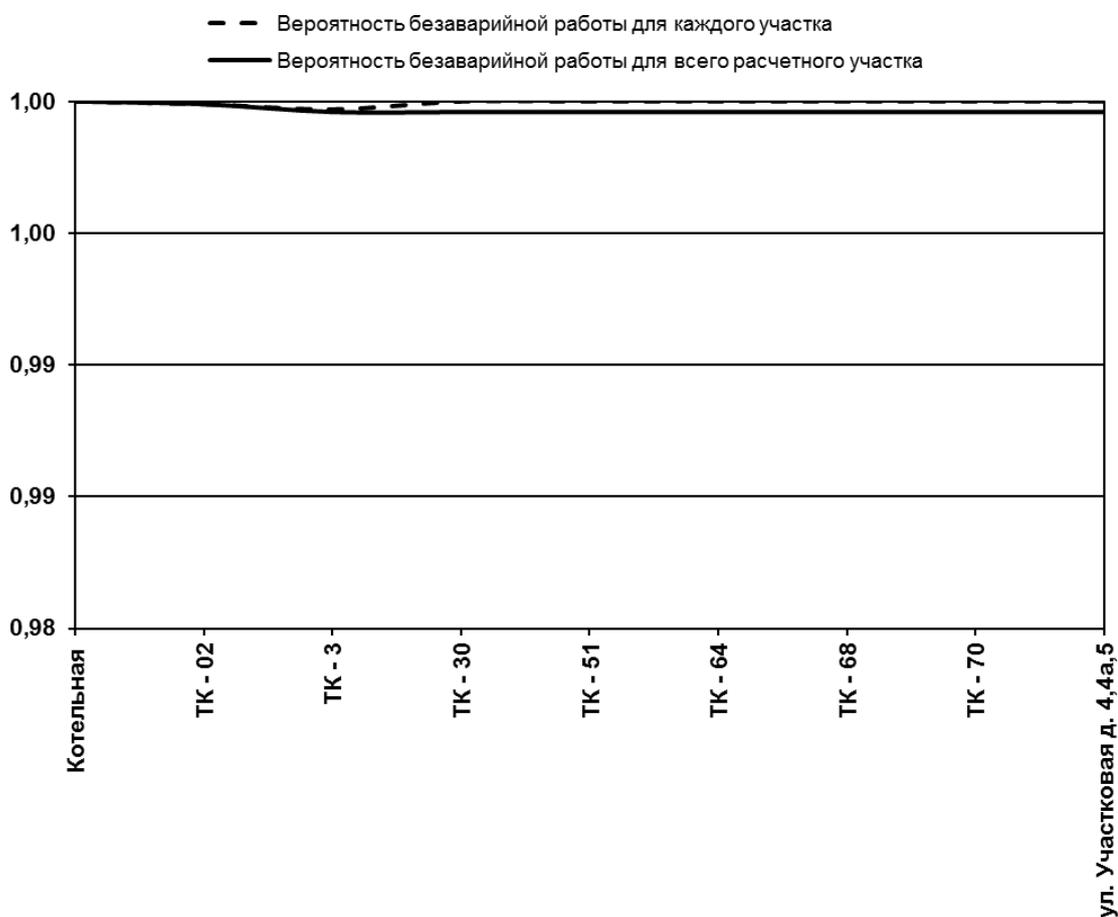


Рис. 9.2.2. Вероятность безаварийной работы тепловой магистрали от котельной Каринторф до ул. Участковая д.4, 4а, 5

Исходя из представленных данных на рис. 9.2.2 сделан вывод, что участок от котельной БМК-8,0 до ул. Участковая д.4,4а,5 тепловой сети микрорайона Каринторф по состоянию на 2017 г. обладает показателями безаварийной работы, соответствующими нормативным значениям.

Часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций.

10.1. Общие положения.

В настоящее время предоставление информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования для широкого круга пользователей регламентируется Постановлением 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:

а) «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

соответствующего 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 Кировского филиала ПАО «Т ПЛЮС» в соответствии с требованиями, установленными Правительством Российской Федерации в «Стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями»

10.2.1 Оценка полноты раскрытия информации Кировским филиалом ПАО «Т ПЛЮС»

Информация о деятельности теплоснабжающей организации, формируемая в соответствии с Постановлением № 570, публикуется на сайте Кировской региональной службы по тарифам. Полнота раскрытия информации в соответствии с Постановлением № 570 Правительства РФ от 05.07.13 оценивается в табл. 10.3.1 по данным Кировского филиала ПАО «Т ПЛЮС» (план) за 2017 г.

Таблица 10.2.1

№ 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);	+
	в) о себестоимости производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности (тыс. рублей), включающей:	+
	- расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность);	+

№ 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;	+
	- 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;	+
	- расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе;	+
	- расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе;	+
	- расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала;	+
	- расходы на амортизацию основных производственных средств и аренду имущества, используемого в технологическом процессе;	+
	- общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды;	+
	- общехозяйственные (управленческие) расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды;	+
	- расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств;	+
	- расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса;	+
	г) о валовой прибыли от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности (тыс. рублей);	+
	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);	+
	е) об изменении стоимости основных фондов, в том числе за счет ввода (вывода) их из эксплуатации (тыс. рублей);	+
	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);	+
	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);	+
	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;	+
	б) о сроках начала и окончания реализации инвестиционной программы;	+

№ п/п	Наименование информации в соответствии с Постановлением № 1140 от 30.12.2009	Наличие/Отсутствие
	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);	+
	г) о показателях эффективности реализации инвестиционной программы, а также об изменении технико-экономических показателей регулируемой организации (с разбивкой по мероприятиям);	+
	д) об использовании инвестиционных средств за отчетный год с разбивкой по кварталам, мероприятиям и источникам финансирования инвестиционной программы (тыс. рублей).	+
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 Кировским филиалом ПАО «Т ПЛЮС» является полной и соответствует «Постановлению Правительства РФ от 5 июля 2013 г. N 570 «О стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования».

Информация о Кировском филиале ПАО «Т ПЛЮС», в частности о себестоимости производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности представлена на сайте Кировской региональной службы по тарифам.

10.2.2 Техничко-экономические показатели работы Кировского филиала ПАО «Т ПЛЮС»

В соответствии с Техническим заданием и на основании данных, раскрываемых Кировским филиалом ПАО «Т ПЛЮС» в соответствии со «Стандартами раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования», проведен анализ технико-экономических показателей производственной

деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций по состоянию на 31.12.2017.

Получена выручка от продажи тепловой энергии в размере 105 393 456,00 тыс. руб.

Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности составила: убыток 1 914 106,00 тыс. руб..

Расход условного топлива в соответствии со стандартами раскрытия информации – 177,0910 кг у.т. на 1 Гкал.

Установленная тепловая мощность ТЭЦ-3, ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5 – 2 338,00 Гкал/час Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям – 4 887,2990 тыс. Гкал Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям – 0%. Основным потребителем отпущенной тепловой энергии является АО «Кировская теплоснабжающая компания».

10.2.3 Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии Кировским филиалом ПАО «Т ПЛЮС» г. Киров

Проведен анализ производственных расходов товарного отпуска тепловой энергии Кировским филиалом ПАО «Т ПЛЮС» на основании данных публикуемой финансовой отчетности за 2017 год. 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 приведен в табл. 10.3.2.

Таблица 10.2.2

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Период (2016 год)		Период (2017 год)	
			Величина показателя	То же в %	Величина показателя	То же в %
1	Вид регулируемой деятельности		Теплоэнергия			
2	Выручка от регулируемой деятельности	тыс. руб.	101 022 068	100,00	105 393 456	100
3	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, в том числе:	тыс. руб.	101 521 419	100,49	107 307 562	101,82
4	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	тыс. руб.	4 867 889	4,82	4 533 233	4,22
5	Расходы на топливо	тыс. руб.	57 041 245	56,46	59 038 196	55,02
6	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе:	тыс. руб.	2 103 236	2,08	2 401 210	2,24
7	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	4 671 860	4,62	5 315 766	4,95

8	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	1 298 512	1,29	1 393 325	1,30
9	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	2 207 547	2,19	2 978 859	2,78
10	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.	433 884	0,43	354 684	0,33
11	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	4 106 757	4,07	4 258 801	3,97
12	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	818 276	0,81	512 488	0,48
13	Общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс. руб.	5 713 921	5,66	6 095 980	5,68
14	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств, в том числе:	тыс. руб.	2 353 281	2,33	3 014 217	2,81
15	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности в соответствии с законодательством РФ	тыс. руб.	13 598 050	13,46	14 904 150	13,89
16	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	-499 351	0,49	-1 914 106	1,82

Сопоставив данные о структуре себестоимости по итогам 2016 и 2017 года можно сделать вывод, что технико-экономические показатели работы компании ухудшаются – убыток по регулируемому виду деятельности вырос как в абсолютном, так и в процентном отношении. Причиной ухудшения показателей компании является не сбалансированность фактических расходов и необходимой валовой выручки, установленной в тарифе на тепловую энергию, не достаточная собираемость по счетам выставленным потребителям.

10.3. Описание результатов хозяйственной деятельности АО «КТК» по Кирово-Чепецку в соответствии с требованиями, установленными Правительством Российской Федерации в «Стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями»

10.4.1. Оценка полноты раскрытия информации АО «КТК»

Информация о деятельности теплоснабжающей организации, формируемая в соответствии с Постановлением № 570, публикуется на сайте Кировской региональной службы по тарифам. Полнота раскрытия информации в соответствии с Постановлением № 570 Правительства РФ от 05.07.13 оценивается в табл. 10.4.1 по данным АО «Кировская теплоснабжающая компания за 2017 г.

Таблица 10.3.1.

№ 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);	+
	в) о себестоимости производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности (тыс. рублей), включающей:	+
	- расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность);	+
	- расходы на топливо с указанием по каждому виду топлива стоимости (за единицу объема), объема и способа его приобретения;	+

№ п/п	Наименование информации в соответствии с Постановлением № 1140 от 30.12.2009	Наличие/Отсутствие
	- 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;	+
	- расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе;	+
	- расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе;	+
	- расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала;	+
	- расходы на амортизацию основных производственных средств и аренду имущества, используемого в технологическом процессе;	+
	- общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды;	+
	- общехозяйственные (управленческие) расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды;	+
	- расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств;	+
	- расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса;	+
	г) о валовой прибыли от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности (тыс. рублей);	+
	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);	+
	е) об изменении стоимости основных фондов, в том числе за счет ввода (вывода) их из эксплуатации (тыс. рублей);	+
	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);	+
	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);	+
	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;	+
	б) о сроках начала и окончания реализации инвестиционной программы;	+

№ п/п	Наименование информации в соответствии с Постановлением № 1140 от 30.12.2009	Наличие/Отсутствие
	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);	+
	г) о показателях эффективности реализации инвестиционной программы, а также об изменении технико-экономических показателей регулируемой организации (с разбивкой по мероприятиям);	+
	д) об использовании инвестиционных средств за отчетный год с разбивкой по кварталам, мероприятиям и источникам финансирования инвестиционной программы (тыс. рублей).	+
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 АО «КТК» является полной и соответствует «Постановлению Правительства РФ от 5 июля 2013 г. N 570 «О стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования».

Информация АО «КТК», в частности о себестоимости производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности представлена на сайте Кировской региональной службы по тарифам.

10.4.2. Техничко-экономические показатели работы АО «КТК»

В соответствии с Техническим заданием и на основании данных, раскрываемых АО «КТК» в соответствии со «Стандартами раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования», проведен анализ технико-экономических показателей производственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций по состоянию на 31.12.2017.

Получена выручка от продажи тепловой энергии в размере 822 728,24 тыс. руб.

Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности составила - убыток 90 472,22 тыс. руб.

Расход условного топлива в соответствии со стандартами раскрытия информации – 0 кг у.т. на 1 Гкал.

Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности – 606 Гкал/ч.

Объем приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности – 913,3140 тыс. Гкал.

Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности – 679,5439 тыс. Гкал.

Фактические технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям – 233,7701 тыс. Гкал.

10.4.3. Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Проведен анализ производственных расходов товарного отпуска тепловой энергии АО «КТК» на основании данных публикуемой финансовой отчетности за 2017 год. 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 отдельного 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 приведен в табл. 10.7.1.

Таблица 10.3.2

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Период (2017 год)	
			То же в %	Величина показателя
1	Вид регулируемой деятельности		Передача и сбыт тепловой энергии	
2	Выручка от регулируемой деятельности	тыс. руб.	822 728,24	100,00
3	Себестоимость про- изводимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	913 200,45	111,00
4	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	тыс. руб.	782 119,10	85,65
5	Расходы на топливо	тыс. руб.	0	0,00
6	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе:	тыс. руб.	7 116,89	0,78
7	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе		5 974,55	0,65
8	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	13 797,62	1,51
9	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	4 413,83	0,48
10	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала		266,80	0,03
11	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала		80,57	0,01
12	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	51 733,58	5,67
13	Расходы на аренду имущества, используемого для	тыс. руб.	2 974,68	0,33

осуществления регулируемого вида деятельности				
14	Общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс. руб.	4 234,52	0,46
15	Общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс. руб.	24 958,57	2,73
16	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств, в том числе:	тыс. руб.	12 096,25	1,32
17	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности в соответствии с законодательством РФ		3 433,47	0,38
18	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности		- 90 472,22	11,00

Причиной убыточности компании является не сбалансированность фактических расходов и необходимой валовой выручки, установленной в тарифе на тепловую энергию, не достаточная собираемость по счетам выставленным потребителям. В том числе, величина тепловых потерь, учтенная в тарифе 135,708 тыс. Гкал в год, тогда как фактические потери в 2017 году составили 233,7701 тыс. Гкал.

10.4. Техничко-экономические показатели работы ООО «Рубеж»

ООО «Рубеж» осуществляет деятельность в выработке, транспортировке и сбыту тепловой энергии в МКР Каринторф с ноября 2017 года, поэтому информация о деятельности теплоснабжающей организации, формируемая в соответствии с Постановлением № 570, за 2017 год не представлена.

Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения.

11.1. Общие положения

Тарифы на тепловую энергию, производимую электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, и котельным рассчитываются в соответствии Приказом ФСТ России от 13.06.2013 N 760-э (ред. от 04.10.2017) "Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения".

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 регулирующую 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 регулирующую 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, утверждаемых 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 и теплоноситель, поставляемые Кировской ТЭЦ-3

По Кировской ТЭЦ-3 на сегодня утверждены 2 тарифа: для ПГУ Кировской ТЭЦ-3 и старой части Кировской ТЭЦ-3. Утвержденные тарифы на тепловую энергию, поставляемую Кировской ТЭЦ-3 проведены в таблицах 11.1 - 11.2.

Таблица 11.1. Тарифы на тепловую энергию (мощность) на коллекторах источников тепловой энергии по ПГУ Кировской ТЭЦ-3 на территории города Кирово-Чепецка

Вид тарифа	Год	Вода	Отборный пар давлением				Острый и редуцированный пар
			от 1,2 до 2,5 кг/см ²	от 2,5 до 7,0 кг/см ²	от 7,0 до 13,0 кг/см ²	свыше 13,0 кг/см ²	
Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения							
одноставочный, руб./Гкал	с 01 июля по 31 декабря 2014 года	683,32	-	-	756,84	776,33	-
	с 01 января по 30 июня 2015 года	683,32	-	-	756,84	776,33	-
	с 01 июля по 31 декабря 2015 года	804,26	-	-	803,44	822,01	-
	с 01 января по 30 июня 2016 года	804,26	-	-	803,44	822,01	-
	с 01 июля по 31 декабря 2016 года	847,70	-	-	855,15	875,15	-
	с 01 января по 30 июня 2017 года	847,70	-	-	-	-	-
	с 01 июля по 31 декабря 2017 года	880,64	-	-	-	-	-
	с 01 января по 30 июня 2018 года	732,55	-	-	-	-	-
с 01 июля по 31 декабря 2018 года	740,80	-	-	-	-	-	

Налог на добавленную стоимость взимается сверх указанных величин тарифов.

Таблица 11.2. Тарифы на тепловую энергию (мощность) на коллекторах источников тепловой энергии по старой (неблочной) части Кировской ТЭЦ-3 на территории города Кирово-Чепецка

Вид тарифа	Год	Вода	Отборный пар давлением				Острый и редуцированный пар
			от 1,2 до 2,5 кг/см ²	от 2,5 до 7,0 кг/см ²	от 7,0 до 13,0 кг/см ²	свыше 13,0 кг/см ²	
Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения							
одноставочный, руб./Гкал	с 01 июля по 31 декабря 2016 года	847,70	-	-	855,15	875,15	-
	с 01 января по 30 июня 2017 года	847,70	-	-	855,15	875,15	-
	с 01 июля по 31 декабря 2017 года	863,73	-	-	871,66	892,54	-
	с 01 января по 30 июня 2018 года	863,73	-	-	871,66	892,54	-
	с 01 июля по 17 сентября 2018 года	1 038,49	-	-	1 057,59	-	-
	с 18 сентября по 17 сентября 2018 года	1 038,49	-	-	1034,51	-	-
	с 01 января по 30 июня 2019 года	1032,33	-	-	1034,51	-	-
	с 01 июля по 31 декабря 2019 года	1076,76	-	-	1041,60	-	-
	с 01 января по 30 июня 2020 года	1076,76	-	-	1041,60	-	-
	с 01 июля по 31 декабря 2020 года	1106,32	-	-	1072,71	-	-
	с 01 января по 30 июня 2021 года	1106,32	-	-	1072,71	-	-
	с 01 июля по 31 декабря 2021 года	1138,11	-	-	1104,72	-	-

Налог на добавленную стоимость взимается сверх указанных величин тарифов.

Тариф на теплоноситель устанавливается в целом по Кировской ТЭЦ-3. Утвержденные тарифы на теплоноситель представлены в таблице 11.3.

Таблица 11.3. Тарифы на теплоноситель от Кировской ТЭЦ-3 на территории города Кирово-Чепецка

Вид тарифа	Год	Химических очищенная вода	Химически обессоленная вода
Одноставочный, руб./куб.м.	01.01.2014-30.06.2014	11,92	51,60
	01.07.2014-31.12.2014	12,13	51,60
	01.01.2015-30.06.2015	12,13	51,60
	01.07.2015-31.12.2015	12,70	51,60
	01.01.2016-30.06.2016	12,70	51,60
	01.07.2016-31.12.2016	13,32	54,79
	01.01.2017-30.06.2017	13,32	54,79
	01.07.2017-31.12.2017	13,69	56,68
	01.01.2018-30.06.2018	13,69	56,68
	01.07.2018-31.12.2018	14,17	58,71
	18.09.2018-31.12.2018	11,57	57,29
	01.01.2019-30.06.2019	11,57	57,29
	01.07.2019-31.12.2019	11,95	59,13
	01.01.2020-30.06.2020	11,95	59,13
	01.07.2020-31.12.2020	12,28	60,69
	01.01.2021-30.06.2021	12,28	60,69
01.07.2021-31.12.2021	12,66	62,53	

Налог на добавленную стоимость взимается сверх указанных величин тарифов.

11.3. Тарифы на тепловую энергию и теплоноситель, поставляемые АО «Кировская теплоснабжающая компания»

Утвержденные тарифы на тепловую энергию, поставляемую АО «Кировская теплоснабжающая компания» проведены в таблицах 11.4 – 11.5.

Таблица 11.4. Тарифы на тепловую энергию, поставляемую потребителям акционерного общества «Кировская теплоснабжающая компания» в городе Кирово-Чепецке, Чепецком сельском поселении

Вид тарифа	Год	Вода	Отборный пар давлением				Острый и редуцированный пар
			от 1,2 до 2,5 кг/см ²	от 2,5 до 7,0 кг/см ²	от 7,0 до 13,0 кг/см ²	свыше 13,0 кг/см ²	
Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения							
однотарифный, руб./Гкал	с 01 января по 30 июня 2014 года	1025,69	-	-	-	-	-
	с 01 июля по 31 декабря 2014 года	1079,37	-	-	-	-	-
	с 01 января по 30 июня 2015 года	1079,37	-	-	-	-	-
	с 01 июля по 31 декабря 2015 года	1152,04	-	-	-	-	-
	с 01 января по 30 июня 2016 года	1152,04	-	-	-	-	-
	с 01 июля по 31 декабря 2016 года	1207,03	-	-	-	-	-
	с 01 января по 30 июня 2017 года	1207,03	-	-	-	-	-
	с 01 июля по 31 декабря 2017 года	1252,90	-	-	-	-	-
	с 01 января по 30 июня 2018 года	1177,21	-	-	-	-	-
с 01 июля по 31 декабря 2018 года	1277,46	-	-	-	-	-	
Население							
однотарифный, руб./Гкал	с 01 января по 30 июня 2016 года	-	-	-	-	-	-
	с 01 июля по 31 декабря 2016 года	-	-	-	-	-	-
	с 01 января по 30 июня 2017 года	-	-	-	-	-	-
	с 01 июля по 31 декабря 2017 года	-	-	-	-	-	-
	с 01 января по 30 июня 2018 года	-	-	-	-	-	-

Налог на добавленную стоимость взимается сверх указанных величин тарифов.

Таблица 11.5. Тарифы на тепловую энергию, поставляемую потребителям акционерного общества «Кировская теплоснабжающая компания» (для исполнителей коммунальных услуг и собственников жилых помещений по г. Кирово-Чепецку)

Вид тарифа	Год	Вода	Отборный пар давлением				Острый и редуцированный пар
			от 1,2 до 2,5 кг/см ²	от 2,5 до 7,0 кг/см ²	от 7,0 до 13,0 кг/см ²	свыше 13,0 кг/см ²	
Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения							
однотарифный, руб./Гкал			-	-	-	-	-
			-	-	-	-	-
			-	-	-	-	-
			-	-	-	-	-
			-	-	-	-	-
Население							

одноставочный, руб./Гкал	с 1 января по 30 июня 2014 года	1210,31	-	-	-	-	-
	с 1 июля по 31 декабря 2014 года	1273,66	-	-	-	-	-
	с 01 января по 30 июня 2015 года	1273,66	-	-	-	-	-
	с 01 июля по 31 декабря 2015 года	1359,41	-	-	-	-	-
	с 01 января по 30 июня 2016 года	1359,41	-	-	-	-	-
	с 01 июля по 31 декабря 2016 года	1424,30	-	-	-	-	-
	с 01 января по 30 июня 2017 года	1424,30	-	-	-	-	-
	с 01 июля по 31 декабря 2017 года	1478,42	-	-	-	-	-
	с 01 января по 30 июня 2018 года	1417,75	-	-	-	-	-
	с 01 июля по 31 декабря 2018 года	1537,13	-	-	-	-	-

Налог на добавленную стоимость сверх указанных величин тарифов не взимается.

Утвержденные тарифы по передаче тепловой энергии АО «Кировская теплоснабжающая компания» проведены в таблице 11.6.

Таблица 11.6. Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии на территории г. Кирово-Чепецка, Чепецкого сельского поселения

Вид тарифа	Год	Вид теплоносителя	
		вода	пар
одноставочный, руб./Гкал	с 01 января по 30 июня 2015 года	365,31	365,31
	с 01 июля по 31 декабря 2015 года	388,48	388,48
	с 01 января по 30 июня 2015 года	388,48	388,48
	с 01 июля по 31 декабря 2015 года	347,78	347,78
	с 01 января по 30 июня 2016 года	347,78	-
	с 01 июля по 31 декабря 2016 года	359,33	-
	с 01 января по 30 июня 2017 года	359,33	-
	с 01 июля по 31 декабря 2017 года	369,50	-
	с 01 января по 30 июня 2018 года	369,50	-
	с 01 июля по 31 декабря 2018 года	410,72	-

Налог на добавленную стоимость взимается сверх указанных величин тарифов.

Утвержденные тарифы на горячую воду, поставляемую АО «Кировская теплоснабжающая компания» проведены в таблице 11.7.

Таблица 11.7. Тарифы на горячую воду в открытой системе теплоснабжения (горячее водоснабжение)

Наименование регулируемой организации	Период действия	Компонент на теплоноситель, руб./куб. м	Компонент на тепловую энергию
			Одноставочный, руб./Гкал
Прочие потребители			
АО «КТК»	с 01 января по 30 июня 2014 года	11,92	1025,69
	с 01 июля по 31 декабря 2014 года	12,13	1079,37
	с 01 января по 30 июня 2015 года	12,13	1079,37
	с 01 июля по 31 декабря 2015 года	12,70	1152,04
	с 01 января по 30 июня 2016 года	12,70	1152,04

	с 01 июля по 31 декабря 2016 года	13,23	1207,03
	с 01 января по 30 июня 2017 года	13,23	1207,03
	с 01 июля по 31 декабря 2017 года	13,69	1252,90
	с 01 января по 30 июня 2018 года	13,69	1177,21
	с 01 июля по 31 декабря 2018 года	14,17	1277,46
Исполнители коммунальных услуг и собственники жилых помещений (с учетом НДС)			
АО «КТК»	с 01 января по 30 июня 2014 года	14,07	1210,31
	с 01 июля по 31 декабря 2014 года	14,31	1273,66
	с 01 января по 30 июня 2015 года	14,31	1273,66
	с 01 июля по 31 декабря 2015 года	14,99	1359,41
	с 01 января по 30 июня 2016 года	14,99	1359,41
	с 01 июля по 31 декабря 2016 года	15,61	1424,30
	с 01 января по 30 июня 2017 года	15,61	1424,30
	с 01 июля по 31 декабря 2017 года	16,15	1478,42
	с 01 января по 30 июня 2018 года	16,15	1417,75
	с 01 июля по 31 декабря 2018 года	16,72	1537,13

Налог на добавленную стоимость взимается сверх установленных величин тарифов (кроме тарифов, установленных для исполнителей коммунальных услуг и собственников жилых помещений).

11.4. Тарифы на тепловую энергию и теплоноситель, поставляемые ООО «Рубеж»

До ноября 2017 года в МКР Каринторф действовали конечные тарифы, установленные для МУП «Коммунальное хозяйство». С декабря 2017 года тариф утверждается для ООО «Рубеж». Утвержденные тарифы проведены в таблицах 11.8. – 11.9.

Таблица 11.8. Тарифы на тепловую энергию, поставляемую потребителям муниципальное унитарное предприятие "Коммунальное хозяйство"

Вид тарифа	Год	Вода	Отборный пар давлением				Острый и редуцированный пар
			от 1,2 до 2,5 кг/см2	от 2,5 до 7,0 кг/см2	от 7,0 до 13,0 кг/см2	свыше 13,0 кг/см2	
Для потребителей в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения:							
одноставочный, руб./Гкал	с 01 января по 30 июня 2014 года	1155,1	-	-	-	-	-
	с 01 июля по 31 декабря 2014 года	1181,6	-	-	-	-	-
	с 01 января по 30 июня 2015 года	1181,6	-	-	-	-	-
	с 01 июля по 31 декабря 2015 года	1211,3	-	-	-	-	-
	с 01 января по 30 июня 2016 года	1211,3	-	-	-	-	-
	с 01 июля по 31 декабря 2016 года	1260,4	-	-	-	-	-
	с 01 января по 30 июня 2017 года	1255,2					
	с 01 июля по 31 декабря 2017 года	1301,9					
Население:							
одноставочный, руб./Гкал	с 01 января по 30 июня 2014 года	1363,02	-	-	-	-	-
	с 01 июля по 31 декабря 2014 года	1394,29	-	-	-	-	-
	с 01 января по 30 июня 2015 года	1394,29	-	-	-	-	-
	с 01 июля по 31 декабря 2015 года	1429,33	-	-	-	-	-
	с 01 января по 30 июня 2016 года	1 429,33	-	-	-	-	-
	с 01 июля по 31 декабря 2016 года	1 487,27					
	с 01 января по 30 июня 2017 года	1481,14	-	-	-	-	-
	с 01 июля по 31 декабря 2017 года	1536,24					

Налог на добавленную стоимость взимается сверх указанных величин тарифов, кроме тарифов, установленных для населения.

Таблица 11.9. Тарифы на тепловую энергию, поставляемую потребителям обществом с ограниченной ответственностью "Рубеж"

Вид тарифа	Год	Вода	Отборный пар давлением				Острый и редуцированный пар
			от 1,2 до 2,5 кг/см2	от 2,5 до 7,0 кг/см2	от 7,0 до 13,0 кг/см2	свыше 13,0 кг/см2	
Для потребителей в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения:							
одноставочный, руб./Гкал	с 19 декабря по 31 декабря 2017 года	1 659,2	-	-	-	-	-
	с 1 января по 30 июня 2018 года	1 659,2	-	-	-	-	-
	с 1 июля по 31 декабря 2018 года	1 715,3	-	-	-	-	-
	с 1 января по 30 июня 2019 года	1 715,3	-	-	-	-	-
	с 1 июля по 31 декабря 2019 года	1 773,3	-	-	-	-	-
	с 1 января по 30 июня 2020 года	1 773,3	-	-	-	-	-
	с 1 июля по 31 декабря 2020 года	1 829,9	-	-	-	-	-
Население:							
односта	с 19 декабря по 31 декабря 2017 года	1 659,2	-	-	-	-	-

вочный, руб./Гкал	с 1 января по 30 июня 2018 года	1 659,2	-	-	-	-	-
	с 1 июля по 31 декабря 2018 года	1 715,3	-	-	-	-	-
	с 1 января по 30 июня 2019 года	1 715,3	-	-	-	-	-
	с 1 июля по 31 декабря 2019 года	1 773,3	-	-	-	-	-
	с 1 января по 30 июня 2020 года	1 773,3	-	-	-	-	-
	с 1 июля по 31 декабря 2020 года	1 829,9	-	-	-	-	-

Налог на добавленную стоимость не взимается в соответствии со ст. 346.11 НК РФ.

Заявка на утверждение тарифа на теплоноситель ООО «Рубеж» не подавалась.

11.5. Тарифы на тепловую энергию и теплоноситель, поставляемые ФКУ «База материально-технического и военного снабжения УФСИН по Кировской области» (котельная ИК-11 г. Кирово-Чепецк)

Утвержденные тарифы на тепловую энергию, поставляемую федеральным казенным учреждением «База материально-технического и военного снабжения Управления Федеральной службы исполнения наказания по Кировской области» (котельная ИК-11 г. Кирово-Чепецк) проведены в таблице 11.10.

Таблица 11.10. Тарифы на тепловую энергию, поставляемую потребителям федеральным казенным учреждением «База материально-технического и военного снабжения Управления Федеральной службы исполнения наказания по Кировской области» (котельная ИК-11 г. Кирово-Чепецк)

Вид тарифа	Год	Вода	Отборный пар давлением				Острый и редуцированный пар
			от 1,2 до 2,5 кг/см ²	от 2,5 до 7,0 кг/см ²	от 7,0 до 13,0 кг/см ²	свыше 13,0 кг/см ²	
Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения							
одноставочный, руб./Гкал	с 01 июля по 31 декабря 2014 года	1454,9	-	-	-	-	-
	с 01 января по 30 июня 2015 года	1454,9					
	с 01 июля по 31 декабря 2015 года	1534,2					
	с 01 января по 30 июня 2016 года	1534,2					
	с 01 июля по 31 декабря 2016 года	1592,2	-	-	-	-	-
	с 01 января по 30 июня 2017 года	1568,9	-	-	-	-	-
	с 01 июля по 31 декабря 2017 года	1568,9	-	-	-	-	-
	с 01 января по 30 июня 2018 года	1568,9	-	-	-	-	-
	с 01 июля по 31 декабря 2018 года	1716,4	-	-	-	-	-
Население							
одноставочный, руб./Гкал	с 01 января по 30 июня 2016 года	-	-	-	-	-	-
	с 01 июля по 31 декабря 2016 года	-	-	-	-	-	-
	с 01 января по 30 июня 2017 года	-	-	-	-	-	-
	с 01 июля по 31 декабря 2017 года	-	-	-	-	-	-
	с 01 января по 30 июня 2018 года	-	-	-	-	-	-
	с 01 июля по 31 декабря 2018 года	-	-	-	-	-	-

Налог на добавленную стоимость не взимается в соответствии с подпунктом 4.1 пункта 2 ст. 146 Налогового кодекса Российской Федерации или подпунктом 11 пункта 3 статьи 149 Налогового кодекса РФ.

Заявка на утверждение тарифа на теплоноситель ФКУ «База материально-технического и военного снабжения УФСИН по Кировской области» (котельная ИК-11 г. Кирово-Чепецк) не подавалась.

11.6. Тарифы на тепловую энергию и теплоноситель, поставляемые АО «Объединенная химическая компания «Уралхим»

Утвержденные тарифы на тепловую энергию, поставляемую АО «Объединенная химическая компания «Уралхим» проведены в таблице 11.11.

Таблица 11.11. Тарифы на тепловую энергию, поставляемую потребителям акционерного общества «Объединенная химическая компания «Уралхим» (г. Кирово-Чепецк, пер. Пожарный, дом 7)

Вид тарифа	Год	Вода	Отборный пар давлением				Острый и редуцированный пар
			от 1,2 до 2,5 кг/см ²	от 2,5 до 7,0 кг/см ²	от 7,0 до 13,0 кг/см ²	свыше 13,0 кг/см ²	
Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения							
одноставочный, руб./Гкал	с 01 июля по 31 декабря 2014 года	831,2	-	-	-	-	-
	с 01 января по 30 июня 2015 года	831,2					
	с 01 июля по 31 декабря 2015 года	886,6					
	с 01 января по 30 июня 2016 года	886,6					
	с 01 июля по 31 декабря 2016 года	959,0	-	-	-	-	-
	с 01 января по 30 июня 2017 года	950,3	-	-	-	-	-
	с 01 июля по 31 декабря 2017 года	985,7	-	-	-	-	-
	с 01 января по 30 июня 2018 года	985,6	-	-	-	-	-
	с 01 июля по 31 декабря 2018 года	1 005,9	-	-	-	-	-
Население							
одноставочный, руб./Гкал	с 01 января по 30 июня 2016 года	-	-	-	-	-	-
	с 01 июля по 31 декабря 2016 года	-	-	-	-	-	-
	с 01 января по 30 июня 2017 года	-	-	-	-	-	-
	с 01 июля по 31 декабря 2017 года	-	-	-	-	-	-
	с 01 января по 30 июня 2018 года	-	-	-	-	-	-
	с 01 июля по 31 декабря 2018 года	-	-	-	-	-	-

Налог на добавленную стоимость взимается сверх указанных величин тарифов.

Заявка на утверждение тарифа на теплоноситель АО «Объединенная химическая компания «Уралхим» не подавалась.

11.7. Плата за подключение к тепловым сетям

В соответствии с пунктом 106. Постановления Правительства РФ от 22 октября 2012 г. N 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения». плата за подключение к системе теплоснабжения (далее - плата за подключение) определяется для каждого потребителя, в отношении которого принято решение о подключении к системе теплоснабжения в соответствии с Федеральным законом "О теплоснабжении", градостроительным законодательством Российской Федерации, настоящим документом, Правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 16 апреля 2012 г. N 307, и методическими указаниями, исходя из подключаемой тепловой нагрузки, а также в случае, указанном в пункте 109 настоящего документа, - в индивидуальном порядке. Следовательно, в случае обращения потребителей по подключению к тепловым сетям плата будет устанавливаться для каждого потребителя индивидуально.

Подключение к системам теплоснабжения в ценовых зонах теплоснабжения осуществляется в соответствии с установленными Правилами подключения, однако есть ряд особенностей:

1. Подключение к системе теплоснабжения в ценовых зонах осуществляется ЕТО (п. 64 Правил подключения).

2. ЕТО осуществляет выбор объекта теплоснабжения, принадлежащего ТСО или теплосетевой организации, в зоне эксплуатационной ответственности которых находятся планируемые теплопотребляющие установки Заявителя, исходя из минимизации стоимости подключения и стоимости тепловой энергии (мощности) (п. 65 Правил подключения).

5. Плата за подключение в ценовых зонах теплоснабжения устанавливается по соглашению сторон. В случае если стороны не достигли соглашения о размере платы, данный размер определяется органом регулирования (пп. 71, 72 Правил подключения).

В соответствии с пунктом 39(4) Постановления Правительства РФ от 22 октября 2012 г. N 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» плата за подключение к системе теплоснабжения в индивидуальном порядке, а также плата за подключение в ценовых зонах теплоснабжения в случаях, когда стороны договора о подключении не достигли соглашения о размере платы за подключение, подлежит установлению независимо от сроков подачи предложения в орган регулирования.

Реализация мероприятий по подключению к тепловым сетям новых потребителей тепловой энергии не влияет на величину конечного тарифа на тепловую энергию для потребителей в целом по зоне теплоснабжения.

11.8. 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 установлена.

11.9. Прогноз изменения цен (тарифов) на тепловую энергию с учетом индексов МЭР

Для формирования долгосрочных показателей используются:

- прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на плановый период 2018-2032 гг.;
- временно определенные показатели долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2032 года в соответствии с прогнозными индексами цен производителей, индексов-дефляторов по видам экономической деятельности.

Прогноз изменения тарифов на тепловую энергию с применением индексов МЭР представлен в табл. 11.12.

Таблица 11.12.

№ п/п	Показатель	Тариф на тепловую энергию в воде, руб/Гкал															
		факт 2 пг 2018	2 пг 2019	2 пг 2020	2 пг 2021	2 пг 2022	2 пг 2023	2 пг 2024	2 пг 2025	2 пг 2026	2 пг 2027	2 пг 2028	2 пг 2029	2 пг 2030	2 пг 2031	2 пг 2032	2 пг 2033
1	Рост цен на тепловую энергию в среднем за год к предыдущему году		0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
2	ПАО «Т Плюс» по ПГУ ТЭЦ-3 (прочие)	880,6	740,8	770,4	801,2	833,3	866,6	901,3	937,3	974,8	1013,8	1054,4	1096,6	1140,4	1186,0	1233,5	1282,8
3	ПАО «Т Плюс» по старой части ТЭЦ-3 (прочие)	1032,33	1076,76	1106,32	1138,11	1183,6	1231,0	1280,2	1331,4	1384,7	1440,1	1497,7	1557,6	1619,9	1684,7	1752,1	1752,1
4	АО «КТК» (прочие)	1277,5	1328,6	1381,7	1437,0	1494,4	1554,2	1616,4	1681,1	1748,3	1818,2	1891,0	1966,6	2045,3	2127,1	2212,1	2300,6
	АО «КТК» (население)	1537,13	1598,6	1662,6	1729,1	1798,2	1870,2	1945,0	2022,8	2103,7	2187,8	2275,3	2366,3	2461,0	2559,4	2661,8	2768,3
5	ООО «Рубеж» (прочие)	1715,3	1773,3	1829,9	1903,1	1979,2	2058,4	2140,7	2226,4	2315,4	2408,0	2504,3	2604,5	2708,7	2817,0	2929,7	3046,9
	ООО «Рубеж» (население)	1715,3	1773,3	1829,9	1903,1	1979,2	2058,4	2140,7	2226,4	2315,4	2408,0	2504,3	2604,5	2708,7	2817,0	2929,7	3046,9
6	УФСИН (котельная ИК-11 г. Кирово-Чепецк (прочие)	1716,4	1785,1	1856,5	1930,7	2007,9	2088,3	2171,8	2258,7	2349,0	2443,0	2540,7	2642,3	2748,0	2857,9	2972,2	3091,1
7	АО «ОХК «Уралхим» (прочие)	1005,9	1046,1	1088,0	1131,5	1176,8	1223,8	1272,8	1323,7	1376,6	1431,7	1489,0	1548,5	1610,5	1674,9	1741,9	1811,6
Тариф на тепловую энергию в паре, руб./Гкал																	
1	ПАО «Т Плюс» по старой части ТЭЦ-3 (прочие)	1034,51	1041,6	1072,71	1104,72	1148,91	1194,87	1242,66	1292,37	1344,06	1397,82	1453,74	1511,89	1572,36	1635,26	1700,67	1768,69
Тариф на передачу тепловой энергии в воде, руб./Гкал																	
1	АО «КТК»	410,72	427,15	444,23	462,00	480,48	499,70	519,69	540,48	562,10	584,58	607,97	632,28	657,58	683,88	711,23	739,68

Тарифы на теплоноситель (химически очищенная вода), руб./куб.м.																	
1	ПАО «Т Плюс» от ТЭЦ-3 (прочие)	11,57	11,95	12,28	12,66	13,17	13,69	14,24	14,81	15,40	16,02	16,66	17,33	18,02	18,74	19,49	20,27
2	АО «КТК» (прочие)	14,17	14,74	15,33	15,94	16,58	17,24	17,93	18,65	19,39	20,17	20,98	21,81	22,69	23,59	24,54	25,52
	АО «КТК» (население)	16,72	17,39	18,08	18,81	19,56	20,34	21,16	22,00	22,88	23,80	24,75	25,74	26,77	27,84	28,95	30,11

Примечание:

- 1) для ПАО «Т Плюс» по старой части ТЭЦ-3 с 2018 по 2021 годы указаны тарифы, определенные действующим тарифным решением.
- 2) для ООО «Рубеж» с 2018 по 2020 годы указаны тарифы, определенные действующим тарифным решением.

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

12.1 Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения

12.1.1. Зона теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3

На основании проведенных гидравлических расчетов системы теплоснабжения г. Кирово-Чепецка по состоянию на 2018 г. можно сделать вывод, что располагаемые напоры на вводе в тепловые пункты некоторых конечных абонентов тепловой сети действительно ниже рекомендуемых для схем с элеваторным подключением 15 метров водного столба.

Проблема некачественного теплоснабжения связана в первую очередь с разбалансировкой тепловой сети. В настоящее время у значительной части абонентов (более чем в 95% ИТП, таблица 12.1) отсутствуют регулирующие устройства в тепловых пунктах зданий (что усугубляется несоответствием фактически установленных сопел элеваторов в ИТП рекомендуемым расчетным значениям).

Таблица 12.1

Тип абонента	Количество
многоквартирные жилые дома	578
частный сектор (от общих тепловых узлов)	268
здания общественного назначения (школы, детские сады, больницы), гаражные кооперативы и промпредприятия	539
Всего	1385
из них оборудовано регулируемыми устройствами на системе горячего водоснабжения	45

Кроме того, в 48 ИТП сопла элеваторов отсутствуют, системы отопления этих зданий подключены напрямую от СЦТ с температурным графиком 145/70 °С, в то время как максимально допустимая температура теплоносителя, поступающего в отопительные приборы системы отопления, не должна превышать 95 °С по санитарным нормам (перечень представлен в Приложении 2).

Отсутствие регулирующих устройств, а также неисполнение управляющими компаниями требований по установке на тепловых пунктах расчетных значений сопел элеваторов приводит к появлению сверхнормативных расходов теплоносителя в системе теплоснабжения, снижающих располагаемые напоры на вводах абонентов в периферийных зонах.

Разбалансированность системы заключается в неверном распределении потоков теплоносителя по системе теплоснабжения: из-за отсутствия ограничительных устройств, теплоноситель идет в сторону наименьшего сопротивления - через близко расположенных к станции абонентов, вследствие чего зона, близкая к ТЭЦ, становится зоной перетопа, а к остальным абонентам приходит теплоноситель ненадлежащего качества.

Не менее важной является проблема загрязнения систем отопления зданий коррозионными отложениями и накипью, появление которых естественно в течение отопительного периода. Загрязненные трубы систем отопления обладают намного меньшей теплоотдачей, так как теплопроводность коррозионных загрязнений и накипи в десятки раз ниже теплопроводности

«чистых» труб, что ведет к существенному снижению качества функционирования систем. Кроме того, при наличии отложений в трубопроводах системы отопления повышаются потери давления, что ведет к снижению расхода теплоносителя, который циркулирует в системе отопления. Для нормальной работы систем отопления необходимо своевременно проводить промывку систем от загрязнений всех типов, а также проводить контроль эффективности проведенной работы.

Для исключения последствий разбалансированности тепловой сети необходимо провести гидравлическую наладку. В результате выполнения наладочных работ и регулировки расход теплоносителя по тепловой сети в целом и по отдельным системам теплоснабжения будет приближен к расчетному, исключатся сверхнормативные расходы теплоносителя в системе. При поддержании температуры теплоносителя в подающем трубопроводе сети в соответствии с установленным графиком с допустимыми отклонениями ± 1 °С будет обеспечиваться равномерный прогрев всех отопительных и вентиляционных систем.

Гидравлический расчет тепловой сети от ТЭЦ-3 в 2033г. выполнен с учетом наладки системы теплоснабжения и прироста тепловой нагрузки. После установки регулирующих устройств во всех тепловых пунктах тепловой сети налаживается потокораспределение в системе теплоснабжения, располагаемые напоры возрастают во всех точках тепловой сети.

Мероприятия, необходимые для обеспечения нормальной работы нормальной работы тепловых узлов потребителей тепловой энергии и системы теплоснабжения в целом:

- промывка систем отопления у всех абонентов для снижения сопротивления СО и приведения величины теплоотдачи отопительных приборов к номинальным величинам;
- приведение диаметров сужающих устройств к расчетным величинам для поддержания корректной работы систем отопления;
- установка у всех потребителей регуляторов расхода для поддержания расчетного расхода сетевой воды;
- установка у всех абонентов регуляторов температуры ГВС для исключения отклонений от нормативного значения 60 °С;
- проведение энергоаудита с целью определения фактических теплоизоляционных свойств строительных конструкций зданий, фактической тепловой нагрузки зданий, тепловой нагрузки ГВС;
- предусмотреть замену элеваторных узлов системы отопления на узлы с насосным подмешиванием, в том числе и для экономии теплоснабжения;
- реализация мероприятий по переходу на закрытую систему теплоснабжения (горячего водоснабжения).

Для системы теплоснабжения от источников тепловой энергии, где недостаточно запаса пропускной способности для присоединения перспективных потребителей тепловой энергии был разработан ряд мероприятий по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра или прокладкой дополнительных трубопроводов тепловой сети.

Перечень мероприятий по реконструкции тепловых сетей приведен в табл. 12.2 и более подробно в Книге 7 «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения МО «Город Кирово-Чепецк».

Таблица 12.2

№ п/п	Наименование тепломагистралей	Условный диаметр, мм		Длина участка тепломагистралей, м	Тип прокладки
		до пере-кладки	после пере-кладки		
1	Участок сети от ТК 3-01 до ТК 3-07	350	500	560	Подземная канальная
2	Участок сети от ТК 4-27 до ТК Подъема	150/125	200	47	Подземная канальная

12.1.2. Зона теплоснабжения котельной МКР Каринторф

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 2017 г., 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. 3.2.3.

Результаты сравнений фактических значений температур сетевой воды в подающих трубопроводах системы теплоснабжения от котельной микрорайона Каринторф с их нормируемыми значениями за отопительный период 2017 – 2018 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 2017 – 2018 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.

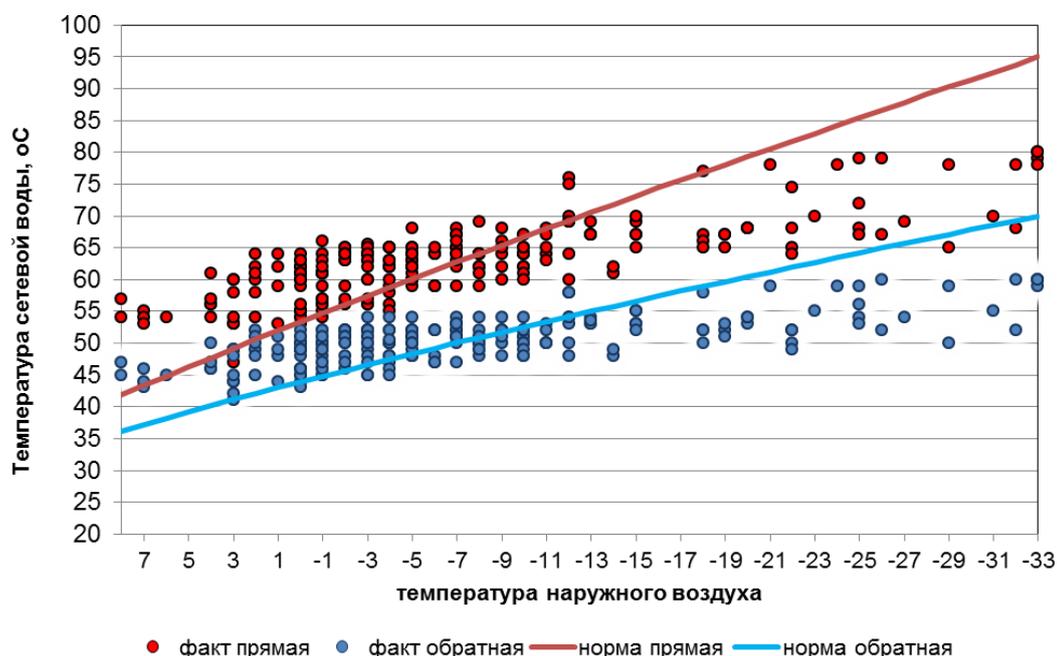


Рис. 3.2.3. Сравнение фактической температуры сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах с температурным графиком отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельной микрорайона Каринторф

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 2017 г. представлены в табл. 3.2.2.

Таблица 3.2.2

Месяц	Фактическая температура наружного воздуха, °С	Фактическая температура сетевой воды подающем трубопроводе, °С	Нормируемая температура сетевой воды в подающем трубопроводе, °С	Степень соответствия фактического значения температуры сетевой воды в подающем трубопроводе нормативному графику
Январь	-14,6	71	72,6	-2,3%
Февраль	-8,5	63	64,9	-3,0%
Март	-1,3	58	55,1	5,0%
Апрель	2	54	50,6	6,3%
Сентябрь	9,9	41	40,2	2,0%
Октябрь	3	51	49,2	3,5%
Ноябрь	-1,5	57	55,4	2,8%
Декабрь	-5,5	64	60,9	4,8%

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 2017 г. представлены в таблице 3.2.3.

Таблица 3.2.3

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	-14,6	58	56	3,4%
Февраль	-8,5	54	53	1,9%
Март	-1,3	47	47	0,0%
Апрель	2	43	43	0,0%
Сентябрь	9,9	37	35,0	5,4%
Октябрь	3	42	41,2	1,9%
Ноябрь	-1,5	47	47,1	-0,2%
Декабрь	-5,5	52	48,8	6,2%

12.2 Описание существующих проблем организации надежного теплоснабжения

12.2.1 Зона теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3

Среди проблем организации надежного теплоснабжения в зоне теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3 можно выделить отсутствие резервирования основных магистральных трубопроводов и общий высокий износ тепловых сетей.

На основании проведенных в Главе 4 гидравлических расчетов, оценки надежности теплоснабжения, проведенной в Главе 11 и последующего анализа, с целью обеспечения нормативной надежности теплоснабжения, определены участки тепловых сетей, которые предполагается построить в рассматриваемый период с 2018 по 2033 годы.

Объем строительства тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения приведен в таблице 12.2.1. Стоимость мероприятий рассчитана на основании данных о сложившейся среднерыночной стоимости аналогичных работ.

Таблица 12.2.1

№ п/п	Начало участка	Конец участка	Диаметр, мм	Длина, п.м	Способ прокладки	Год прокладки	Стоимость строительства без НДС в ценах 2018 г. тыс. руб.
1	Н-21	Между 7НО-41 и 7НО-42	500	60	Надземный	2020	11762,24
2	Павильон № 4	11НО-54	500	1700	Надземный	2024-2028	154194,1
3	ТК 22-7	ТК 5-18-1	300	370	Подземный канальный	2024-2028	20833,9
ИТОГО							186790,2

Основная часть существующих магистральных и квартальных трубопроводов тепловых сетей г. Кирово-Чепецка была введена в эксплуатацию с 1949 по 1987 гг. Таким образом, доля существующих тепловых сетей со сроком эксплуатации более 30 лет составляет порядка 77,31 %. Превышенный срок эксплуатации трубопроводов тепловых сетей влечёт следующие негативные последствия:

- снижение надёжности работы теплосети и увеличение количества аварий;
- увеличение потерь тепловой энергии через изоляцию трубопроводов тепловых сетей.

Потребность в финансировании мероприятий по перекладке сетей исходя из срока эксплуатации по зоне теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3 показаны в таблицы 12.2.2. Стоимость мероприятий рассчитана на основании данных о сложившейся среднерыночной

стоимости аналогичных работ.

Таблица 12.2.2.

2019	2019-2023	2024-2028	2029-2033	2019-2033
Сети на балансе и обслуживании АО «КТК», в т.ч. арендованные и бесхозные	6 071 999,9	170 071,7	199 941,0	6 442 012,6
Подвальные сети на балансе собственников зданий	680 247,0	25 564,4	19 062,1	724 873,5

Источников для финансирования всего объема по перекладке сетей исходя из срока эксплуатации по зоне теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3 на сегодняшний день нет.

12.2.2 Зона теплоснабжения котельной МКР Каринторф

Основная часть существующих магистральных и квартальных трубопроводов тепловых сетей в микрорайоне Каринторф была введена в эксплуатацию с 1972 по 1981 гг..

Превышенный срок эксплуатации трубопроводов тепловых сетей влечёт следующие негативные последствия:

- снижение надёжности работы теплосети и увеличение количества аварий;
- увеличенные потери тепловой энергии через изоляцию трубопроводов тепловых сетей.

Потребность в финансировании мероприятий по перекладке сетей исходя из срока эксплуатации по зоне теплоснабжения котельной МКР Каринторф на период 2018-2033 годов составляет 182949,4 тыс. руб. Стоимость мероприятий рассчитана на основании данных о сложившейся среднерыночной стоимости аналогичных работ.

Источников для финансирования необходимого объема по перекладке сетей исходя из срока эксплуатации по зоне теплоснабжения котельной МКР Каринторф на сегодняшний день нет.

12.3 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

На основании проведенных в Главе 4 гидравлических расчетов и их последующего анализа для обеспечения текущих и перспективных тепловых нагрузок потребителей, подключаемых к тепловым сетям ТЭЦ-3 предлагается произвести перекладки существующих трубопроводов с целью увеличения их пропускной способности.

Плановый объем реконструкции зависит от наличия источников финансирования. Источниками финансирования для данного мероприятия является амортизация и прибыль, получаемые из тарифа на тепловую энергию.

Необходимая валовая выручка существующего тарифа включает в себя лишь амортизационные отчисления. Реализация предложений по реконструкции тепловых сетей при сохранении существующего уровня тарифа с учетом индексации по коэффициентам, принятым МЭР, не представляется возможной.

В случае перехода МО «Город Кирово-Чепецк» в ценовую зону теплоснабжения в результате роста тарифов на тепловую энергию появляется дополнительный источник финансирования в виде прибыли.

Объем реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в случае переход МО «Город Кирово-Чепецк» в ценовую зону теплоснабжения приведен в таблице 12.3.1. Стоимость мероприятий рассчитана на основании данных о сложившейся среднерыночной стоимости аналогичных работ.

Таблица 6.1

№ п/п	Начало участка	Конец участка	Диаметр, мм	Длина, м	Способ прокладки	Год прокладки	Стоимость строительства без НДС в ценах 2018 г. тыс. руб.
1	ТК 3-01	ТК 3-07	500	560	Надземный	2019	59 970,6
2	ТК 4-27	ТК подъёма	200	47	Подземная канальная	2019	2 364,7
ИТОГО							62 335,4

На основании проведенных в Главе 4 гидравлических расчетов и их последующего анализа, с целью обеспечения перераспределения тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов), определены участки тепловых сетей, которые предполагается построить в рассматриваемый период с 2018 по 2033 годы.

Объем реконструкции и строительства тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов) в случае переход МО

«Город Кирово-Чепецк» в ценовую зону теплоснабжения приведен в таблице 1.1. Стоимость мероприятий рассчитана на основании данных о сложившейся среднерыночной стоимости аналогичных работ.

Таблица 1.1

№ п/п	Начало участка	Конец участка	Диаметр, мм	Длина, п.м	Способ прокладки	Год прокладки	Стоимость строительства без НДС в ценах 2018 г. тыс. руб.
4.1	Узловой павильон	7ПАВ-1А	600	83,7	Подземный канальный	2024-2028	8968,3
4.2	Узловой павильон	7ПАВ-1А	600	886,1	Надземный	2024-2028	94943,7
4.3	Узловой павильон	7ПАВ-1А	600	258,6	Надземный	2024-2028	27708,4
ИТОГО							131620,4

12.4 Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения

Проблем с надежностью и эффективностью снабжения топливом действующих источников тепловой энергии не выявлено.

12.5 Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения.

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и рекомендации по устранению недостатков отсутствуют по зоне теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3 отсутствуют.

По информации теплоснабжающей организации, предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и рекомендации по устранению недостатков в зоне теплоснабжения котельной МКР Каринторф отсутствуют.

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» (в редакции ПП РФ от 03.04.2018 №405).
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. Технический отчёт «Энергетические характеристики систем транспорта тепловой энергии г. Кирово-Чепецк на балансе ОАО «Кировская теплоснабжающая компания», ЗАО «Ивэнергосервис» 2013 год.
7. Приказ Министерства регионального развития Российской Федерации от 1 октября 2013 г. № 359/гс «Об утверждении методических рекомендаций по разработке программ комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры поселений, городских округов».
8. Временная инструкция по приёмке тепловой изоляции котлов из монтажа. СО 153-34.25.401. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1975.
9. ГОСТ 26944-86. Котлы паровые стационарные с естественной циркуляцией. Общие технические требования.
10. ГОСТ 27510-87. Котлы теплофикационные водогрейные. Общие технические требования.
11. 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.