

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ
ПО АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА ПЕРМИ НА 2015 ГОД**

ГЛАВА 1

**СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И
ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

СОСТАВ РАБОТЫ

Сводный том изменений по актуализации схемы теплоснабжения города Перми на 2015 год

Утверждаемая часть по актуализации схемы теплоснабжения города Перми на 2015 год схемы теплоснабжения города Перми на период до 2030 года

Обосновывающие материалы по актуализации схемы теплоснабжения города Перми на 2015 год:

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

Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения

Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа

Глава 4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки

Глава 5. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплоснабжающими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах

Глава 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии

Глава 7. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них

Глава 8. Перспективные топливные балансы

Глава 9. Оценка надежности теплоснабжения

Глава 10. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение

Глава 11. Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации

Глава 12. Реестр проектов

СОДЕРЖАНИЕ

Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения	11
а) Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций.....	11
б) Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями.....	13
в) Зоны действия производственных котельных.....	15
г) Зоны действия индивидуального теплоснабжения.....	16
Часть 2. Источники тепловой энергии	17
а) Структура основного оборудования.....	17
б) Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки.....	20
в) Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности.....	24
г) Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто.....	25
д) Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса.....	25
е) Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии - источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии).....	29
ж) Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя.....	31
з) Среднегодовая загрузка оборудования.....	32
и) Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети.....	32
к) Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии.....	33
л) Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.....	33
м) Значения базовых целевых показателей эффективности.....	33
Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты	37
а) Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до ЦТП или до ввода в жилой квартал или промышленный объект.....	37
б) Электронные и бумажные схемы тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии.....	49
в) Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки.....	49
г) Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях.....	49
д) Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов.....	52
е) Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности.....	52
ж) Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.....	54

з)	Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики.....	54
и)	Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет.....	55
к)	Статистика восстановления (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет.....	58
л)	Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов.....	57
м)	Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей.....	59
н)	Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.....	59
о)	Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учета тепловой энергии.....	61
п)	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения.....	62
р)	Описание типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям.....	62
с)	Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя.....	65
т)	Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи.....	65
у)	Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций.....	66
ф)	Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления.....	66
х)	Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию.....	67
ч)	Значения базовых целевых показателей эффективности.....	67
Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии.....		71
Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии.....		78
а)	Значение потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха.....	78
б)	Случаи (условия) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.....	79
в)	Значение потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом.....	79
г)	Значение потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии.....	82
д)	Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение.....	85
Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии.....		85
а)	Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой	

нагрузки по каждому источнику тепловой энергии, а в случае нескольких выводов тепловой мощности от одного источника тепловой энергии - по каждому из выводов.....	85
б) Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии и выводам тепловой мощности от источников тепловой энергии.....	87
в) 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 к потребителю.....	90
г) Описание причин возникновения дефицитов тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения.....	90
д) Описание резервов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности.....	91
Часть 7. Балансы теплоносителя.....	92
а) Описание утвержденных балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть.....	92
б) Описание утвержденных балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения.....	94
Часть 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом.....	96
а) Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии.....	96
б) Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями.....	97
в) Описание особенностей характеристики топлив в зависимости от мест поставки.....	98
г) Анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха.....	99
Часть 9. Надежность теплоснабжения.....	100
а) Описание показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии.....	100
б) Анализ аварийных отключений потребителей.....	133
в) Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений.....	138
г) Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения).....	139
Часть 10. Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций.....	140
Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения.....	142
а) Анализ динамики утвержденных тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен	

(тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет.....	142
б) Анализ структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения.....	143
в) Анализ платы за подключение к системе теплоснабжения и поступлений денежных средств от осуществления указанной деятельности.....	145
г) Анализ платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.....	145

Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа..... 146

а) Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).....	146
б) Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надежного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).....	147
в) Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения.....	148
г) Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения.....	148
д) Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения.....	148

Приложение 1. Схемы выдачи тепловой мощности

Приложение 2. Температурные графики отпуска тепла

Приложение 3. Схемы тепловых сетей в зонах действия источников

Приложение 4. Технологические параметры теплосетей

Приложение 5. Количество секционирующей арматуры

Приложение 6. Суточная ведомость параметров теплоносителя

Приложение 7. Расчетные параметры участков

Приложение 8. Пьезометрические графики тепловых сетей

Приложение 9. Потребители с необеспеченными параметрами качества

Приложение 10. Потребители с неудовлетворительным гидравлическим режимом

Приложение 11. Схемы тепловых сетей – дефекты

Приложение 12. Статистика отказов тепловых сетей

Приложение 13. Статистика восстановлений тепловых сетей

Приложение 14. Оценка тепловых потерь

Приложение 15. Количество узлов учета тепловой энергии

Приложение 16. Автоматика по насосным станциям и ЦТП

Приложение 17. Перечень бесхозяйных тепловых сетей

Приложение 18. Организации обслуживающие бесхозяйные тепловые сети

Приложение 19. Постановление №320-п (нормативы с 01.06.12г.)

Приложение 20. Экспертное заключение. Норматив потребления коммунальных услуг

Приложение 21. Расчет надежности теплоснабжения

РЕЕСТР ТАБЛИЦ

Таблица 1.1 – Перечень источников генерации тепловой энергии находящихся под эксплуатационной ответственностью ООО «ПСК».....	12
Таблица 1.2 – Перечень источников генерации тепловой энергии находящихся под эксплуатационной ответственностью ПМУЖЭП «Моторостроитель».....	12
Таблица 1.3 – Собственные источники поставки тепла ОАО «ВоТГК».....	13
Таблица 1.4 – Сторонние источники поставки тепла ОАО «ВоТГК».....	14
Таблица 1.5 – Точки поставки тепла ООО «ПСК» от источников ОАО «ВоТГК».....	14
Таблица 1.6 – Точки поставки тепла ООО «ПСК» от сторонних источников.....	14
Таблица 1.7 – Точки поставки тепла ООО «ПСК» от собственных источников	14
Таблица 1.8 – Точки поставки тепла ПМУЖЭП «Моторостроитель» от собственных источников.....	15
Таблица 2.1 – Структура основного оборудования ОАО «ВоТГК».....	17
Таблица 2.2 – Структура основного оборудования источника ВК-2.....	17
Таблица 2.3 – Структура основного оборудования источника ВК-5.....	18
Таблица 2.4 – Структура основного оборудования источников ООО «ПСК» и ООО «ПГЭС».....	18
Таблица 2.5 – Структура основного оборудования источника ПМУЖЭП «Моторостроитель».....	19
Таблица 2.6 – Структура основного оборудования прочих источников.....	19
Таблица 2.7 – Параметры установленной тепловой мощности оборудования источников ОАО «ВоТГК».....	20
Таблица 2.8 – Технические характеристики подогревателей сетевой воды источников.....	21
Таблица 2.9 – Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки источников ООО «ПСК» и ООО «ПГЭС»	22
Таблица 2.10 – Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки источников ПМУЖЭП «Моторостроитель».....	23
Таблица 2.11 – Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки прочих источников.....	23
Таблица 2.12 – Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности источников ОАО «ВоТГК».....	24
Таблица 2.13 – Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности источников ООО «ПГЭС», ООО «ПСК» и ПМУЖЭП «Моторостроитель».....	24
Таблица 2.14 – Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности прочих источников.....	25
Таблица 2.15 – Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды, параметры тепловой мощности нетто по источникам ОАО «ВоТГК».....	25
Таблица 2.16 – Годы ввода в эксплуатацию оборудования источников ОАО «ВоТГК».....	26
Таблица 2.17 – Дата ввода в эксплуатацию и срок освидетельствования оборудования источника ВК-2.....	27
Таблица 2.18 – Дата ввода в эксплуатацию и срок освидетельствования оборудования источника ВК-5.....	27
Таблица 2.19 – Год очередной экспертизы промышленной безопасности оборудования источника ВК НПО БИОМЕД.....	27
Таблица 2.20 – Год выпуска, ввода в эксплуатацию, экспертизы промышленной безопасности оборудования источника ВК НПО Искра.....	27
Таблица 2.21 – Год ввода в эксплуатацию котлоагрегатов ВК ПГТУ.....	27
Таблица 2.22 – Год ввода в эксплуатацию котлоагрегатов ВК ПЗСП.....	28

Таблица 2.23 – Год ввода в эксплуатацию котлоагрегатов ВК Костычева, 9.....	28
Таблица 2.24 – Год ввода в эксплуатацию котлоагрегатов ВК Кавказская, 24.....	28
Таблица 2.25 – Год ввода в эксплуатацию котлоагрегатов ВК Менжинского, 36.....	28
Таблица 2.26 – Год ввода в эксплуатацию котлоагрегатов ВК Делегатская, 34.....	28
Таблица 2.27 – Годы ввода в эксплуатацию оборудования источников ООО «ПГЭС», ООО «ПСК» и ПМУЖЭП «Моторостроитель».....	28
Таблица 2.28 – Среднегодовая загрузка оборудования источников ОАО «ВоТГК».....	32
Таблица 2.29 – Среднегодовая загрузка оборудования котельных ООО «ПСК», ООО «ПГЭС» и ПМУЖЭП «Моторостроитель».....	32
Таблица 2.30 - Перечень целевых показателей эффективности источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.....	33
Таблица 2.31 - Перечень целевых показателей эффективности котельных.....	36
Таблица 3.1 – Мероприятие по переводу тепловой нагрузки, строительство дополнительной переточной связи между тепловой зоной ТЭЦ-6,ВК-3 и ВК-1.....	38
Таблица 3.2 – Характеристика насосов ПН-3.....	38
Таблица 3.3 – Характеристика насосов ПН-20.....	39
Таблица 3.4 – Характеристика насосов ПН-2.....	40
Таблица 3.5 – Характеристика насосов ПН-17.....	40
Таблица 3.6 – Характеристика насосов ПН-15.....	40
Таблица 3.7 – Характеристика насосов ПН-1.....	41
Таблица 3.8 – Характеристика насосов ПН-5.....	41
Таблица 3.9 – Характеристика насосов ПН-21.....	43
Таблица 3.10 - Данные по точкам поставки с необеспеченным качеством за 2011 год и за базовый, 2013 год соответственно.....	55
Таблица 3.11 – Статистика отказов (инцидентов) тепловых сетей по предприятию ООО «ПСК» за 2007-2014 гг.....	56
Таблица 3.12 – Статистика отказов (инцидентов) тепловых сетей по предприятию ООО «Пермгазэнергосервис» за 2011-2014 гг.....	57
Таблица 3.13 – Статистика восстановлений тепловых сетей за 2007-2014 гг.....	58
Таблица 3.14 – Динамика основных показателей работы тепловых сетей.....	62
Таблица 3.15 - Перечень целевых показателей эффективности передачи тепловой энергии в зоне действия источников.....	67
Таблица 4.1 – Мероприятие по переводу тепловой нагрузки, строительство дополнительной переточной связи между тепловой зоной ТЭЦ-6,ВК-3 и ВК-1.....	72
Таблица 5.1 – Договорные тепловые нагрузки административных районов.....	78
Таблица 5.2 – Среднемесячные фактические температуры наружного воздуха в 2013 году.....	79
Таблица 5.3 – Потребления тепловой энергии территориального деления ежемесячно, за отопительный период и за 2013 год в целом.....	80
Таблица 5.4 – Договорные тепловые нагрузки источников тепловой энергии за 2013 г.....	82
Таблица 5.5 – Договорные тепловые нагрузки источников тепловой энергии с разделением потребителей на группы за 2013 г.....	83
Таблица 6.1 – Балансы установленной мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии.....	85
Таблица 6.2 – Фактическая тепловая мощность в зонах действия источников тепловой энергии.....	87
Таблица 6.3 – Величина резерва и дефицита тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии.....	87

Таблица 6.4 – Распределение тепловой нагрузки по выводам тепловой мощности.....	88
Таблица 7.1 – Баланс производительности водоподготовительных установок теплоносителя и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в разрезе источников	93
Таблица 7.2 – Передача подпиточной сетевой воды смежных теплорайонов.....	94
Таблица 7.3 – Максимальное потребление теплоносителя в аварийных режимах, с учетом подачи в тепловую сеть «сырой» воды.....	95
Таблица 8.1 – Годовое количество используемого основного топлива и его вид.....	96
Таблица 8.2 – Резервное и аварийное топливо по источникам тепловой энергии.....	97
Таблица 8.3 – Характеристики топлива поставляемого на источники тепла.....	98
Таблица 8.4 – Поставка топлива в период стояния температур наружного воздуха близких к расчетным за последние годы, по источникам ОАО «ВоТГК».....	99
Таблица 9.1 – Мероприятие по переводу тепловой нагрузки, строительство дополнительной переточной связи между тепловой зоной ТЭЦ-6,ВК-3 и ВК-1.....	102
Таблица 9.2 – Результаты расчетов показателей надежности тепловых сетей в разрезе тепловых зон по наиболее отдаленным потребителям от источника теплоснабжения.....	132
Таблица 9.3 – Количество отключенных абонентов в отопительный период 2011-2012 гг.....	133
Таблица 9.4 - Количество отключенных абонентов в отопительный период 2012-2013 гг.....	134
Таблица 9.5 – Количество отключенных абонентов в отопительный период 2011-2012 гг по типу отключаемого оборудования.....	135
Таблица 9.6 - Количество отключенных абонентов в отопительный период 2012-2013 гг. по типу отключаемого оборудования.....	136
Рисунок 9.7 - Количество отключенных абонентов в отопительный период 2011-2012 гг по типу прокладки.....	136
Таблица 9.8 – Количество отключенных абонентов в отопительный период 2011-2012 гг по году капитального ремонта.....	137
Таблица 9.9 – Среднее время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений.....	138
Таблица 10.1 – Основные технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций	140
Таблица 11.1 – Анализ динамики утвержденных тарифов.....	142

РЕЕСТР РИСУНКОВ

Рисунок 3.1 – Режимная карта работы насосных станций.....	51
Рисунок 3.2 – Динамика статистики отказов (инцидентов) тепловых сетей по предприятию ООО «ПСК» за 2007-2014 гг.....	56
Рисунок 3.3 – Динамика замены (перекладки) тепловых сетей ООО «ПСК» и ОАО «ВоТГК» за 2007-2013 гг.....	57
Рисунок 3.4 – Динамика замены (перекладки) тепловых сетей ООО «ПСК» и ОАО «ВоТГК» за 2007-2013 гг.....	57
Рисунок 3.5 – Схема ЦТП (ИТП) с двухступенчатой последовательной схемой подключения ГВС и с насосным смешиванием СО и СВ.....	63
Рисунок 3.6 – Схема ЦТП (ИТП) с двухступенчатой последовательной схемой подключения ГВС с элеваторным присоединением СО и СВ.....	63
Рисунок 3.7 – Схема ЦТП (ИТП) с двухступенчатой последовательной схемой подключения ГВС и независимым присоединением СО и СВ.....	63
Рисунок 3.8 – Схема ЦТП (ИТП) с двухступенчатой смешанной схемой подключения ГВС и независимым присоединением СО и СВ.....	63
Рисунок 3.9 – Схема ЦТП (ИТП) с двухступенчатой последовательной схемой подключения ГВС и зависимым присоединением СО и СВ.....	64
Рисунок 3.10 – Схема ЦТП (ИТП) с параллельным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением СО.....	64
Рисунок 3.11 – Схема ЦТП (ИТП) с параллельным подключением подогревателя ГВС с элеваторным присоединением СО.....	64
Рисунок 3.12 – Схема ЦТП (ИТП) с параллельным подключением подогревателя ГВС и насосным смешиванием СО.....	64
Рисунок 3.13 – Схема ЦТП (ИТП) с открытым водоразбором и установленным регулятором температуры на систему горячего водоснабжения.....	65
Рисунок 3.14 – Схема ЦТП (ИТП) с насосом смешения на подающем трубопроводе.....	65
Рисунок 3.15 – Схема ЦТП (ИТП) с элеваторным присоединением СО.....	65
Рисунок 3.16 – Схема ЦТП (ИТП) с насосом смешения на перемычке.....	65
Рисунок 9.1 – Количество отключенных абонентов в отопительный период 2011-2012 гг.....	134
Рисунок 9.2 - Количество отключенных абонентов в отопительный период 2012-2013 гг.....	135
Рисунок 9.3 – Количество отключенных абонентов в отопительный период 2011-2012 гг по типу отключаемого оборудования.....	135
Рисунок 9.4 - Количество отключенных абонентов в отопительный период 2012-2013 гг по типу отключаемого оборудования.....	135
Рисунок 9.5 – Количество отключенных абонентов в отопительный период 2011-2012 гг по типу прокладки.....	136
Рисунок 9.6 – Количество отключенных абонентов в отопительный период 2011-2012 гг по году капитального ремонта.....	138

ЧАСТЬ 1. ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждению», схема теплоснабжения г. Перми на период до 2027 года актуализируется на 2015 год, при этом за базовый год принят 2013. Расчетным периодом при актуализации схемы теплоснабжения г. Перми принят период до 2030 года.

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

Теплоснабжение города Перми обеспечивается несколькими теплоснабжающими и теплосетевыми организациями. Наиболее крупные из них: ОАО «Волжская территориальная генерирующая компания» (далее ОАО «ВоТГК») являющаяся правопреемником ОАО «ТГК-9», ООО «Пермская сетевая компания» (ПСК), ООО «Пермгазэнергосервис» (ПГЭС), ООО «Т плюс новые решения» (ТНР), ООО «СпецСтройМонтаж», ООО «Тепловая станция Кондратово», ПМУЖЭП «Моторостроитель»; а также организации обслуживающие локальные системы малой мощности: ООО «Пермский картон», «Пермский национальный исследовательский политехнический университет» (ПНИПУ), ОАО «Пермский завод силикатных панелей» (ПЗСП), ОАО «СтройПанельКомплект» (СПК), ООО «Энергопланер», ЗАО «Новомет-Пермь», ФГУП НПО «Биомед», филиал «Свердловская железная дорога» ОАО «РЖД».

В зону эксплуатационной ответственности наиболее крупной генерирующей ОАО «ВоТГК» и теплоснабжающей ООО «ПСК» и ООО «ТНР» (являющейся субъектом в отношении которого ОАО «ВоТГК», осуществляет функции управления) организации города, входящие в состав КЭС холдинга, относится левобережная и правобережная части г. Перми. Наиболее крупная левобережная часть города, входящая в зону эксплуатационной ответственности ООО «ПСК» (с учетом договорных отношений данной организации в части реализации функций эксплуатационного обслуживания имущества (передаточных устройств) ОАО «ВоТГК»), включает в себя тепловые сети Ленинского, Индустриального и большую части Свердловского, Дзержинского, Мотовилихинского районов города. Генерация тепла перечисленных территорий осуществляется от источников ОАО «ВоТГК»: ТЭЦ-6, ТЭЦ-9, крупной районной котельной ВК-3, квартальной ВК-20, источников ООО «ПСК» и источников организаций: ООО «ПГЭС», ООО «СпецСтройМонтаж», ООО «Тепловая станция Кондратово», включающие в себя крупные районные котельные ВК-1, ВК-2 и ВК-5 соответственно.

В отопительный период 2013-2014 организация теплоснабжения микрорайонов «Крохалева», «Липовая гора», «Владимирский» от крупной районной котельной ВК-1 прекращена в рамках реализации эффективного сценария развития системы теплоснабжения города, подразумевающего максимальную загрузку источников работающих в комбинированном цикле по выработке электрической и тепловой энергии. Водогрейная котельная ВК-1 выведена из эксплуатации в связи с её не востребованностью по выработке тепловой энергии и наличием запаса мощности на ТЭЦ-6.

Правобережная часть города, входящая в зону эксплуатационной ответственности ООО «ПСК», и ООО «ТНР» включает в себя тепловые сети части Кировского, Орджоникидзево, Дзержинского, Мотовилихинского районов города. Генерация тепла перечисленных территорий осуществляется от источников ОАО «ВоТГК»: ТЭЦ-13, ТЭЦ-14 и источников ООО «ПСК». Зона эксплуатационной ответственности предприятия ООО «ПСК» охватывает 83% площади всего города.

Перечень источников генерации тепловой энергии находящихся под эксплуатационной ответственностью ООО «ПСК» представлен в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Перечень источников генерации тепловой энергии находящихся под эксплуатационной ответственностью ООО «ПСК»

Наименование источника	Титульный собственник	Зона действия (район/микрорайон)
ВК Кислотные Дачи	ООО "ПСК"	мкр. Кислотные дачи
ВК Молодежный	ООО "ПСК"	мкр. Молодежный
ВК Левшино	ООО "ПСК"	мкр. Левшино
ВК ПДК	ООО "ПСК"	Орджоникидзевский р-н
ВК Заозерье	ООО "ПСК"	мкр. Заозерье
ВК Запруд	ООО "ПСК"	мкр. Висим
ВК Окуловский	ООО "ПСК"	мкр. Окуловский
ВК Банная гора	ООО "ПСК"	мкр. Банная гора
ВК ДИПИ	ООО "ПСК"	Курья
ВК Каменского	ООО "ПСК"	Дзержинский р-н
ВК Новые Ляды	ООО "ПСК"	Новые Ляды
ВК Пышминская	ООО "ПСК"	Орджоникидзевский р-н
ВК Подснежник	ООО "ПСК"	Свердловский р-н
ВК Брикетная	ООО "ПСК"	Ленинский р-н
ВК Гор. Больница	ООО "ПСК"	мкр. Висим
ВК Вышка 1	ООО "ПСК"	мкр. Вышка 1

В зону эксплуатационной ответственности ООО «ПГЭС» входят:

- крупная районная котельная ВК-1, выведенная из эксплуатации в связи с её не востребованностью по выработке тепловой энергии и наличием запаса мощности на ТЭЦ-6;
- тепловые сети локально выделенного сетевого района Ива («Грибоедова») и соответствующая данной зоне теплоснабжения котельная ВК Ива.

Тепловые сети микрорайона «Владимирский», гидравлически связанного с основной зоной теплоснабжения (Левобережная часть г. Пермь), ранее эксплуатируемые ООО «ПГЭС», переданы в аренду ООО «ПСК» и ООО «Межрегиональная энергетическая компания» (МЭК).

В зону эксплуатационной ответственности ООО «СпецСтройМонтаж», входит крупная районная котельная ВК-2, обеспечивающая теплом часть Мотовилихинского района, микрорайоны: 1905 года, Висим, Рабочий поселок, Цирк и промышленную зону ОАО «Мотовилихинские заводы», входящие в общую зону теплоснабжения Левобережной части Перми и не выделяемую в отдельный контур.

В зону эксплуатационной ответственности ООО «Тепловая станция Кондратово» входит крупная районная котельная ВК-5 обеспечивающая теплом часть Дзержинского района города, микрорайоны: Заостровка, Парковый, Железнодорожный, Госуниверситет и деревню Кондратово.

В зону эксплуатационной ответственности ПМУЖЭП «Моторостроитель» входят квартальные тепловые сети города. С 1 декабря 2013 года в хозяйственное ведение ПМУЖЭП «Моторостроитель» передано 11 котельных, ранее эксплуатируемых ООО «ПГЭС», представленных в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Перечень источников генерации тепловой энергии находящихся под эксплуатационной ответственностью ПМУЖЭП «Моторостроитель»

Наименование источника	Титульный собственник	Зона действия (район/микрорайон)
ВК Вышка 2	ПМУЖЭП «Моторостроитель»	мкр. Вышка 2
ВК Хабаровская 139	ПМУЖЭП «Моторостроитель»	мкр. Акуловский
ВК Хабаровская 36	ПМУЖЭП «Моторостроитель»	мкр. Акуловский
ВК Чусовская	ПМУЖЭП «Моторостроитель»	Новые Ляды
ВК Криворожская	ПМУЖЭП «Моторостроитель»	мкр. Левшино
ВК Лепешинской	ПМУЖЭП «Моторостроитель»	мкр. Железнодорожный
ВК Г. Наумова	ПМУЖЭП «Моторостроитель»	мкр. Железнодорожный

Наименование источника	Титульный собственник	Зона действия (район/микрорайон)
ВК Чапаевский	ПМУЖЭП «Моторостроитель»	мкр. Чапаевский
ВК Бахаревка	ПМУЖЭП «Моторостроитель»	станция Бахаревка
ВК Лесопарковая	ПМУЖЭП «Моторостроитель»	Орджоникидзевский р-н
ВК Б. Революции	ПМУЖЭП «Моторостроитель»	Ленинский р-н

В зону эксплуатационной ответственности ООО «Пермский картон» входит источник тепла и тепловые сети работающие на микрорайон Бумажник Орджоникидзевского района города.

В зону эксплуатационной ответственности «ПНИПУ» входит котельная и тепловые сети, работающие на микрорайон Студенческий городок Ленинского района города.

В зону эксплуатационной ответственности ОАО «ПЗСП» входит котельная по ул. Докучаева, 31 и тепловые сети, работающие на одноименное предприятие и микрорайон Пролетарский Дзержинского района города. Дополнительно в зону эксплуатационной ответственности ОАО «ПЗСП» входят газовые котельные блочного типа и тепловые сети, работающие на жилой дом по ул. Менжинского, 36, и группу жилых зданий расположенных по ул. Костычева микрорайона Пролетарский.

В зону эксплуатационной ответственности ОАО «СПК» входит газовая котельная блочного типа и тепловые сети, работающие на жилые дома по ул. Делегатская.

В зону эксплуатационной ответственности ОАО «Энергопланер» входит газовая котельная блочного типа и тепловые сети, работающие на жилые дома по ул. Кавказская, 24а и 24б.

В зону эксплуатационной ответственности ЗАО «Новомет-Пермь» входит котельная и тепловые сети, работающие на одноименное предприятие и часть микрорайона Ремзавод Индустриального района города.

В зону эксплуатационной ответственности ФГУП НПО «Биомед» входит котельная и тепловые сети, работающие на одноименное предприятие и квартал школы-интерната для глухих Свердловского района города.

В зону эксплуатационной ответственности филиала «Свердловская железная дорога» ОАО «РЖД» входит 3 квартальные котельных и тепловые сети, работающие на часть микрорайона Железнодорожный Дзержинского района города.

б) Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями.

Наиболее крупная теплоснабжающая организация ОАО «ВоТГК», являющаяся владельцем в г. Перми ТЭЦ-6, 9, 13, 14, ВК-3, 20, выступает для основной части абонентов теплоснабжающей организацией. Количество точек поставки тепла ОАО «ВоТГК» от собственных источников представлено в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Собственные источники поставки тепла ОАО «ВоТГК»

Источник теплоснабжения	Объектов теплоснабжения, шт.	Договорная нагрузка, Гкал/ч
ТЭЦ-6; ВК-3	799	349,35
ТЭЦ-9	605	190,73
ТЭЦ-13	62	93,7
ТЭЦ-14	209	64,14
ВК-20	11	3,61

Кроме собственных источников ОАО «ВоТГК» осуществляет покупку тепловой энергии от ВК-5, владелец ООО «Тепловая станция Кондратово» в магистральные сети, находящиеся на

балансе Общества. Количество точек поставки тепла ОАО «ВоТГК» от сторонних источников представлено в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Сторонние источники поставки тепла ОАО «ВоТГК»

Источник теплоснабжения	Объектов теплоснабжения, шт.	Договорная нагрузка, Гкал/ч
ВК-5	72	31,5

Основной объем товарной продукции (тепловой энергии и теплоносителя) ОАО «ВоТГК» поставляет ООО «ПСК» и ООО «ТНР», имеющей общие точки поставки. Поставка тепловой энергии осуществляется по сетям ОАО «ВоТГК», а также по сетям других транспортировщиков: ПМУЖЭП «Моторостроитель», ООО «Строн М», ООО «ТЭВК-Сети».

Теплоснабжающая организация ООО «ПСК» осуществляет управление основным оборудованием (водогрейными котельными), входящими в состав источников тепловой энергии и является крупнейшей транспортной и распределительной организацией, а также сетевым оператором. Количество точек поставки тепла ООО «ПСК» и ООО «ТНР» от источников ОАО «ВоТГК» представлено в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Точки поставки тепла ООО «ПСК» и ООО «ТНР» от источников ОАО «ВоТГК»

Источник теплоснабжения	Сетевой оператор	Объектов теплоснабжения, шт.	Договорная нагрузка, Гкал/ч
ТЭЦ-6; ВК-3	ООО «ПСК»	2386	781,26
ТЭЦ-9	ООО «ПСК»	1381	470,43
ТЭЦ-13	ООО «ПСК»	342	93,13
ТЭЦ-14	ООО «ТНР»	1058	273,5
ВК-20	ООО «ПСК»	18	10,6

Количество точек поставки тепла ООО «ПСК» от сторонних источников представлено в таблице 1.6.

Таблица 1.6 – Точки поставки тепла ООО «ПСК» от сторонних источников

Источник теплоснабжения	Объектов теплоснабжения, шт.	Договорная нагрузка, Гкал/ч
ВК-2 (ООО «СпецСтройМонтаж»)	402	136,5
ВК-5 ООО «ТС Кондратово»	389	149,8

Количество точек поставки тепла ООО «ПСК» от собственных источников представлено в таблице 1.7.

Таблица 1.7 – Точки поставки тепла ООО «ПСК» от собственных источников

Источник теплоснабжения	Объектов теплоснабжения, шт.	Договорная нагрузка, Гкал/ч
ВК Кислотные Дачи	332	43,64
ВК Молодежный	70	14,58
ВК Левшино	86	13,65
ВК ПДК	112	10,71
ВК Заозерье	40	6,15
ВК Запруд	39	5,00
ВК Окуловский	7	3,81
ВК Банная гора	13	3,64
ВК ДИПИ	19	1,86
ВК Каменского	17	1,57
ВК Новые Ляды	70	17,82
ВК Пышминская	12	0,60
ВК Подснежник	8	0,24
ВК Брикетная	4	0,22
ВК Гор. Больница	2	0,18
ВК Вышка 1	1	0,09
Итого:	832	123,75

Теплоснабжающая организация ООО «ПГЭС» является владельцем 1 районной и 1 квартальной котельных, выступает для абонентов теплоснабжающей организацией, имея прямые договорные отношения с потребителями. ООО «ПГЭС», в большинстве случаев, по арендованным тепловым сетям производит доставку теплоносителя до конечного потребителя. Аренда тепловых сетей осуществляется у департамента имущественных отношений. Количество точек поставки тепла ООО «ПГЭС» от собственных источников составляет 5 шт. с суммарной присоединенной тепловой нагрузкой 3,01 Гкал/ч.

Теплоснабжающая организация ПМУЖЭП «Моторостроитель» является арендатором 11-ти квартальных котельных, выступает для абонентов теплоснабжающей организацией, имея прямые договорные отношения с потребителями. ПМУЖЭП «Моторостроитель» по арендованным тепловым сетям производит доставку теплоносителя до конечного потребителя. Аренда тепловых сетей и источников теплоснабжения осуществляется у департамента имущественных отношений. Количество точек поставки тепла ПМУЖЭП «Моторостроитель» от собственных источников представлено в таблице 1.8.

Таблица 1.8 – Точки поставки тепла ПМУЖЭП «Моторостроитель» от собственных источников

Источников теплоснабжения, шт.	Объектов теплоснабжения, шт.	Договорная нагрузка, Гкал/ч
11	404	100.2

Остальные теплоснабжающие организации города имеют прямые договорные отношения с потребителями и не имеют договорных отношений между собой.

в) Зоны действия производственных котельных.

К производственным котельным города относятся следующие источники:

- ✓ ВК производственной компании Гипсополимер. Котельная работает на свою производственную зону ограниченную ул. Васильева и рекой Данилиха.
- ✓ ВК ОАО «РЖД» филиала предприятия Пермской дирекции по обслуживанию пассажиров работает на свою производственную зону ограниченную ул. Дзержинского, Сухобруса и железной дорогой Горнозаводского направления.
- ✓ ВК завода ОАО «Машиностроитель» работает на свою производственную зону.
- ✓ ВК производственной компании «Искра-Турбогаз» работает на свою производственную зону.
- ✓ ВК предприятия ЗАО «Пермцветмет» работает на свою производственную зону.
- ✓ ВК предприятия ОАО «Камтэкс-химпром» работает на свою производственную зону.
- ✓ ВК производственной компании «Уралгорнефтемаш» работает на свою производственную зону ограниченную ул. Липатова и лесопарковой зоной Кировского района.
- ✓ ВК ОАО «Пермский завод смазок и СОЖ» работает на свою производственную зону ограниченную ул. Куйбышева, Яблочкова, Солдатова, Саранская.
- ✓ ВК завода «Торгмаш» работает на свою производственную зону.
- ✓ ВК ОАО «Телта» работает на свою производственную зону.
- ✓ ВК Машиностроительного завода им. Ф.Э. Дзержинского работает на свою производственную зону.
- ✓ ВК мотовозоремонтного завода «Ремпутымаш» работает на свою производственную зону ограниченную ул. Советская, Островскогои железной дорогой Горнозаводского направления.
- ✓ ВК ОАО «Пермский моторный завод» работает на свою производственную зону.
- ✓ ВК кондитерской фабрики «Пермская» работает на свою производственную зону ограниченную ул. Некрасова, производственной зоной котельной ВК-2 и железной дорогой Горнозаводского направления.
- ✓ ВК ОАО «Пермский маргариновый завод» работает на свою производственную зону.

- ✓ ВК ОАО «Сорбент» работает на свою производственную зону.
- ✓ ВК ФКП «Пермский пороховой завод» работает на свою производственную зону.
- ✓ ВК торгово-производственной компании «Минеральные удобрения» работает на свою производственную зону.
- ✓ ВК ОАО «Морион» работает на свою производственную зону.
- ✓ ВК Пермской печатной фабрики «Гознак» работает на свою производственную зону.
- ✓ ВК ОАО «РЖД» Восточная работает на свою производственную зону ограниченную ул. Мастерская, Транспортная и железной дорогой Главного направления.
- ✓ ВК ОАО «Строительно-монтажный трест №14» работает на свою производственную зону ограниченную ул. Геологов, Качалова, Рязанская.
- ✓ ВК ООО «Нестле Россия» работает на свою производственную зону ограниченную ул. Васильева, Г. Хасана и железной дорогой Главного направления.
- ✓ ВК ООО «Плитпром» работает на свою производственную зону ограниченную рекой Кама, железной дорогой Горнозаводского направления и территорией станции Левшино.
- ✓ ВК ОАО «Пермский мясокомбинат» работает на свою производственную зону.
- ✓ ВК ОАО «Покровский хлеб» работает на свою производственную зону ограниченную ул. Маршрутная и гаражно-строительными кооперативами по ул. Моторостроителей.
- ✓ ВК «Трамвайная 37» работает на производственную зону ограниченную ул. Трамвайная, Интернациональная.
- ✓ ВК ОАО «Хенкель-Пемос» работает на свою производственную зону.
- ✓ ВК ОАО «Пермский хладокомбинат созвездие» работает на свою производственную зону.

Тепловые зоны производственных котельных, в соответствии с параметрической моделью Генерального плана города Перми, в перспективе не будут изменяться как в сторону расширения, так и выделения объектов, входящих в зону эксплуатационной ответственности, определяемой границами не тарифицируемых поставок (собственные нужды), поэтому в схеме теплоснабжения в дальнейшем не рассматриваются.

г) Зоны действия индивидуального теплоснабжения.

Зоны действия индивидуального теплоснабжения расположены в основном на окраинах городской черты в частном секторе, где преобладает 1 этажная застройка.

Зона действия индивидуального теплоснабжения Свердловского района расположена по правую и левую сторону ул. Лихвинская, ограничена ул. Старцева, лесным массивом и микрорайоном Юбилейный.

Зона действия индивидуального теплоснабжения Мотовилихинского района ограничена рекой Ива, ул. Соликамской и автодорогой восточного обхода города.

Зона действия индивидуального теплоснабжения Ленинского района расположена в его правобережной части и находится вдоль ул. Борцов Революции.

Зона действия индивидуального теплоснабжения Дзержинского района расположена в его левобережной части в микрорайоне Акулова, ограничена ул. Ветлужская и Якутская.

Зона действия индивидуального теплоснабжения Индустриального района ограничена рекой Мулянка, Балатовским парком, ул. Свизева, Леонова.

Зона действия индивидуального теплоснабжения Орджоникидзевогo района расположена в его правобережной части между ул. Гайвинская, Карбышева; и левобережной, по правую и левую сторону ул. Лянгасова.

Зона действия индивидуального теплоснабжения Кировского района расположена в жилых массивах Налимиха, Нижняя Курья, Победа.

ЧАСТЬ 2. ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждению», схема теплоснабжения г. Перми на период до 2027 года актуализируется на 2015 год, при этом за базовый год принят 2013.

а) Структура основного оборудования.

Структура основного оборудования источников ОАО «ВоТГК» приведена в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Структура основного оборудования ОАО «ВоТГК»

Источник	Турбогенераторы	Энергетические котлы	Водогрейные котлы	Паровые котлы теплоснабжения
ПТЭЦ-6	P-25-29/1,2	60-34-2	ПТВМ-100	E-160-1,4ГМ-250
	P-6-35/5	МП-150/35	ПТВМ-100	-
	P-6-35/5	БАБКОК-ВИЛЬКОКС	ПТВМ-100	-
	P-25-90/31	ТП-48	-	-
	-	ТП-48	-	-
	ПГУ-123		-	-
ЛВК-3	-	-	КВГМ-100	-
	-	-	КВГМ-100	-
	-	-	КВГМ-100	-
	-	-	КВГМ-100	-
	-	-	КВГМ-100	-
ПТЭЦ-9	ПТ-25-90/10	ТП-230-2	ПТВМ-100	-
	ПТ-30-90/10	ТП-230-2	ПТВМ-180	-
	P-25-90/18	ТП-230-2	ПТВМ-180	-
	ПТ-65-130/13	ТП-230-2	-	-
	T-100/120-130-2	ТП-41	-	-
	P-50-130/13	ТМ-84	-	-
	T-100/120-130-3	ТГМ-84/А	-	-
	-	ТГМ-96/А	-	-
	-	ТГМ-96/Б	-	-
	-	ТГМ-96/Б	-	-
	-	ТГМ-96/Б	-	-
ГТУ-165	КУ (Ед-227/50-10,6/1,64-515/291-15,1)	-	-	
ПТЭЦ-13	P-6-35/5	ТП-35-У	ПТВМ-100	-
	P-12-35/5	ТП-35-У	ПТВМ-100	-
	ГТЭ-16ПА	ГМ-50-1	К-20-150Н	-
	-	ГМ-50	-	-
	-	ГМ-50	-	-
ВК-20	-	-	-	ДЕ-10-14
	-	-	-	ДЕ-10-14
	-	-	-	ДЕ-25-14ГМ
	-	-	-	ДЕ-25-14ГМ
ПТЭЦ-14	ПТ-60-130/13	ТГМ-84	ПТВМ-100	-
	T-35/55-1,6	ТГМ-84А	КВГМ-100	-
	P-50-130	ТГМ-84А	КВГМ-100	-
	ПТ-135/165-130/15	ТГМ-84Б	-	-
	T-50-130	ТГМ-84Б	-	-

Структура основного оборудования источника ВК-2, владелец ООО «СпецСтройМонтаж» приведена в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Структура основного оборудования источника ВК-2

Наименование оборудования	Тип, марка	Количество, шт.
Водогрейный котел	ПТВМ-50	3
Водогрейный котел	КВГМ-100	3

Наименование оборудования	Тип, марка	Количество, шт.
Сетевой насос котла ПТВМ-50	СЭ-800-100-11	5
Сетевой насос котла КВГМ-100	СЭ-1250-140-11	2
Сетевой насос котла КВГМ-100	КРНА	2

Структура основного оборудования источника ВК-5, владелец «Тепловая станция Кондратово» приведена в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Структура основного оборудования источника ВК-5

Наименование оборудования	Тип, марка	Количество, шт.
Водогрейный котел	КВГМ-100	4
Паровой котел	ДЕ-25-14ГМ	3
Сетевой насос	Д 1250 – 125	5
Сетевой насос	СЭ 800 – 100	2

Структура основного оборудования источников ООО «ПСК» и ООО «ПГЭС» приведена в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Структура основного оборудования источников ООО «ПСК» и ООО «ПГЭС»

Источник	Водогрейные и паровые котлы	Кол-во, шт.	Паровые теплообменники	Кол-во, шт.	Сетевые насосы	Кол-во, шт.
ВК-1	ПТВМ- 100	4	-	-	Д1250/125	7
	-	-	-	-	ЦП 400/210	1
ВК Кислотные Дачи	ПТВМ-30М-4	3	-	-	1Д-630-90	4
	ДЕ 10/14 ГМ	2	-	-	200 Д-90	1
	ДКВР-6,5/13	1	-	-	-	-
	ДЕ 6,5/14 ГМ	1	-	-	-	-
ВК Молодежная	ТВГ-8М	3	-	-	1Д 315/71	1
	-	-	-	-	1Д 315-71А	2
ВК Левшино	ДКВР-10-13	2	-	-	1Д630-90а	2
	ДЕВ-10	1	-	-	1Д315-71	2
ВК ПДК	ДЕ 6,5/13	1	-	-	200 Д -90 б	2
	КЕ 10/14	1	-	-	К100-65-250а	1
	ДКВР 6,5/13	1	ПВ630х4000	5	-	-
ВК Заозерье	КСВ-2ГМ	1	ПВ2219 2000	8	6НДВ-Б	1
	КСВ-2	2	ПП325	2	Д 200	1
	КВЖ-5-115	1	-	-	1Д200-90	1
	ПКГМ-4	1	-	-	-	-
	Е 1/9	2	-	-	-	-
ВК Запруд	logano S82L	2	-	2	wilo il125/340-30/4	2
	logano SK745	1	-	-	-	-
ВК Окуловская	ВГ-2,32-115	3	-	-	WILO BL 65/220-30/2	2
	-	-	-	-	К 100-65-200	1
	-	-	-	-	К80-65-160	1
ВК Банная Гора	КВа-1,0Г	7	-	-	WILO IL 80/200-22/2	2
	-	-	-	-	-	-
ВК ДИПИ	Братск -1Г	2	-	-	1Д200-90	1
	ВГ-1,16-115	2	-	-	К-100-65-200	2
ВК Каменского, 28а	КСВа-1,25Г	4	-	-	К100-80-160	1
	-	-	-	-	КМ100-80-160	2
ВК Пышминская	КВУ-400	1	-	-	К80-50-200	2
	Братск1Г	2	-	-	КМ100-65-200а	1
ВК Подснежник	ТВ-061	2	-	-	К 80-50-200	3
ВК Брикетная	КВУ-400	1	-	-	К80-65-160	1
	ТВ-047	1	-	-	КМ100-80-160а	1
	-	-	-	-	Omega 5-140-2	1
ВК Гор. Больница	ЭПЗ-100-И2	4	-	-	5К-65-50-160	2

Источник	Водогрейные и паровые котлы	Кол-во, шт.	Паровые теплообменники	Кол-во, шт.	Сетевые насосы	Кол-во, шт.
ВК Вышка-1	SLIM 1,490IN	2	-	-	1,5К-6	1
	-	-	-	-	К8/18	1
	-	-	-	-	CDX 70/05	2
ВК Ива	Buderuslogano s825m 2500x10	2	-	-	Wilo il80/160-11/2	3
ВК Новые Ляды	ДЕ16/14 ГМ	3	-	-	il200/320-45/4	3
	ДКВР 10/13	1	-	-	nl125/200-90-2-12	3

Структура основного оборудования источников ПМУЖЭП «Моторостроитель» приведена в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Структура основного оборудования источника ПМУЖЭП «Моторостроитель»

Источник	Водогрейные и паровые котлы	Кол-во, шт.	Паровые теплообменники	Кол-во, шт.	Сетевые насосы	Кол-во, шт.
ВК Вышка-2	ПТВМ- 30М	2	-	-	1Д 900-63	1
	-	-	-	-	Д630-90	4
ВК Чусовская, 27	КВ-Г-1,25	1	-	-	К100-65-200	2
	КВ-Г-0,63	1	-	-	WILO IL 5,0/2	1
ВК Хабаровская, 139	КВ-ГМ-4,4	4	-	-	WILO Cronoline-IL 100/190-30/2	4
	-	-	-	-	WILO Cronoline-IL 150/320-37/4	2
ВК Г. Наумова, 18	ВГ-1,16	2	-	-	К290-30	3
	КСВа-1,25	5	-	-	-	-
ВК Криворожская, 36	КСВа-2,5	1	-	-	4Д315-50а	1
	КСВ а -2,5Гс	1	-	-	Д315-50а	1
	КВ-Г-2,5	1	-	-	-	-
ВК Лепешинской, 3	ВК-1,16-95	3	-	-	К290/30	3
	КСВа1,25ГС	4	-	-	-	-
ВК Чапаевский	ДЕ 16-14 ГМ	2	-	-	1Д 200/90	2
	-	-	-	-	ЦН-400-150	1
ВК Бахаревская, 53	Универсал-6	3	-	-	КМ-100-65-200	3
ВК Лесопарковая, 6	КВ-Г-0,63-95	2	-	-	WILO IL 65/150-5,5/2	2
ВК Б. Революции	Урал-0,34РТ	2	-	-	К 80-50-200	1
	Энергия-3	1	-	-	1К 20/30	2

Структура основного оборудования прочих источников приведена в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Структура основного оборудования прочих источников

Источник (балансодержатель)	Водогрейные и паровые котлы	Кол-во, шт.	Паровые теплообменники	Кол-во, шт.	Сетевые насосы	Кол-во, шт.
ВК НПО Искра	ПТВМ-30	2	-	-	Д630-90-УХЛ4	2
	ДКВР-10/13	2	-	-	В-200/2-500	1
	ДЕ-10/14	1	-	-	НЦ-400	1
ВК Голованово	ГМ-50-1	3	-	-	-	-
	ТВГМ-10	1	-	-	-	-
ВК НПО Биомед	КМ-75-40ГМ	1	-	-	-	-
	ДЕ 16-14	2	-	-	Д315-70	4
	ДКВР 10-14	1	-	-	-	-
ВК ПГТУ	ДЕ 25-14	1	-	-	-	-
	ДКВР-10-13	2	-	-	1Д500-63	2
	КВГМ-20-150	2	-	-	Д320	1
ВК Новомет-Пермь	-	-	-	-	ЦН 400-105	2
	ДЕ-25-01 ГМ	2	-	-	Д315-50А	1
	-	-	-	-	Д320-50	3

Источник (балансодержатель)	Водогрейные и паровые котлы	Кол-во, шт.	Паровые теплообменники	Кол-во, шт.	Сетевые насосы	Кол-во, шт.
БК ПЗСП Докучаева, 31	КВГМ-30-150	2	-	-	ЦН-400	3
	ДЕ-10-14	2	-	-	-	-
БК ПЗСП Костычева, 9	Caldaie PED-900	3	-	-	TR-100	2
БК Кавказская, 24	Lagano SK645, 500	2	-	-	UPS-65-180F	2
БК Менжинского 36	ICI REX100	2	-	-	WILO IPL 65\145-5.5/2	2
БК Делегатская, 34	UNIMAT UT-L30	2	-	-	IL 110	2
	UNIMAT UT-L38	1	-	-	IL 3	2

б) Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки.

Параметры установленной тепловой мощности оборудования, сумма мощностей которого составляет установленную тепловую мощность источника. Параметры установленной тепловой мощности оборудования источников ОАО «ВоТГК» приведены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Параметры установленной тепловой мощности оборудования источников ОАО «ВоТГК»

Тип оборудования	Оборудование	Станционный номер	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
ПТЭЦ-6			
ТГ	Р-25-29/1,2	2	135.00
ТГ	Р-6-35/5	3	38.20
ТГ	Р-6-35/5	4	32.50
ТГ	Р-25-90/31	5	0.00
БК	ПТВМ-100	1	100.00
БК	ПТВМ-100	2	100.00
БК	ПТВМ-100	3	100.00
ПКТ	Е-160-1,4ГМ-250	6	88.00
РОУ	редуцирующие устройства	-	139.80
ПГУ-123	SGT-800, SST-600, КУ	6, 7, 8	82.00
Итого:			815.5
ЛВК-3			
БК	КВГМ-100	1	100.00
БК	КВГМ-100	2	100.00
БК	КВГМ-100	3	100.00
БК	КВГМ-100	6	100.00
БК	КВГМ-100	7	100.00
Итого:			500
ПТЭЦ-9			
ТГ	ПТ-25-90/10	1	104.40
ТГ	ПТ-30-90/10	2	104.40
ТГ	Р-25-90/18	3	164.00
ТГ	ПТ-65-130/13	6	139.00
ТГ	Т-100/120-130-2	9	160.00
ТГ	Р-50-130/13	10	188.00
ТГ	Т-100/120-130-3	11	175.00
БК	ПТВМ-100	1	100.00
БК	ПТВМ-180	2	180.00
БК	ПТВМ-180	3	180.00
КУ (ГТУ)	Ед-227/50-10,6/1,64-515/291-15,1	12	46,5
Итого:			1541,3
ПТЭЦ-13			
ТГ	Р-6-35/5	2	35.00
ТГ	Р-12-35/5	3	51.00

Тип оборудования	Оборудование	Станционный номер	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
ТГ	ГТЭ-16ПА	4	0.00
ВК	ПТВМ-100	6	100.00
ВК	ПТВМ-100	7	100.00
ВК	К-20-150Н	12	19.40
РОУ	редуцирующие устройства	-	7.00
Итого:			312.4
ВК-20			
ПКТ	ДЕ-10-14	8	5.60
ПКТ	ДЕ-10-14	9	5.60
ПКТ	ДЕ-25-14ГМ	10	14.00
ПКТ	ДЕ-25-14ГМ	11	14.00
Итого:			39.2
ПТЭЦ-14			
ТГ	ПТ-60-130/13	1	139.00
ТГ	Т-35/55-1,6	2	100.00
ТГ	Р-50-130	3	0.00
ТГ	ПТ-135/165-130/15	4	307.00
ТГ	Т-50-130	5	95.00
ВК	ПТВМ-100	1	100.00
ВК	КВГМ-100	2	100.00
ВК	КВГМ-100	3	100.00
Итого:			941

При этом водогрейные котлы, являющиеся балансирующими мощностями, с помощью которых происходит, как управление режимами, так и изменение мощности под потребности, определяемые подключаемыми/отключаемыми зонами теплоснабжения в результате реализации планового и внепланового (в случае развития аварийных ситуаций) потребителей в зонах перетопка и резервируемых участков. Базовая нагрузка при этом обеспечивается теплофикационными установками.

Технические характеристики подогревателей сетевой воды источников, совокупность которых представляет собой теплофикационные установки, приведены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Технические характеристики подогревателей сетевой воды источников

Ст. №	Тип подогревателя	Номинальное давление пара/воды, кгс/см ²	Расход воды, т/ч	Максимальный нагрев воды, °С
ПТЭЦ-6				
1	ПСВ-500-3-23	3/23	1150	50
2	ПСВ-500-3-23	3/23	1150	50
3	ПСВ-500-3-23	3/23	1150	50
4	БО-350	2/14	1200	50
5	БО-350	2/14	1200	50
6	БО-350	2/14	1200	50
7	БП-500	14/14	1200	80
8	БП-500	14/14	1200	80
9	ПСВ-500-14-23	14/23	1500	80
10	ПСВ-500-14-23	14/23	1500	80
11	ПСВ-315-14-23	14/23	1130	80
ПТЭЦ-9				
1	ПСВ-315-3-23	3/23	1130	50
2	ПСВ-315-3-23	3/23	1130	50
3	ПСВ-315-3-23	3/23	1130	50
4	ПСВ-315-3-23	3/23	1130	50
5	ПСВ-315-3-23	3/23	1130	50
1	ПСВ-315-14-23	14/23	1130	80
2	ПСВ-315-14-23	14/23	1130	80
3	ПСВ-315-14-23	14/23	1130	80

Ст. №	Тип подогревателя	Номинальное давление пара/воды, кгс/см ²	Расход воды, т/ч	Максимальный нагрев воды, °С
4	ПСВ-315-14-23	14/23	1130	80
5	ПСВ-315-14-23	14/23	1130	80
ПТЭЦ-13				
1	БП-200УС	6/14	1000	50
2	БП-200УС	6/14	1000	50
3	БП-200УС	6/14	1000	50
4	ПСВ-315-14-23	14/23	1130	80
ВК-20				
1	БПСВ	10/16	250	25
2	БПСВ	10/16	250	25
3	БПСВ	10/16	250	25
4	БПСВ	10/16	250	25
ПТЭЦ-14				
1	ПСВ-315-14-23	14/23	1130	80
2	ПСВ-315-14-23	14/23	1130	80
3	ПСВ-315-14-23	14/23	1130	80
4	ПСВ-500-14-23	14/23	1500	80
5	ПСВ-315-14-23	14/23	1130	80
6	ПСВ-315-14-23	14/23	1130	80

Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки источников ООО «ПСК» и ООО «ПГЭС» приведены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки источников ООО «ПСК» и ООО «ПГЭС»

Источник	Теплофикационное оборудование	Установленная тепловая мощность оборудования	Кол-во единиц оборудования, шт.	Итого по оборудованию, Гкал/ч	Итого по источнику, Гкал/ч
ВК-1	ПТВМ- 100	100 Гкал/ч	4	400	400
ВК Кислотные Дачи	ПТВМ-30М-4	30 Гкал/ч	3	90	112,2
	ДЕ 10/14 ГМ	10 т/ч	2	13,4	
	ДКВР-6,5/13	6,5 т/ч	1	4,4	
	ДЕ 6,5/14 ГМ	6,5 т/ч	1	4,4	
ВК Молодежная	ТВГ-8М	8 Гкал/ч	3	24	24
ВК Левшино	ДКВР-10-13	10 т/ч	2	15,2	15,2
ВК ПДК	ДЕ 6,5/13	6,5 т/ч	1	4,4	15,2
	КЕ 10/14	10 т/ч	1	6,4	
	ДКВР 6,5/13	6,5 т/ч	1	4,4	
ВК Заозерье	КСВ-2ГМ	1,72 Гкал/ч	1	1,72	13
	КСВ-2	1,72 Гкал/ч	2	3,44	
	КВЖ-5-115	4,1 Гкал/ч	1	4,1	
	ПКГМ-4	2,4 Гкал/ч	1	2,4	
	Е 1/9	1 т/ч	2	1,34	
ВК Запруд	logano S82L	3,61 Гкал/ч	2	7,22	8,43
	logano SK745	1,21 Гкал/ч	1	1,21	
ВК Акуловский	ВГ-2,32-115	2 Гкал/ч	3	6	6
ВК Банная Гора	КВа-1,0Г	0,83	7	5.81	5.81
ВК ДИПИ	Братск -1Г	0,85 Гкал/ч	2	1,7	3,7
	ВГ-1,16-115	1 Гкал/ч	2	2	
ВК Каменского, 28а	КСВа-1,25Г	1,08 Гкал/ч	4	4,32	4,32
ВК Пышминская	КВУ-400	0,4 Гкал/ч	2	0,8	1,41
	Братск1Г	0,61 Гкал/ч	1	0,61	
ВК Подснежник	ТВ-061	0,61 Гкал/ч	2	1,22	1,22
ВК Брикетная	КВУ-400	0,4 Гкал/ч	2	0,8	1,4
	Универсал-6	0,6 Гкал/ч	1	0,6	
ВК Гор. Больница	ЭПЗ-100-И2	0,086 Гкал/ч	4	0.344	0.344
ВК Вышка-1	SLIM 1,490IN	0,041 Гкал/ч	2	0,082	0,082

Источник	Теплофикационное оборудование	Установленная тепловая мощность оборудования	Кол-во единиц оборудования, шт.	Итого по оборудованию, Гкал/ч	Итого по источнику, Гкал/ч
ВК Ива	Buderuslogano s825m 2500x10	2.15 Гкал/ч	2	4.3	4.3
ВК Новые Ляды	ДЕ16/14 ГМ	16 т/ч	1	10,7	40.9
	ДЕ25/14 ГМ	25 т/ч	1	16,8	
	ДЕ10/14 ГМ	10 т/ч	1	6,7	
	ДКВР 10/13	10 т/ч	1	6,7	

Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки источников ПМУЖЭП «Моторостроитель» приведены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки источников ПМУЖЭП «Моторостроитель»

Источник	Теплофикационное оборудование	Установленная тепловая мощность оборудования	Кол-во единиц оборудования, шт.	Итого по оборудованию, Гкал/ч	Итого по источнику, Гкал/ч
ВК Вышка-2	ПТВМ- 30М	30 Гкал/ч	2	60	60
ВК Хабаровская, 139	КВ-ГМ-4,4	3,78 Гкал/ч	4	15,12	15,12
ВК Г. Наумова, 18	ВГ-1,16	1 Гкал/ч	2	2	7,4
	КСВа-1,25	1,08 Гкал/ч	5	5,4	
ВК Криворожская, 36	КСВа-2,5	2,15 Гкал/ч	1	2,15	6,45
	КСВ а -2,5Гс	2,15 Гкал/ч	1	2,15	
	КВ-Г-2,5	2,15 Гкал/ч	1	2,15	
ВК Лепешинской, 3	ВК-1,16-95	1 Гкал/ч	3	3	7,32
	КСВа1,25ГС	1,08 Гкал/ч	4	4,32	
ВК Чапаевский	ДЕ 16-14 ГМ	16 т/ч	2	21,4	21,4
ВК Бахаревская, 53	Универсал-6	0,6 Гкал/ч	3	1,8	1,8
ВК Лесопарковая, 6	КВ-Г-0,63-95	0,54 Гкал/ч	2	1,08	1,08
ВК Б. Революции	Урал-0,34РТ	0,29 Гкал/ч	2	0,58	0,87
	Энергия-3	0,29 Гкал/ч	1	0,29	
ВК Чусовская, 27	КВ-Г-1,25	1,29 Гкал/ч	1	1,29	1.76
	КВ-Г-0,63	0,47 Гкал/ч	1	0,47	

Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки прочих источников приведены в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки прочих источников

Источник	Теплофикационное оборудование	Установленная тепловая мощность оборудования	Кол-во единиц оборудования, шт.	Итого по оборудованию, Гкал/ч	Итого по источнику, Гкал/ч
ВК-2	ПТВМ-50	50 Гкал/ч	3	150	450
	КВГМ-100	100 Гкал/ч	3	300	
ВК-5	КВГМ-100	100 Гкал/ч	4	400	400
	ДЕ-25-14ГМ	25 т/ч на собственные нужды	3	-	
ВК НПО Искра	ПТВМ-30	30 Гкал/ч	2	60	80,1
	ДКВР-10/13	10 т/ч	2	13,4	
	ДЕ-10/14	10 т/ч	1	6,7	
ВК Голованово	ГМ-50-1	т/ч	3	-	60
	ТВГМ-10	30 Гкал/ч	1	30	
	КМ-75-40ГМ	т/ч	1	30	
ВК НПО Биомед	ДЕ 16-14	16 т/ч	2	21,4	44.9

Источник	Теплофикационное оборудование	Установленная тепловая мощность оборудования	Кол-во единиц оборудования, шт.	Итого по оборудованию, Гкал/ч	Итого по источнику, Гкал/ч
	ДКВР 10-14	10 т/ч	1	6,7	
	ДЕ 25-14	25 т/ч	1	16,8	
ВК ПГТУ	ДКВР-10-13	9 Гкал/ч	2	18	58
	КВГМ-20-150	20 Гкал/ч	2	40	
ВК Новомет-Пермь	ДЕ-25-01 ГМ	25 т/ч	2	22,8	22.8
ВК ПЗСП Докучаева, 31	КВГМ-30-150	30	2	60	70
	ДЕ-10-14	10 т/ч	2	10	
ВК ПЗСП Костычева, 9	Caldaie PED-900	0,9 Гкал/ч	3	2,7	2,7
ВК Кавказская, 24	Lagano SK645, 500	0.43 Гкал/ч	2	0.86	0.86
ВК Менжинского, 36	ICI REX100	0.86 Гкал/ч	2	1.72	1.72
ВК Делегатская, 34 (ВК Цимлянская)	UNIMAT UT-L30	3.44 Гкал/ч	2	6.88	12.04
	UNIMAT UT-L38	5.16 Гкал/ч	1	5.16	

в) Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности.

Заявленные владельцами источников тепла ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности источников ОАО «ВоТГК» приведены в таблице 2.12.

Таблица 2.12 – Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности источников ОАО «ВоТГК»

Источник	Существующие ограничения, Гкал/ч	Существующая располагаемая мощность в паре, Гкал/ч	Существующая располагаемая мощность в сетевой воде, Гкал/ч
ПТЭЦ-6	15,00	39,38	761,12
ЛВК-3	0,00	0,00	500,00
ПТЭЦ-9	68,10	542,82	930,38
ПТЭЦ-13	0,00	87,20	225,20
ВК-20	31,70	0,00	8,34
ПТЭЦ-14	200,00	167,00	574,00

Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности источников ООО «ПГЭС», ООО «ПСК» и ПМУЖЭП «Моторостроитель» приведены в таблице 2.13.

Таблица 2.13 – Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности источников ООО «ПГЭС», ООО «ПСК» и ПМУЖЭП «Моторостроитель»

Источник	Существующие ограничения, Гкал/ч	Существующая располагаемая мощность в сетевой воде, Гкал/ч
ВК-1	20	380
ВК Вышка-2	0	60
ВК Кислотные Дачи	52,2	60
ВК Новые Ляды	0	40,9
ВК Молодежная	0	24
ВК Левшино	0	15,2
ВК ПДК	0	15,26
ВК Хабаровская, 139	0	15,12
ВК Г. Наумова, 18	0	7,4
ВК Криворожская, 36	0	6,45
ВК Заозерье	0	13
ВК Лепешинской, 3	0	7,32
ВК Запруд	0	8,43
ВК Акуловский	0	6
ВК Банная Гора	0	5,81
ВК Чапаевский	0	21,4
ВК ДИПИ	0	3,7
ВК Каменского, 28а	0	4,32
ВК Чусовская, 27	0	1,76

Источник	Существующие ограничения, Гкал/ч	Существующая располагаемая мощность в сетевой воде, Гкал/ч
ВК Бахаревская, 53	0	1,8
ВК Лесопарковая, 6	0	1,08
ВК Пышминская	0	1,41
ВК Подснежник	0	1,22
ВК Брикетная	0	1,4
ВК Гор. Больница	0	0,344
ВК Вышка-1	0	0,082
ВК Б. Революции	0	0,87
ВК Ива	0	4.3

Ограничения тепловой мощности котельной ВК «Кислотные Дачи» объемом 52,2 Гкал/ч вызвано тем, что все паровые котлы источника законсервированы, 1 водогрейный котел ПТВМ-30М-4 в настоящее время находится в не рабочем состоянии. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности прочих источников приведены в таблице 2.14.

Таблица 2.14 – Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности прочих источников

Источник	Существующие ограничения, Гкал/ч	Существующая располагаемая мощность в паре, Гкал/ч	Существующая располагаемая мощность в сетевой воде, Гкал/ч
ВК-2	0	0	450
ВК-5	0	0	400
ВК НПО Искра	0,4	19,7	30
ВК Голованово	0	195	60
ВК НПО Биомед	2,694	27,2	15
ВК ПГТУ	3,48	0	54,52
ВК Новомет-Пермь	0	0	22,8
ВК ПЗСП Докучаева, 31	13,6	3,4	48
ВК ПЗСП Костычева, 9	0	0	2,7

г) Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто.

Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды, параметры тепловой мощности нетто по источникам ОАО «ВоТГК» приведен в таблице 2.15.

Таблица 2.15 – Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды, параметры тепловой мощности нетто по источникам ОАО «ВоТГК»

Источник	Затраты на собственные нужды в сет.воде, Гкал/ч	Затраты на хозяйственные нужды в сет.воде, Гкал/ч	Затраты на собственные нужды в паре, Гкал/ч	Затраты на хозяйственные нужды в паре, Гкал/ч	Существующая мощность нетто в сет.воде, Гкал/ч	Существующая мощность нетто в паре, Гкал/ч
ПТЭЦ-6	26,70	1,00	9,70	0,00	733,42	29,68
ЛВК-3	4,80	0,00	0,00	0,00	495,20	0,00
ПТЭЦ-9	13,14	4,08	72,12	0,19	913,16	470,51
ПТЭЦ-13	2,50	0,20	7,40	0,00	222,50	79,80
ВК-20	0,84	0,00	0,00	0,00	7,50	0,00
ПТЭЦ-14	10,00	1,00	20,00	0,00	563,00	147,00

д) Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса.

Года ввода в эксплуатацию оборудования источников ОАО «ВоТГК» приведены в таблице 2.16.

Таблица 2.16 – Года ввода в эксплуатацию оборудования источников ОАО «ВоТГК»

Тип оборудования	Оборудование	Станционный номер	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию
ПТЭЦ-6				
ТГ	Р-25-29/1,2	2	135.00	01.08.43
ТГ	Р-6-35/5	3	38.20	01.12.58
ТГ	Р-6-35/5	4	32.50	01.06.59
ТГ	Р-25-90/31	5	0.00	01.03.59
ВК	ПТВМ-100	1	100.00	1964
ВК	ПТВМ-100	2	100.00	1965
ВК	ПТВМ-100	3	100.00	1966
ПКТ	Е-160-1,4ГМ-250	6	88.00	2009
РОУ	редуцирующие устройства	-	139.80	
ПГУ-123	SGT-800, SST-600, КУ	6, 7, 8	82.00	2013
ЛВК-3				
ВК	КВГМ-100	1	100.00	1982
ВК	КВГМ-100	2	100.00	1982
ВК	КВГМ-100	3	100.00	1983
ВК	КВГМ-100	6	100.00	1989
ВК	КВГМ-100	7	100.00	1989
ПТЭЦ-9				
ТГ	ПТ-25-90/10	1	104.40	01.03.57
ТГ	ПТ-30-90/10	2	104.40	01.06.57
ТГ	Р-25-90/18	3	164.00	01.12.57
ТГ	ПТ-65-130/13	6	139.00	01.12.60
ТГ	Т-100/120-130-2	9	160.00	01.12.73
ТГ	Р-50-130/13	10	188.00	01.12.75
ТГ	Т-100/120-130-3	11	175.00	01.08.78
ВК	ПТВМ-100	1	100.00	1969
ВК	ПТВМ-180	2	180.00	1971
ВК	ПТВМ-180	3	180.00	1972
КУ (ГТУ)	Ед-227/50-10,6/1,64-515/291-15,1	12	46,5	2014
ПТЭЦ-13				
ТГ	Р-6-35/5	2	35.00	01.01.62
ТГ	Р-12-35/5	3	51.00	01.06.67
ТГ	ГТЭ-16ПА	4	0.00	01.04.10
ВК	ПТВМ-100	6	100.00	1968
ВК	ПТВМ-100	7	100.00	1983
ВК	К-20-150Н	12	19.40	2010
РОУ	редуцирующие устройства	-	7.00	
ВК-20				
ПКТ	ДЕ-10-14	8	5.60	1995
ПКТ	ДЕ-10-14	9	5.60	1995
ПКТ	ДЕ-25-14ГМ	10	14.00	1996
ПКТ	ДЕ-25-14ГМ	11	14.00	1996
ПТЭЦ-14				
ТГ	ПТ-60-130/13	1	139.00	12.01.66
ТГ	Т-35/55-1,6	2	100.00	16.06.08
ТГ	Р-50-130	3	0.00	26.06.67
ТГ	ПТ-135/165-130/15	4	307.00	31.10.77
ТГ	Т-50-130	5	95.00	29.06.79
ВК	ПТВМ-100	1	100.00	1968
ВК	КВГМ-100	2	100.00	1977
ВК	КВГМ-100	3	100.00	1990

Дата ввода в эксплуатацию и срок освидетельствования оборудования источника ВК-2 приведены в таблице 2.17.

Таблица 2.17 – Дата ввода в эксплуатацию и срок освидетельствования оборудования источника ВК-2

Тип оборудования	Марка	Год ввода в эксплуатацию	Дата последнего освидетельствования	Срок освидетельствования
Водогрейный котел	ПТВМ-50	1973	30.07.2012	30.07.2016
Водогрейный котел	ПТВМ-50	1973	25.05.2009	25.05.2013
Водогрейный котел	ПТВМ-50	1977	14.07.2011	14.07.2015
Водогрейный котел	КВГМ-100	1983	20.04.2011	20.03.2015
Водогрейный котел	КВГМ-100	1984	05.05.2012	05.05.2016
Водогрейный котел	КВГМ-100	1986	30.07.2009	30.07.2013

Дата ввода в эксплуатацию и срок освидетельствования оборудования источника ВК-5 приведены в таблице 2.18.

Таблица 2.18 – Дата ввода в эксплуатацию и срок освидетельствования оборудования источника ВК-5

Дата мероприятия	Водогрейные котлы				Паровые котлы		
	КВГМ-100	КВГМ-100	КВГМ-100	КВГМ-100	ДЕ-25-14ГМ	ДЕ-25-14ГМ	ДЕ-25-14ГМ
Ввод в эксплуатацию	22.12.83	08.06.84	08.12.89	19.04.00	25.07.89	22.12.83	15.09.89
Очередное ВО, НО, ГИ				15.05.12			
Очередное техн. диагностирование	07.2012	05.2014	05.2014		08.2013	08.2012	09.2013
Последние режимно-наладочные работы на котле (действительны до)	05.2009 (05.2012)	03.2011 (03.2014)	05.2009 (05.2012)	04.2010 (04.2013)	03.2011 (03.2014)	03.2011 (03.2014)	04.2010 (04.2013)

Год очередной экспертизы промышленной безопасности оборудования источника ВК НПО БИОМЕД приведен в таблице 2.19.

Таблица 2.19 – Год очередной экспертизы промышленной безопасности оборудования источника ВК НПО БИОМЕД

Тип оборудования	Год очередной экспертизы промышленной безопасности оборудования котельной			
	ДЕ16-14	ДЕ16-14	ДКВР10-14	ДЕ25-14
Паровые котлы	2015	2014	2013	2015

Год выпуска, ввода в эксплуатацию, экспертизы промышленной безопасности оборудования источника ВК НПО Искра приведен в таблице 2.20.

Таблица 2.20 – Год выпуска, ввода в эксплуатацию, экспертизы промышленной безопасности оборудования источника ВК НПО Искра

Тип оборудования	ПТВМ-30	ПТВМ-30	ДКВР10/13	ДЕ10/14	ДКВР10/13
Год выпуска	1968	1968	1962	1991	1961
Год ввода в эксплуатацию	1972	1969	1963	1993	1961
Год проведения экспертизы промышленной безопасности	2009	2009	2009	2011	2009
Год очередной экспертизы промышленной безопасности	2012	2012	2013	2015	2013

Год ввода в эксплуатацию котлоагрегатов ВК ПГТУ приведен в таблице 2.21.

Таблица 2.21 – Год ввода в эксплуатацию котлоагрегатов ВК ПГТУ

Тип оборудования	КВГМ-20-150	КВГМ-20-150	ДКВР10/13	ДКВР10/13
Год ввода в эксплуатацию	2000	2006	1972	1981

Год ввода в эксплуатацию котлоагрегатов ВК ПЗСП приведен в таблице 2.22.

Таблица 2.22 – Год ввода в эксплуатацию котлоагрегатов ВК ПЗСП

Тип оборудования	КВГМ-30-150	КВГМ-30-150	ДЕ10-14	ДЕ10-14
Год ввода в эксплуатацию	1987	1987	1987	1987

Год ввода в эксплуатацию котлоагрегатов ВК Костычева, 9 приведен в таблице 2.23.

Таблица 2.23 – Год ввода в эксплуатацию котлоагрегатов ВК Костычева, 9

Тип оборудования	Caldaie RED-900	Caldaie RED-900	Caldaie RED-900
Год ввода в эксплуатацию	2005	2005	2005

Год ввода в эксплуатацию котлоагрегатов ВК Кавказская, 24 приведен в таблице 2.24.

Таблица 2.24 – Год ввода в эксплуатацию котлоагрегатов ВК Кавказская, 24

Тип оборудования	Lagano SK645, 500	Lagano SK645, 500
Год ввода в эксплуатацию	2013	2013

Год ввода в эксплуатацию котлоагрегатов ВК Менжинского, 36 приведен в таблице 2.25.

Таблица 2.25 – Год ввода в эксплуатацию котлоагрегатов ВК Менжинского, 36

Тип оборудования	ICI REX100	ICI REX100
Год ввода в эксплуатацию	2013	2013

Год ввода в эксплуатацию котлоагрегатов ВК Делегатская, 34 приведен в таблице 2.26.

Таблица 2.26 – Год ввода в эксплуатацию котлоагрегатов ВК Делегатская, 34

Тип оборудования	UNIMAT UT-L30	UNIMAT UT-L38
Год ввода в эксплуатацию	2008	2008

Года ввода в эксплуатацию оборудования источников ООО «ПГЭС», ООО «ПСК» и ПМУЖЭП «Моторостроитель» приведен в таблице 2.27.

Таблица 2.27 – Годы ввода в эксплуатацию оборудования источников ООО «ПГЭС», ООО «ПСК» и ПМУЖЭП «Моторостроитель»

Источник	Теплофикационное оборудование	Установленная тепловая мощность оборудования	Дата ввода
ВК-1	ПТВМ- 100	100 Гкал/ч	1972
ВК Вышка-2	ПТВМ- 30М	30 Гкал/ч	1972
ВК Кислотные Дачи	ПТВМ-30М-4	30 Гкал/ч	1981,1985, 1986
	ДЕ 10/14 ГМ	10 т/ч	1988, 1991
	ДКВР-6,5/13	6,5 т/ч	1987
	ДЕ 6,5/14 ГМ	6,5 т/ч	1987
ВК Новые Ляды	ДЕ16/14 ГМ	16 т/ч	1993
	ДЕ25/14 ГМ	25 т/ч	1983
	ДЕ10/14 ГМ	10 т/ч	1987
	ДКВР 10/13	10 т/ч	1997
ВК Молодежная	ТВГ-8М	8 Гкал/ч	1982
ВК Левшино	ДКВР-10-13	10 т/ч	1971
ВК ПДК	ДЕ 6,5/13	6,5 т/ч	1997
	КЕ 10/14	10 т/ч	1967
	ДКВР 6,5/13	6,5 т/ч	2009
ВК Хабаровская, 139	КВ-ГМ-4,4	3,78 Гкал/ч	2008
ВК Г. Наумова, 18	ВГ-1,16	1 Гкал/ч	1995
	КСВа-1,25	1,08 Гкал/ч	1996
ВК Криворожская, 36	КСВа-2,5	2,15 Гкал/ч	1996
	КСВ а -2,5Гс	2,15 Гкал/ч	1996
	КВ-Г-2,5	2,15 Гкал/ч	2010
ВК Заозерье	КСВ-2ГМ	1,72 Гкал/ч	1990
	КСВ-2	1,72 Гкал/ч	1993,1994
	КВЖ-5-115	4,1 Гкал/ч	1998

Источник	Теплофикационное оборудование	Установленная тепловая мощность оборудования	Дата ввода
	ПКГМ-4	2,4 Гкал/ч	1990
	Е 1/9	1 т/ч	1989,1990
ВК Лепешинской, 3	ВК-1,16-95	1 Гкал/ч	1994
	КСВа1,25ГС	1,08 Гкал/ч	1995
ВК Запруд	logano S82L	3,61 Гкал/ч	2011
	logano SK745	1,21 Гкал/ч	2011
ВК Акуловский	ВГ-2,32-115	2 Гкал/ч	1995
ВК Банная Гора	КВа-1,0Г	0,83	1985
ВК Чапаевский	ДЕ 16-14 ГМ	16 т/ч	1994
ВК ДИПИ	Братск -1Г	0,85 Гкал/ч	1985
	ВГ-1,16-115	1 Гкал/ч	1985
ВК Каменского, 28а	КСВа-1,25Г	1,08 Гкал/ч	1996
ВК Чусовская, 27	КВ-Г-1,25	1,29 Гкал/ч	2007
	КВ-Г-0,63	0,47 Гкал/ч	2007
ВК Бахаревская, 53	Универсал-6	0,6 Гкал/ч	1989
ВК Лесопарковая, 6	КВ-Г-0,63-95	0,54 Гкал/ч	2005
ВК Пышминская	КВУ-400	0,4 Гкал/ч	2006
	Братск1Г	0,61 Гкал/ч	2006
ВК Подснежник	ТВ-061	0,61 Гкал/ч	1989
ВК Брикетная	КВУ-400	0,4 Гкал/ч	2002
	Универсал-6	0,6 Гкал/ч	1989
ВК Гор. Больница	ЭПЗ-100-И2	0,086 Гкал/ч	1996-2005
ВК Вышка-1	SLIM 1,490IN	0,041 Гкал/ч	2005
ВК Б. Революции	Урал-0,34РТ	0,29 Гкал/ч	2000
	Энергия-3	0,29 Гкал/ч	-
ВК ПГЭС Ива	BuderusLogano s852 v 2500x10	2,15 Гкал/ч	2011

е) Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии - источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии).

Схемы выдачи тепловой мощности представлены в [приложении 1](#).

Описание схемы выдачи тепловой мощности ПТЭЦ-6.

Паровая турбина типа SST-600 с теплофикационным отбором в составе блока ПГУ-123 обеспечивает круглогодичную (за исключением регламентных ремонтов) базовую тепловую нагрузку в сетевой воде 80 Гкал/ч в тепломагистраль М1-01.

Бойлерная установка ТЭЦ-6 разделена на «городскую» группу, предназначенную для отпуска тепла по магистрали М1-01, и на «заводскую» группу, предназначенную для отпуска тепла по магистралям М-6-II, М-6-III и М1-02 (павильон №7).

Сетевая вода в ОБ подогревается паром с давлением 1,2-2,0 ата и температурой 130-150⁰С от турбины №2 и от РОУ 30/1,2 и №1,2.

Параллельная схема отпуска тепла от ПГУ-123 и бойлерной установки ТЭЦ-6 позволяет рационально распределять мощность между зонами теплоснабжения с разными режимными параметрами, а также обеспечивает гибкое управление текущей мощностью при неравномерности потребления на «городском» тепловыводе.

ПБ включается в работу, когда полностью исчерпана тепловая мощность основных бойлеров с загрузкой ТГ №3,4. Пиковые бойлера, включаются последовательно с основными бойлерами по сетевой воде. Сетевая вода в пиковых бойлерах подогревается паром с давлением 6,0 ата и температурой 250⁰С от турбин №3,4; первого нерегулируемого отбора турбины № 2 и от РОУ 30/6 №1,2,3.

В теплофикационную установку, обслуживающую городскую теплосеть входит следующее оборудование: основные бойлера № 7,8,9; пиковые бойлера № 3,4.

В теплофикационную установку теплосети заводов входит оборудование: основные бойлера № 1,4,5; пиковые бойлера № 1,5.

При исчерпании резервов тепловой мощности ПГУ-123 и бойлерных установок ТЭЦ-6 в пиковые часы нагрузок включаются в работу водогрейные котлы ТЭЦ-6 (ПТВМ-100 3 шт.) и паровой котел теплоснабжения Е-160-1,4-250ГМ с сетевым подогревателем ПСВ-500-14-23.

Описание схемы выдачи тепловой мощности ПТЭЦ-9.

Основное теплотехническое оборудование станции расположено в котлотурбинном цехе (КТЦ):

- В машинном зале установлено семь турбоагрегатов;
- В котельном отделении установлены десять энергетических паровых котлов и три водогрейных котла.

С 01 июня 2014 года произошло увеличение электрической и тепловой мощности станции, за счет ввода в эксплуатацию оборудования расширяемой части, состав которого состоит из котла утилизатора типа Ед-227/50-10,6/1,64-515/291-15,1 производства «ЭМАльянс» и газовой турбины типа ГТЭ-160 ЛМЗ.

Существующая схема теплосети по выдаче тепла городу включает в себя:

- Две ТУ с ухудшенным вакуумом ст. №№ 1,2;
- Оборудование 1-ой и 2-ой бойлерных;
- Сетевые насосы водогрейных котлов;
- Собственно водогрейные котлы;
- Две теплофикационные ТУ ст. №№ 9,11;
- Установку подпитки теплосети, включающую в себя деаэраторы теплосети, подпиточные насосы и три регулятора давления с расходомерными шайбами.

Установки подогрева сетевой воды Пермской ТЭЦ-9 делятся на группы:

Бойлерную установку №1 с оборудованием: конденсатор ТГ№1; основные и пиковые бойлера № №1,2; сетевые насосы №1,2; конденсатные насосы бойлеров №1,2, а также подпиточные насосы №1,2, деаэратор подпитки теплосети №1; подпиточный узел.

Бойлерную установку №2 с оборудованием: конденсатор ТГ №2; основные и пиковые бойлера №3,4,5; сетевые насосы №3,4,6,9; конденсатные насосы бойлеров №3,4; подкачивающие сетевые насосы №5,6, а также подпиточные насосы № 3,4, и деаэратор подпитки теплосети №2; подпиточный узел.

Теплофикационные ТУ ст. № № 9,11, в состав каждой из которых входят: подогреватели сетевой воды ПСГ № 1,2; конденсатные насосы ПСГ (КН ПСГ); подпорные насосы (СПН); деаэраторы подпитки теплосети №3,4, подпиточные насосы №5,6,7; подпиточный узел.

Водогрейные котлы и сетевые насосы №7-13 выделены в отдельную группу.

Все установки подогрева сетевой воды работают на четыре тепловывода ТЭЦ и связаны между собой перемычками на тепловыводах.

Нормальная схема работы установок подогрева сетевой воды считается, когда I, II, IV, V вывода теплосети работают параллельно.

Для каждой группы сетевых насосов (СН-1,2; СН-3,4,6,9; СН-7-13) предусмотрена установка высоковольтных преобразователей частоты типа ВПЧА для электродвигателя, который выполняет регулирование давления на тепловыводах ТЭЦ.

Режим работы теплофикационных установок (давление в подающих и обратных трубопроводах и температура в подающем трубопроводе) поддерживается в соответствии с заданием диспетчера теплосети.

Система теплоснабжения – закрытая.

Все тепловывода станции, имеют связи с преточными линиями, имеющими высокий потенциал развития схемы выдачи мощности как в летних, так и пиковых режимах в сторону «традиционных» зон теплоснабжения ТЭЦ-6, ВК-5. При существенном профиците мощности источника, а также продолжающемуся высвобождению мощностей парового цикла (в связи со снижением потребления пара от базового абонента – «Лукойл-ПНОС»), эффективное развитие схемы теплоснабжения, во многом определяется возможностью дозагрузки данного источника с увеличением КИУМ базового источника тепла.

Описание схемы выдачи тепловой мощности ПТЭЦ-13.

Пар после турбин и после РОУ давлением 5 ата и температурой 230⁰С поступает в коллектор отработанного пара. Из коллектора пар поступает на производство (на предприятия, использующие пар 5 ати) и на собственные нужды станции: ПВД, бойлера и мазутное хозяйство.

Пар после РОУ давлением 20 ата и температурой 250⁰С поступает на производство.

Отработанные дымовые газы после ГТЭС-16 ПА поступают на котел – утилизатор.

После бойлеров, после водогрейных котлов и после котла-утилизатора сетевая вода поступает в трубопровод прямой сетевой воды и далее для отопления и горячего водоснабжения г. Перми. Ситуация с выдачей мощности достаточно статична, что определяет стабильные мощностные показатели не предусматривающие развитие теплофикационного контура.

Описание схемы выдачи тепловой мощности ПТЭЦ-14.

Отпуск тепла с сетевой водой осуществляется по двум тепловыводам М4-01, М4-03 для нужд ЖКХ г. Перми и одному тепловыводу М4-02 для нужд ОАО «Галоген». Кроме того на ОАО «Галоген» осуществляется отпуск тепла в паре по отдельному паропроводу. Существенный профицит мощности и значительная неравномерность ее потребления (ОАО «Галоген»), не предполагает операции связанные с выводом/вводом основного оборудования, но при этом определяет эффективность проведения мероприятий по изменению (снижению) режимных параметров на коллекторах и мер по стабилизации выходных параметров при режимах неравномерного потребления тепловой энергии.

ж) Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя.

Способ регулирования отпуска тепла в сетевой воде от всех источников осуществляется: качественное регулирование в отопительный период в рамках сегмента температурного графика до точки срезки и количественно-качественное в переходных периодах, определяемых диапазонами спрямления графика до точки его излома и после точки срезки. Обоснование выбора графика изменения температур теплоносителя, в соответствии с прогнозируемой температурой наружного воздуха, описано в пункте «е» части 3. Температурные графики отпуска тепла отображены в приложении 2.

з) Среднегодовая загрузка оборудования.

Среднегодовая загрузка оборудования источников ОАО «ВоТГК» определена коэффициентами использования установленной тепловой мощности, приведена в таблице 2.28.

Таблица 2.28 – Среднегодовая загрузка оборудования источников ОАО «ВоТГК»

Источник теплоснабжения	КИУМ, %
ПТЭЦ-6	74,6
ЛВК-3	22,5
ПТЭЦ-9	46
ПТЭЦ-13	65,1
ВК-20	10,4
ПТЭЦ-14	22,8

Среднегодовая загрузка оборудования котельных ООО «ПСК», ООО «ПГЭС и ПМУЖЭП «Моторостроитель» приведена в таблице 2.29.

Таблица 2.29 – Среднегодовая загрузка оборудования котельных ООО «ПСК», ООО «ПГЭС» и ПМУЖЭП «Моторостроитель»

Наименование котельной	Среднегодовая загрузка оборудования, %
ВК-1	0
ВК Вышка-2	98
ВК Кислотные Дачи	40
ВК Новые Ляды	50
ВК Молодежная	60
ВК Левшино	95
ВК ПДК	75
ВК Хабаровская, 139	99
ВК Г. Наумова, 18	80
ВК Криворожская, 36	99
ВК Заозерье	50
ВК Лепешинской, 3	80
ВК Запруд	65
ВК Акуловский	60
ВК Банная Гора	65
ВК Чапаевский	15
ВК ДИПИ	55
ВК Каменского, 28а	40
ВК Чусовская, 27	80
ВК Бахаревская, 53	45
ВК Лесопарковая, 6	80
ВК Пышминская	50
ВК Подснежник	25
ВК Брикетная	20
ВК Гор. Больница	50
ВК Вышка-1	99
ВК Б. Революции	45

Информация о среднегодовой загрузке оборудования остальных источников отсутствует (не представлена в установленном порядке).

и) Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети.

По всем источникам ОАО «ВоТГК» учет тепла отпущенного в тепловые сети ведется по коммерческим приборам учета оборудованных системами передачи сигналов по системам телеизмерений. Учет тепла у других источников в большинстве случаев производится так же коммерческими приборами учета.

к) Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии.

Информация по статистике отказов и восстановления оборудования источников тепловой энергии не предоставлена.

л) Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.

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

м) Значения базовых целевых показателей эффективности.

Таблица 2.30 - Перечень целевых показателей эффективности источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии

Пермская ТЭЦ-9			2009*	2010	2011	2012	2013
1.	Установленная электрическая мощность турбоагрегатов ТЭЦ	МВт	447.0	447.0	410.0	410.0	410.0
2.	Установленная тепловая мощность ТЭЦ, в т.ч.	Гкал/ч	1633.8	1633.8	1494.8	1494.8	1494.8
2.1.	отопительных отборов турбоагрегатов	Гкал/ч	452.0	452.0	452.0	452.0	452.0
2.2.	производственных отборов турбоагрегатов	Гкал/ч	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0
2.3.	турбоагрегатов с противодавлением	Гкал/ч	491,0	491,0	352,0	352,0	352,0
2.4.	встроенных конденсационных пучков	Гкал/ч	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8
2.5.	пиковых водогрейных котлоагрегатов	Гкал/ч	460,0	460,0	460,0	460,0	460,0
2.6.	редукционных охладительных установок (РОУ), работающих на сетевые пиковые подогреватели	Гкал/ч	0	0	0	0	0
3.	УРУТ на выработку электроэнергии, в т.ч.:	г.у.т/кВт-ч	303,01	233,73	247,01	248,37	268,73
3.1.	на выработку электроэнергии в теплофикационном режиме	г.у.т/кВт-ч	266.76	168.45	170.81	167.34	189.64
3.2.	на выработку электроэнергии в конденсационном режиме	г.у.т/кВт-ч	371.63	373.24	390.53	374.39	420.66
5.	УРУТ на отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ	г.у.т/кВт-ч	343.30	265.55	281.80	283.64	310.39
6.	УРУТ на отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ	кг.у.т/Гкал	146.30	179.74	182.40	182.57	184.52
7.	Проектный часовой коэффициент теплофикации (Q_{\max} турбин/ Q_{\max} тэц)- проект	б/р	0.72	0.72	0.69	0.69	0.69
8.	Фактический часовой коэффициент теплофикации (Q_{\max} турбин/ Q_{\max} тэц)- факт	б/р	0.73	0.92	0.88	0.91	0.94
9.	Фактический годовой коэффициент теплофикации ($Q_{\text{год}}$ турбин/ $Q_{\text{год}}$ тэц)- факт	б/р	0.93	0.93	0.92	0.87	0.90

10.	Коэффициент использования установленной электрической мощности	%	60.26	55.0	60.2	57.9	54.6
11.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	31.3	30.3	31.0	28.4	28.9

* распределение расхода топлива производилось по пропорциональному методу.

Пермская ТЭЦ-6			2009*	2010	2011	2012	2013
1.	Установленная электрическая мощность турбоагрегатов ТЭЦ	МВт	56.7	56.7	56.7	56.7	108.26
2.	Установленная тепловая мощность ТЭЦ, в т.ч.	Гкал/ч	652.97	733.5	733.5	733.5	767.87
2.1.	отопительных отборов турбоагрегатов	Гкал/ч	0	0	0	0	0
2.2.	производственных отборов турбоагрегатов	Гкал/ч	17.0	17.0	17.0	17.0	18.5
2.3.	турбоагрегатов с противодавлением	Гкал/ч	188.7	188.7	188.7	188.7	221.57
2.4.	встроенных конденсационных пучков	Гкал/ч	0	0	0	0	0
2.5.	пиковых водогрейных котлоагрегатов	Гкал/ч	307.47	388.0	388.0	388.0	388.0
2.6.	редукционных охлаждающих установок (РОУ), работающих на сетевые пиковые подогреватели	Гкал/ч	139.8	139.8	139.8	139.8	139.8
3.	УРУТ на выработку электроэнергии, в т.ч.:	г.у.т/кВт-ч	309.53	139.32	135.67	140.23	147.43
3.1.	на выработку электроэнергии в теплофикационном режиме	г.у.т/кВт-ч	309.53	139.32	135.67	140.23	147.43
3.2.	на выработку электроэнергии в конденсационном режиме	г.у.т/кВт-ч	0	0	0	0	0
5.	УРУТ на отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ	г.у.т/кВт-ч	396.2	175.83	170.10	156.04	161.04
6.	УРУТ на отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ	кг.у.т/Гкал	146.0	173.76	172.20	166.61	173.31
7.	Проектный часовой коэффициент теплофикации (Q_{\max} турбин/ Q_{\max} тэц)- проект	б/р	0.32	0.28	0.28	0.28	0.31
8.	Фактический часовой коэффициент теплофикации (Q_{\max} турбин/ Q_{\max} тэц)- факт	б/р	0.404	0.286	0.456	0.412	0.529
9.	Фактический годовой коэффициент теплофикации ($Q_{\text{год}}$ турбин/ $Q_{\text{год}}$ тэц)- факт	б/р	0.56	0.66	0.67	0.41	0.73
10.	Коэффициент использования установленной электрической мощности	%	51.26	58.5	60.9	37.3	46.2
11.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	33.3	28.3	26.7	26.8	28.7

* распределение расхода топлива производилось по пропорциональному методу.

Пермская ТЭЦ-14			2009*	2010	2011	2012	2013
1.	Установленная электрическая мощность турбоагрегатов ТЭЦ	МВт	330	330	330	330	330
2.	Установленная тепловая мощность ТЭЦ, в т.ч.	Гкал/ч	941	941	941	941	941
2.1.	отопительных отборов турбоагрегатов	Гкал/ч	360	360	360	360	360
2.2.	производственных отборов турбоагрегатов	Гкал/ч	281	281	281	281	281
2.3.	турбоагрегатов с противодавлением	Гкал/ч	0	0	0	0	0
2.4.	встроенных конденсационных пучков	Гкал/ч	0	0	0	0	0
2.5.	пиковых водогрейных котлоагрегатов	Гкал/ч	300	300	300	300	300
2.6.	редукционных охладительных установок (РОУ), работающих на сетевые пиковые подогреватели	Гкал/ч	0	0	0	0	0
3.	УРУТ на выработку электроэнергии, в т.ч.:	г.у.т/кВт-ч	327.63	326.97	335.34	324.05	313.30
3.1.	на выработку электроэнергии в теплофикационном режиме	г.у.т/кВт-ч	229.97	202.92	184.37	183.97	158.10
3.2.	на выработку электроэнергии в конденсационном режиме	г.у.т/кВт-ч	376.80	392.73	405.52	396.10	390.13
5.	УРУТ на отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ	г.у.т/кВт-ч	363.1	365.86	373.8	262.5	351.0
6.	УРУТ на отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ	кг.у.т/Гкал	149.69	169.85	175.53	176.24	174.69
7.	Проектный часовой коэффициент теплофикации (Q_{\max} турбин/ Q_{\max} тэц)- проект	б/р	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68
8.	Фактический часовой коэффициент теплофикации (Q_{\max} турбин/ Q_{\max} тэц)- факт	б/р	1	1	1	1	1
9.	Фактический годовой коэффициент теплофикации ($Q_{\text{год}}$ турбин/ $Q_{\text{год}}$ тэц)- факт	б/р	1	1	1	1	1
10.	Коэффициент использования установленной электрической мощности	%	61.54	56.9	56.6	51.8	49.5
11.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	16.0	15.7	14.6	14.0	13.9

* распределение расхода топлива производилось по пропорциональному методу.

Пермская ТЭЦ-13			2009*	2010	2011	2012	2013
1.	Установленная электрическая мощность турбоагрегатов ТЭЦ	МВт	18	30.05	34	34	34
2.	Установленная тепловая мощность ТЭЦ, в т.ч.	Гкал/ч	293	307.57	312.4	312.4	312.4

2.1.	ГТУ-КУ (отопительных отборов турбоагрегатов)	Гкал/ч	0	14.57	19.4	19.4	19.4
2.2.	производственных отборов турбоагрегатов	Гкал/ч	0	0	0	0	0
2.3.	турбоагрегатов с противодавлением	Гкал/ч	86	86	86	86	86
2.4.	встроенных конденсационных пучков	Гкал/ч	0	0	0	0	0
2.5.	пиковых водогрейных котлоагрегатов	Гкал/ч	200	200	200	200	200
2.6.	редукционных охлаждающих установок (РОУ), работающих на сетевые пиковые подогреватели	Гкал/ч	7	7	7	7	7
3.	УРУТ на выработку электроэнергии, в т.ч.:	г.у.т/кВт-ч	324.38	157.64	146.78	180.29	174.19
3.1.	на выработку электроэнергии в теплофикационном режиме	г.у.т/кВт-ч	324.38	157.64	146.78	180.29	174.19
3.2.	на выработку электроэнергии в конденсационном режиме	г.у.т/кВт-ч	0	0	0	0	0
5.	УРУТ на отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ	г.у.т/кВт-ч	387.79	184.97	177.9	202.92	195.99
6.	УРУТ на отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ	кг.у.т/Гкал	136.92	159.21	171.54	172.41	172.25
7.	Проектный часовой коэффициент теплофикации (Q_{\max} турбин/ Q_{\max} тэц)- проект	б/р	0.29	0.28	0.275	0.275	0.275
8.	Фактический часовой коэффициент теплофикации (Q_{\max} турбин/ Q_{\max} тэц)- факт	б/р	0.63	0.67	0.73	0.67	0.74
9.	Фактический годовой коэффициент теплофикации ($Q_{\text{год}}$ турбин/ $Q_{\text{год}}$ тэц)- факт	б/р	0.84	0.72	0.86	0.62	0.62
10.	Коэффициент использования установленной электрической мощности	%	54.13	35.38	27.75	48.72	46.49
11.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	24.1	23.1	20.6	19.5	18.5

* распределение расхода топлива производилось по пропорциональному методу.

Таблица 2.31 - Перечень целевых показателей эффективности котельных

Котельная Пермской ТЭЦ-13		2009	2010	2011	2012	2013
1.	Установленная тепловая мощность	МВт	45.58	45.58	45.58	45.58
2.	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	8.34	8.34	8.34	8.34
3.	Потери установленной тепловой мощности	%	0.77	0.77	0.77	0.77
4.	Средневзвешенный срок службы	лет	-	-	-	-
5.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	154.57	155.68	155.05	154.76
6.	Собственные нужды	Гкал/ч	0.38	0.36	0.38	0.35

7.	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	169.40	170.48	169.40	169.14	172.82
8.	Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	38.54	36.60	38.46	39.18	41.53
9.	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	50.95	42.56	47.72	46.84	50.00
10.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	10.1	9.8	10.4	9.7	9.7
ЛВК-3 Пермской ТЭЦ-6			2009	2010	2011	2012	2013
1.	Установленная тепловая мощность	МВт	581.4	581.4	581.4	581.4	581.4
2.	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	458.08	458.08	458.08	458.08	458.08
3.	Потери установленной тепловой мощности	%	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28
4.	Средневзвешенный срок службы	лет	-	-	-	-	-
5.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	151.22	155.71	153.77	151.49	151.53
6.	Собственные нужды	Гкал/ч	3.39	2.61	2.41	2.13	2.36
7.	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	155.2	158.99	157.10	154.72	154.86
8.	Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	17.92	18.46	20.11	20.12	20.38
9.	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	20.48	21.78	24.05	24.56	23.81
10.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	25.7	24.8	22.5	19.95	21.5

ЧАСТЬ 3. ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ, СООРУЖЕНИЯ НА НИХ И ТЕПЛОВЫЕ ПУНКТЫ.

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждению», схема теплоснабжения г. Перми на период до 2027 года актуализируется на 2015 год, при этом за базовый год принят 2013.

а) Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до ЦТП или до ввода в жилой квартал или промышленный объект.

Структура тепловых сетей ТЭЦ-6 и ВК-3, работают параллельно на общую сеть имеющую гидравлические связи (зоны перетока) с зонами теплоснабжения ВК-2, ТЭЦ-9 (с учетом ВК-5). Что делает рассматриваемый узел особо значимым и базовым, для всей левобережной части города, а также определяет значительное влияние его развития, для использования существующего потенциала мощности, как для целей резервирования (надежности), так и управления мощностным перетоками, способствующими расширению потребительских зон, обеспеченных тепловой энергией вырабатываемой в комбинированном цикле (повышения эффективности).

Отпуск тепла с ТЭЦ-6 осуществляется по четырем тепловыводам: М1-01, М1-02, М1-03 и М1-04. Тепловывод М1-03 (2Ду=600 мм) работает выделено на нужды теплоснабжения предприятия ОАО «Энергетик-ПМ». Тепловывод М1-02 (2Ду=800 мм) работает на нужды теплоснабжения предприятия ОАО «Энергетик-ПМ» и другие промышленные объекты. В рамках эффективного сценария развития системы теплоснабжения города, с начала отопительного сезона 2013-2014 тепловывод М1-02 по средствам распределительных тепломагистралей М1-08, М1-05,

М1-09, М1-10 работает на нужды теплоснабжения жилых микрорайонов «Октябрьский», «Липовая гора», части микрорайонов «Владимирский» и «Крохалева», замещая тем самым необходимость в выработке тепловой энергии на водогрейной котельной ВК-1, выведенной из эксплуатации в связи с наличием запаса мощности на ТЭЦ-6, работающей в комбинированном цикле по выработке тепловой и электрической энергии. Схема тепломагистралей подключенных к "заводским" тепловыводам: М1-03 - радиально-тупиковая; М1-02 многокольцевая, что связано с поэтапным сооружением тепловых сетей и необходимостью резервирования.

М1-01 (2Ду=800 мм) и М1-04 (2Ду=800 мм) являются основными "городскими" тепловыводами ТЭЦ-6. М1-07 (2Ду=1000 мм) является тепловыводом ВК-3. Схема тепломагистралей, подключенных к "городским" тепловыводам (М1-01, М1-04 от ТЭЦ-6 и М1-07 от ВК-3) многокольцевая, что связано с поэтапным сооружением тепловых сетей и необходимостью резервирования. Теплоноситель по основным магистралям М1-01, М1-04, М1-07 и распределительным М1-06, М1-10, М1-11, М1-12, М1-13, М1-14, М1-15, М1-16, М1-17, М1-18, М1-19, М1-20, М1-21, М1-22, М1-23, М1-24, разводящим и квартальным сетям поступает до потребителей тепловой зоны Свердловского, Ленинского и Мотовилихинского районов города. В рамках эффективного сценария развития системы теплоснабжения города, с начала отопительного сезона 2013-2014 тепловывод М1-01 и М1-04 по средствам распределительных тепломагистралей М1-09, М1-10, М1-11 и М1-13 дополнительно работает на нужды теплоснабжения части жилых микрорайонов «Крохалева» и «Владимирский».

Перераспределение тепловых нагрузок жилых микрорайонов «Крохалева», «Владимирский», «Липовая Гора» осуществлено в рамках эффективного сценария развития системы теплоснабжения города, подразумевающего максимальную загрузку источников работающих в комбинированном цикле по выработке электрической и тепловой энергии. Водогрейная котельная ВК-1 выведена из эксплуатации в связи с её не востребованностью по выработке тепловой энергии и наличием запаса мощности на ТЭЦ-6. Реализовать данное мероприятие по переводу тепловой нагрузки позволило строительство дополнительной переточной связи между тепловой зоной ТЭЦ-6, ВК-3 и ВК-1, обозначенного в утвержденной схеме теплоснабжения г. Перми до 2027 года, как мероприятие, направленное на повышение надежности, безотказности и организации резервирования подачи тепловой энергии для потребителей в указанном районе. Данное мероприятие представлено в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Мероприятие по переводу тепловой нагрузки, строительство дополнительной переточной связи между тепловой зоной ТЭЦ-6, ВК-3 и ВК-1

Объект строительства	Длина по трассе, м	Магистраль	Существующий диаметр, мм	Перспективный диаметр, мм	Тип прокладки	Принадлежность т/с	Привязка к улице
Т-106-32 – Т-31А	348	М1-13	-	500/500	Подземная	ОАО «ВоТГК»	Коломенская

В теплорайоне ТЭЦ-6 разность геодезических отметок местности, на которой расположены тепловые сети, достигает 55м., причем ТЭЦ расположена в верхней точке. С целью поддержания допустимых давлений в обратном трубопроводе ($P_2 \leq 6$ атм.) и определенных располагаемых напоров ($\Delta H = 15 \div 20$ м) у потребителей "нижней части города" в теплорайоне функционируют понизительные насосные станции ПН-3 и ПН-20. Указанные насосные станции установлены на обратных тепломагистралях (ПН-3 на М1-01, ТК-31; ПН-20 на М1-04, П-158) и поддерживают заданное давление во всасывающем коллекторе насосов, с целью увеличения располагаемого напора, а также выполняют функцию защиты систем теплоснабжения потребителей, подключенных по зависимым схемам, не имеющих проектных защитных устройств.

На ПН-3 установлено 4 сетевых насоса типа 12 НДС и 1 сетевой насос типа 300Д90. Характеристика насосов этих насосов представлена в таблице 3.2

Таблица 3.2 – Характеристика насосов ПН-3

Тип насоса	12 НДС	300 Д 90
Производительность	1080 м3/час	1260 м3/час
Напор	40 м в. ст.	51 м в. ст.
Мощность электродвигателя	125 кВт	160 кВт
Напряжение	380 В	380 В
Частота вращения	1450 об/мин	1450 об/мин

Расчетный расход сетевой воды через насосную ПН-3 составляет 1570 м3/час.

На ПН-20 установлено 4 сетевых насоса. Характеристика этих насосов представлена в таблице 3.3

Таблица 3.3 – Характеристика насосов ПН-20

Тип насоса	300 Д 70
Производительность	1250 м3/час
Напор	64 м в. ст.
Мощность электродвигателя	315 кВт
Напряжение	6000 В
Частота вращения	1470 об/мин

Расчетный расход сетевой воды через насосную ПН-20 составляет 3000 м3/час.

ПН-3 и ПН-20 работают параллельно через соединительные перемычки между М1-01 и М1-04 в "нижней зоне" насосных по средствам открытых задвижек на обратных трубопроводах в ТК-55Б, ТК-45-4, ТК-49.

Теплорайон ТЭЦ-6 и ВК-3 имеет границы с теплорайоном ВК-2 на М1-06 в ТК-518, на М1-19 в ТК-16-0-15 и теплорайоном ТЭЦ-9 на М1-20 в ТК-655, ТК-655Б, на М1-18 в ТК-129а, ТК-573-14а, на М1-14 в ТК-165.

Выделение теплорайона ТЭЦ-6 и ВК-3 в указанных границах обосновано следующим:

- ✓ Границы с теплорайоном ТЭЦ-9 определены гидравлическим расчетом с учетом оптимального гидравлического режима для работы системы теплоснабжения в теплорайонах ТЭЦ-9 и ТЭЦ-6.
- ✓ Границы с теплорайоном ВК-2 сложились "исторически" на основе прежней схемы теплоснабжения г. Перми с учетом перспективы развития источников и сетей теплорайонов.

В летний период выработка тепловой энергии на нужды горячего водоснабжения осуществляется только на ТЭЦ-6 с полным остановом ВК-3. Летние границы теплорайона ТЭЦ-6 аналогичны зимним границам.

Структура тепловых сетей ВК-1

Отпуск тепла от крупной районной котельной ВК-1 работающей на микрорайоны «Крохалева», «Липовая гора» и «Владимирский» прекращен в рамках эффективного сценария развития системы теплоснабжения города, подразумевающего максимальную загрузку источников работающих в комбинированном цикле по выработке электрической и тепловой энергии. Водогрейная котельная ВК-1 выведена из эксплуатации в связи с её не востребованностью по выработке тепловой энергии и наличием запаса мощности на ТЭЦ-6.

Структура тепловых сетей ТЭЦ-9

Отпуск тепла с ТЭЦ-9 осуществляется по четырем тепловыводам: М2-01 (2Ду=500 мм), М2-02 (2Ду=700 мм), М2-04 (2Ду=1000 мм) и М2-09 (2Ду=700 мм). Схема тепломагистралей подключенным к тепловыводам ТЭЦ-9 представляет собой сложную многокольцевую

гидравлическую систему, сложившуюся в результате поэтапного сооружения тепловых сетей, необходимости резервирования, роста тепловой нагрузки в теплофицированных районах. Теплоноситель по основным магистралям М2-01, М2-02, М2-03, М2-04, М2-05, М2-09 и распределительным М2-10, М2-11, М2-12, М2-13, М2-14, М2-15, М2-16, М2-18, М2-19, разводящим и квартальным сетям поступает до потребителей тепловой зоны Индустриального и Ленинского районов города. Поэтапное развитие схемы, определило наличие многочисленных резервных линий, а также зон перетока, позволяющих осуществлять развитие системы в существующих «инфраструктурных коридорах» с широким диапазоном свободной мощности основного оборудования источника тепла.

В теплорайоне ТЭЦ-9 разность геодезических отметок местности, на которой расположена тепловая сеть, составляет 65м. С целью поддержания допустимых давлений в обратном трубопроводе ($P_2 \leq 6$ атм.) и определенных располагаемых напоров ($\Delta H=15 \div 20$ м) у потребителей «низа города» в теплорайоне функционируют понизительные насосные станции ПН-2, ПН-17, ПН-15. Насосные установлены на обратных тепломагистралях (ПН-2 на М2-04, ТК-507; ПН-17 на М2-10, ТК-108А; ПН-15 на М2-02, ТК-36А) и поддерживают заданное давление во всасывающем коллекторе насосов. ПН-15 работает на локальную «нижнюю» зону тепломагистрали М2-02, по схеме: ПН-15 ÷ ТК-40 ÷ ТК-49 ÷ ТК-579-3А ÷ ТК-579-29 ÷ ТК-655. ПН-2 и ПН-17 работают последовательно на локальную «нижнюю» зону М2-04, по схеме: ПН-2 ÷ ТК-517 ÷ ТК-108 ÷ ПН-17 ÷ ТК-573-8А ÷ ТК-573 ÷ ТК-579 ÷ ТК-589.

На ПН-2 установлено 4 сетевых насоса типа 300Д90 и 1 сетевой насос типа 12 НДС. Характеристика этих насосов представлена в таблице 3.4

Таблица 3.4 – Характеристика насосов ПН-2

Тип насоса	300Д90	12 НДС
Производительность	1200 м ³ /час	1250 м ³ /час
Напор	38 м в. ст.	38 м в. ст.
Мощность электродвигателя	200 кВт	200 кВт
Напряжение	380 В	380 В
Частота вращения	1480 об/мин	1450 об/мин

Расчетный расход сетевой воды через насосную составляет 2300 м³/час.

На ПН-17 установлено 3 сетевых насоса. Характеристика этих насосов представлена в таблице 3.5

Таблица 3.5 – Характеристика насосов ПН-17

Тип насоса	СЭ 1250–70
Производительность	1250 м ³ /час
Напор	40 м в. ст.
Мощность электродвигателя	315 кВт
Напряжение	6000 В
Частота вращения	1480 об/мин

Расчетный расход сетевой воды через насосную составляет 1215 м³/час.

На ПН-15 установлено 3 сетевых насоса. Характеристика этих насосов представлена в таблице 3.6

Таблица 3.6 – Характеристика насосов ПН-15

Тип насоса	СЭ 1250–70
Производительность	1250 м ³ /час
Напор	50 м в. ст.
Мощность электродвигателя	320 кВт
Напряжение	6000 В
Частота вращения	1480 об/мин

Расчетный расход сетевой воды через насосную составляет 1270 м³/час.

В теплорайоне ТЭЦ-9 на подающем теплопроводе М2-04 (ТК-459) установлена повысительная насосная ПН-1, находящаяся в настоящее время в резерве. Необходимость использования ПН-1 при номинальном режиме отпала с вводом в эксплуатацию водогрейной котельной №5 в Кондратово, выделением тепловой зоны ВК-5 и перевода части нагрузки в связи с этим с ТЭЦ-9 на ВК-5. ПН-1 включается в работу при возникновении "нештатных" ситуаций на основных тепломагистралях М2-02, М2-04, на участках от ТЭЦ-9 до ТК-500. На ПН-1 установлено 3 сетевых насоса. При этом оборудование указанной насосной станции, имеет высокий потенциал дальнейшего использования, за счет перевода в базовую работу при увеличении нагрузки в зоне перетока ТЭЦ-9/ТЭЦ-6/ВК-3 при реализации пилотного проекта, по зоне комплексной застройки (микрорайон «Бахаревка»). Характеристика насосов ПН-1 представлена в таблице 3.7

Таблица 3.7 – Характеристика насосов ПН-1

Тип насоса	24 СД–15
Производительность	2500 м ³ /час
Напор	35 м в. ст.
Мощность электродвигателя	500 кВт
Напряжение	6000 В
Частота вращения	1480 об/мин

На тепломагистрали М2-04 (П–560) находится понизительная насосная № 5. ПН-5 находится в резерве и включается в работу при необходимости вывода из работы ПН-17. На ПН-5 установлено 3 сетевых насоса. Характеристика насосов ПН-5 представлена в таблице 3.8

Таблица 3.8 – Характеристика насосов ПН-5

Тип насоса	300 Д 90
Производительность	1260 м ³ /час
Напор	30 м в. ст.
Мощность электродвигателя	250 кВт
Напряжение	380 В
Частота вращения	1450 об/мин

Теплорайон ТЭЦ-9 имеет границы с теплорайоном ВК-5 на М2-09 в П-847, на М2-02 в ТК-46, на М2-17 в ТК-579-29; с теплорайоном ТЭЦ-6 на М1-20 в ТК-655, ТК-655Б, на М1-18 в ТК-573-14а, на М1-14 в ТК-165; на М2-13 в ТК-755

Выделение теплорайона ТЭЦ-9 в указанных границах обосновано следующим:

- ✓ Границы с теплорайоном ТЭЦ-6 и ВК-5 определены гидравлическим расчетом с учетом оптимального гидравлического режима для работы системы теплоснабжения в теплорайонах ТЭЦ-9 и ТЭЦ-6, ВК-5. При этом следует учитывать, что решение о текущем разграничении зон теплоснабжения между ТЭЦ-9 и ВК-5, определялись ранее действующими локальными градостроительными планами (значительно расширявшими территориальные пятна застройки), но так и не получившее развития впоследствии. Соответственно, существующие зоны эксплуатационной ответственности, подлежат пересмотру, учитывающему документы (изменения в документы) территориального планирования, вступающие (вступившие) в силу.
- ✓ Границы с теплорайоном ТЭЦ-6 на М2-13 в ТК-755 обусловлены реализацией эффективного сценария развития системы теплоснабжения города (перераспределение тепловой нагрузки микрорайонов «Крохалева», «Липовая Гора», «Владимирский» с ВК-1 на ТЭЦ-6).

В летний период имеется техническая возможность перевода всей нагрузки микрорайонов «Крохалева», «Липовая Гора» и ВК-5 на ТЭЦ-9 (в настоящее время 29.5 Гкал/час и 25.3 Гкал/час соответственно).

Схема тепловых сетей теплорайонов ТЭЦ-9 и ТЭЦ-6 имеет гидравлические связи. Эти связи позволяют переключать в летний период отдельные участки сети на питание от той или иной ТЭЦ (ТЭЦ-9, ТЭЦ-6).

Структура тепловых сетей ТЭЦ-13

Отпуск тепла с ТЭЦ-13 осуществляется по тепловыводу М3-01 (2Ду=800 мм). По основной и соединительной тепломагистрале М3-01 и М3-03 (2Ду=400 мм) и распределительным тепловым сетям, теплоноситель поступает от ТЭЦ-13 к потребителям жилого района Гайва. Схема тепломагистралей – радиально-тупиковая. Тепломагистрале М3-01 и М3-03 работают на кольцо. Пропускная способность тепломагистралей обеспечивает нормальный гидравлический режим для работы систем теплопотребления, что подтверждается гидравлическим расчетом тепловых сетей теплорайона. Структура тепловых сетей рассматриваемого района, не обладаем потенциалом, позволяющим реализовать значимые (кардинальные) технические и технологические решения значительно улучшающие существующую операционную эффективность теплоэнергетического сектора.

Структура тепловых сетей ТЭЦ-14

Отпуск тепла с ТЭЦ-14 осуществляется по основным тепломагистралям М4-01 (2Ду=700 мм), М4-03 (2Ду=800 мм) и распределительным М4-04 (2Ду=400 мм), М4-05 (2Ду=400 мм), М4-06 (2Ду=500 мм), М4-07 (2Ду=400 мм), М4-08 (2Ду=500 мм), М4-02 (2Ду=400 мм), М4-10 (2Ду=300 мм), теплоноситель поступает в жилые районы Закамск, Крым, Октябрьский, Нижняя Курья и промпредприятия теплорайона. По "заводскому" тепловыводу 2Ду=500 мм, теплоноситель поступает на объекты ОАО "Галоген".

Схема тепломагистралей подключенных к "городским" тепловыводам радиально-тупиковая с жестким выделением на основные тепломагистрале М4-01 и М4-03. При возникновении "нештатных" ситуаций схема позволяет переключение распределительных тепломагистралей (М4-04 ... М4-10) на одну из основных (М4-01, М4-03). При этом основные технические и конструктивные параметры существующей схемы теплоснабжения рассматриваемого узла, могут быть значительно улучшены за счет реализации проекта, позволяющего перейти на сниженные параметры теплоносителей, отпускаемых с коллекторов источника тепловой энергии.

Структура тепловых сетей ВК-2

Отпуск тепла от ВК-2 осуществляется по двум тепловыводам: "городскому" и "заводскому".

От "заводского" тепловывода (2Ду=700 мм) теплоноситель поступает в промышленную зону группы предприятий ОАО «Мотовилихинские заводы».

От "городского" тепловывода (2Ду=800 мм) теплоноситель поступает по основной тепломагистрале М1-06 (2Ду=600 мм) и распределительным тепловым сетям к потребителям жилых районов Висим, Рабочий поселок, Городские горки (район "Цирка" являющегося зоной перетока, возможной к покрытию продуктами вырабатываемыми как в режиме комбинированной выработки (при непиковых нагрузках), так и в режиме некомбинированной выработки (при пиковых нагрузках и возникновению ситуации с вынужденным дефицитом мощности на базовом источнике тепла (ТЭЦ-6)). Схема тепломагистралей, подключенных к "городскому" тепловыводу – радиально-тупиковая.

В теплорайоне ВК-2 разность геодезических отметок местности, на которой расположена тепловая сеть, составляет 60м, причем котельная расположена в нижней точке. Для повышения давления сетевой воды в подающем трубопроводе, с целью обеспечения нормальных располагаемых напоров у конечных потребителей и обеспечения не вскипания сетевой воды, на

М1-06, в Т-549, функционирует повысительная насосная станция ПН-21. На ПН-21 установлены 4 сетевых насоса. Характеристика насосов ПН-21 представлена в таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Характеристика насосов ПН-21

Тип насоса	СЭ 1250–70-11
Производительность	1250 м ³ /час
Напор	70 м в. ст.
Мощность электродвигателя	315 кВт
Напряжение	6000 В
Частота вращения	1480 об/мин

Расчетный расход сетевой воды через насосную составляет 1680 м³/час

Теплорайон ВК-2 имеет границы с теплорайоном ТЭЦ-6 (ВК-3) на М1-06 в ТК-518 и на М1-19 в ТК-16-0-15.

Выделение теплорайона ВК-2 в указанных границах обосновано пропускной способностью основной тепломагистрали М1-06 (2Ду=600 мм), обеспечивающей нормальный гидравлический режим для работы систем теплоснабжения, что подтверждается гидравлическим расчетом тепловых сетей теплорайона.

Схема тепловых сетей позволяет, при возникновении нештатных ситуаций, осуществлять перевод части нагрузки с ВК-3 на ВК-2 в пределах границ узлов К-8 и К-500 (М1-19), а так же организовать передачу теплоносителя для подпитки ВК-2. Передача подпиточной воды с ВК-2 на ВК-3 возможна при врезке межтрубной перемычки в граничном узле 1-06-К-518 между подающим трубопроводом со стороны ВК-2 и обратным со стороны ВК-3. В качестве существующих ограничений, критичным является несоответствие располагаемой и фактически используемой мощности источника, что влечет за собой многочисленные нарушения режимных параметров у потребителей (вследствие избыточных параметров на вводе потребительских установок в переходных режимах) и низкий КИУМ в летнем периоде, приводящий к вынужденной реализации непроектных режимов при реализации заданных тепло гидравлических параметров (режим периодического «натоп»).

Структура тепловых сетей ВК-5

Отпуск тепла от ВК–5 осуществляется по пяти тепловыводам: 2Ду=800 мм на жилой район Парковый, 2Ду=500 мм жилой район Заостровка, 2Ду=400 мм на деревню Кондратово, 2Ду=400 и 2Ду=300 мм на ООО «Пермский тепличный комбинат».

По "городскому" тепловыводу теплоноситель поступает по основным тепломагистралям М2-20 (2Ду=800 мм), М2–09 (2Ду=800 мм и 500мм), М2–17 (2Ду=400 мм) к потребителям жилого района Парковый, Железнодорожный, Госуниверситет.

Схема тепломагистралей – радиально-тупиковая.

Теплорайон ВК–5 имеет границы с теплорайоном ТЭЦ-9 на М2-09 в П-847, на М2-17 в ТК-46 (ТК-900), на распределительной теплосети в ТК-579-29 (ул. Ленина – ул. Хохрякова).

Выделение теплорайона ВК–5 в указанных границах обосновано балансом установленной мощности источника (необходимостью поддержания номинальной базы потребления тепловой нагрузки, для обеспечения надежности функционирования основного оборудования источника тепла) и присоединенной нагрузки обеспечивающей базовую потребность сложившейся схемы, а так же пропускной способностью тепломагистралей, обеспечивающей нормальный гидравлический режим для работы систем теплоснабжения, что подтверждается гидравлическим расчетом тепловых сетей теплорайона.

В летний период имеется техническая возможность перевода всей нагрузки зоны "городского" тепловывода ВК-5 на ТЭЦ-9, позволяющая значительно увеличить эффективность всего узла за счет снижения удельного расхода топлива на выработку тепловой энергии.

Схема тепловых сетей позволяет при возникновении нестандартных ситуаций осуществлять передачу теплоносителя для подпитки ВК-5.

Структура тепловых сетей котельной микрорайона Вышка-2

Отпуск тепла от котельной микрорайона Вышка-2 осуществляется по тепловыводу $2\text{Ду}=500$ мм. По основной тепломатриале и распределительным тепловым сетям, теплоноситель поступает к ЦТП (10 шт.) и потребителям жилого района Вышка-2. Схема включения тепловых сетей – радиально-тупиковая.

Структура тепловых сетей котельной микрорайона Кислотные Дачи

Отпуск тепла от котельной микрорайона Кислотные дачи осуществляется по тепловыводу $2\text{Ду}=500$ мм. По основной тепломатриале и распределительным тепловым сетям, теплоноситель поступает к потребителям жилого района Кислотные Дачи. Схема включения тепловых сетей – радиально-тупиковая.

Структура тепловых сетей котельной ООО «Пермский картон»

Отпуск тепла от источника осуществляется по тепловыводу $2\text{Ду}=500$ мм по основной тепломатриале до ЦТП микрорайона Бумажник. Насосное оборудование ЦТП осуществляет изменение температурного и гидравлического режима теплоносителя до приемлемого значения и дальнейшего распределения по разводящим тепловым сетям микрорайона. Схема включения тепловых сетей – радиально-тупиковая.

Структура тепловых сетей котельной «ПНИПУ»

Отпуск тепла от источника осуществляется по тепловыводу $2\text{Ду}=400$ мм и распределительным тепловым сетям до учебных корпусов университета и ЦТП (2 шт.) микрорайона Студенческий городок. Схема включения тепловых сетей – радиально-тупиковая.

Структура тепловых сетей котельной микрорайона Новые Ляды

Отпуск тепла от котельной осуществляется по двум тепловыводам: $2\text{Ду}=300$ мм и $2\text{Ду}=250$ мм. По распределительным тепловым сетям, теплоноситель поступает к потребителям жилого района Новые Ляды. Схема включения тепловых сетей – радиально-тупиковая, с возможностью работать на общее кольцо.

Структура тепловых сетей котельной микрорайона Молодежный

Отпуск тепла от котельной микрорайона Молодежный осуществляется по двум тепловыводам $2\text{Ду}=350$ мм и $2\text{Ду}=250$ мм. По распределительным тепловым сетям, теплоноситель поступает к ЦТП (6 шт.) и потребителям жилого района Молодежный. Схема включения тепловых сетей – радиально-тупиковая.

Структура тепловых сетей котельной микрорайона Левшино

Отпуск тепла от котельной микрорайона Левшино осуществляется по тепловыводу $2\text{Ду}=350$ мм. По распределительным тепловым сетям, теплоноситель поступает к ЦТП (2 шт.) и потребителям части жилого района Левшино. Схема включения тепловых сетей – радиально-тупиковая.

Структура тепловых сетей котельной ОАО РЖД Западная

Отпуск тепла от котельной по двум тепловыводам по $2Dy=300$ мм. По распределительным тепловым сетям, теплоноситель поступает к потребителям жилых кварталов микрорайона Акулова. Схема включения тепловых сетей – радиально-тупиковая.

Структура тепловых сетей котельной ПДК

Отпуск тепла от котельной ПДК осуществляется по тепловыводу $2Dy=300$ мм. По распределительным тепловым сетям, теплоноситель поступает к потребителям жилых кварталов части микрорайона ПДК. Схема включения тепловых сетей – радиально-тупиковая.

Структура тепловых сетей котельной ОАО НПО «Искра»

Отпуск тепла от котельной осуществляется по распределительным тепловым сетям к объектам ОАО НПО «Искра» и потребителям жилых кварталов части микрорайона Молодежный. Схема включения тепловых сетей – радиально-тупиковая.

В рамках поступившей информации при актуализации схемы теплоснабжения г. Перми, ОАО НПО «Искра» предлагает предусмотреть изменение схемы теплоснабжения таким образом, чтобы исключить котельную ОАО НПО «Искра» как источник тепловой энергии для потребителей части микрорайона Молодежный, а сами объекты запитать от котельной «поселка Энергетик», расположенной по адресу ул. Краснослудская, 5 (ВК-20).

Структура тепловых сетей котельной по адресу Хабаровская 139

Отпуск тепла от котельной находящейся по адресу Хабаровская 139 осуществляется по тепловыводу $2Dy=300$ мм. По распределительным тепловым сетям теплоноситель поступает к потребителям жилых кварталов части микрорайона Акулова. Схема включения тепловых сетей – радиально-тупиковая.

Структура тепловых сетей котельной по адресу Генерала Наумова 18а

Отпуск тепла от котельной осуществляется по тепловыводу $2Dy=300$ мм. По распределительным тепловым сетям теплоноситель поступает к потребителям 3-х жилых кварталов микрорайона Акулова. Схема включения тепловых сетей – радиально-тупиковая.

Структура тепловых сетей котельной поселка Заозерье

Отпуск тепла от котельной осуществляется по тепловыводу $2Dy=300$ мм. По распределительным тепловым сетям теплоноситель поступает к потребителям жилых кварталов поселка Заозерье. Схема включения тепловых сетей – радиально-тупиковая.

Структура тепловых сетей котельной микрорайона Ива

Отпуск тепла от котельной осуществляется по тепловыводу $2Dy=250$ мм. По распределительным тепловым сетям теплоноситель поступает к потребителям жилого района Ива («Грибоедова»). Схема включения тепловых сетей – радиально-тупиковая.

Структура тепловых сетей котельной ОАО «ПЗСП»

Отпуск тепла от источника осуществляется по двум тепловыводам: "городскому" и "заводскому". От "заводского" тепловывода теплоноситель поступает в промышленную зону предприятия ОАО «ПЗСП». Теплоноситель по "городскому" выводу №1 ($2Dy=200$ мм) поступает до ЦТП-1; по "городскому" выводу №2 ($2Dy=250$ мм) поступает до 4-х ЦТП микрорайона Пролетарский. Схема включения тепловых сетей – радиально-тупиковая. Существующая схема

теплоснабжения оптимальна за счет: высокого КИУМ, определяющего снижение существующих эксплуатационных издержек, при стабильном объеме узловой выработки.

Структура тепловых сетей ВК-20

Отпуск тепла от ВК–20 осуществляется по тепловыводу $2Ду=250$ мм. По основной тепломагистрали и распределительным тепловым сетям теплоноситель поступает от ВК–20 к потребителям жилого района Камгэс. Схема включения тепловых сетей – радиально-тупиковая. При этом следует отметить, что дополнительный объем заявок на подключение объектов нового строительства значительно превышает базовое предложение полезной мощности от источника. В данном случае необходима реконструкция существующих мощностей с переводом на график качественного регулирования, установленный для остальных источников тепловой энергии, входящих в контур ОАО «ВоТГК».

Структура тепловых сетей котельной по адресу Лепешинской 3

Отпуск тепла от котельной осуществляется по тепловыводу $2Ду=250$ мм. По распределительным тепловым сетям теплоноситель поступает к потребителям 3-х жилых кварталов микрорайона Акулова. Схема включения тепловых сетей – радиально-тупиковая.

Структура тепловых сетей котельной по адресу Каменского 28а

Отпуск тепла от котельной находящейся по адресу Каменского 28а осуществляется по тепловыводу $2Ду=250$ мм. По распределительным тепловым сетям теплоноситель поступает к потребителям жилого квартала микрорайона Парковый. Схема включения тепловых сетей – радиально-тупиковая.

Структура тепловых сетей ЗАО «Новомет-Пермь»

Отпуск тепла от источника осуществляется по двум тепловыводам: “городскому” и “заводскому”. От “заводского” тепловывода теплоноситель поступает в промышленную зону предприятия ЗАО «Новомет-Пермь». Теплоноситель по “городскому” выводу ($2Ду=200$ мм) и квартальным сетям поступает к жилому фонду микрорайона Ремзавод. Схема включения тепловых сетей – радиально-тупиковая.

Структура тепловых сетей котельной поселка Запруд

Отпуск тепла от котельной осуществляется по тепловыводу $2Ду=200$ мм. По распределительным тепловым сетям теплоноситель поступает к потребителям жилых кварталов поселка Запруд. Схема включения тепловых сетей – радиально-тупиковая.

Структура тепловых сетей котельной Криворожская

Отпуск тепла от котельной Криворожская осуществляется по тепловыводу $2Ду=200$ мм. По распределительным тепловым сетям теплоноситель поступает к потребителям жилых кварталов части микрорайона Левшино. Схема включения тепловых сетей – радиально-тупиковая.

Структура тепловых сетей котельной микрорайона Чапаевский

Отпуск тепла от котельной микрорайона Чапаевский осуществляется по тепловыводу $2Ду=200$ мм. По распределительным тепловым сетям, теплоноситель поступает к ЦТП и потребителям жилого района Чапаевский. Схема включения тепловых сетей – радиально-тупиковая.

Структура тепловых сетей котельной Банная гора

Отпуск тепла от котельной Банная гора осуществляется по тепловыводу $2Dy=200$ мм. По распределительным тепловым сетям теплоноситель поступает к потребителям Пермской краевой клинической психиатрической больницы. Схема включения тепловых сетей – радиально-тупиковая.

Структура тепловых сетей котельной Бахаревская

Отпуск тепла от котельной Бахаревская осуществляется по тепловыводу $2Dy=200$ мм. По распределительным тепловым сетям теплоноситель поступает к потребителям частного сектора по ул. 1-я Бахаревская. Схема включения тепловых сетей – радиально-тупиковая.

Структура тепловых сетей котельной поселка Окуловский

Отпуск тепла от котельной осуществляется по тепловыводу $2Dy=200$ мм. По распределительным тепловым сетям теплоноситель поступает к 5 потребителям жилого района Окуловский. Схема включения тепловых сетей – радиально-тупиковая.

Структура тепловых сетей котельной по адресу Хабаровская 36а

Отпуск тепла от котельной находящейся по адресу Хабаровская 36а осуществляется по тепловыводу $2Dy=150$ мм. По распределительным тепловым сетям теплоноситель поступает к потребителям жилых кварталов части микрорайона Акулова. Схема включения тепловых сетей – радиально-тупиковая. В настоящее время котельная не осуществляет выработку тепловой энергии, а работает в режиме ЦТП зоны действия котельной по адресу Хабаровская 139.

Структура тепловых сетей котельной санатория Подснежник

Отпуск тепла от котельной Подснежник осуществляется по тепловыводу $2Dy=150$ мм. По распределительным тепловым сетям теплоноситель поступает к потребителям детского пульмонологического санатория «Светлана». Схема включения тепловых сетей – радиально-тупиковая.

Структура тепловых сетей котельной ДИПИ

Отпуск тепла от котельной ДИПИ осуществляется по тепловыводу $2Dy=150$ мм. По распределительным тепловым сетям теплоноситель поступает к потребителям Верхнекурьюинского геронтологического центра и жилого квартала «Боровицкий». Схема включения тепловых сетей – радиально-тупиковая.

Структура тепловых сетей котельной по адресу Чусовская 27

Отпуск тепла от котельной осуществляется по тепловыводу $2Dy=150$ мм. По распределительным тепловым сетям теплоноситель поступает к объектам РЖД и потребителям жилого района Новые Ляды. Схема включения тепловых сетей – радиально-тупиковая.

Структура тепловых сетей котельной по адресу Борцов Революции 151

Отпуск тепла от котельной осуществляется по тепловыводу $2Dy=150$ мм. По распределительным тепловым сетям теплоноситель поступает к 4 потребителям жилого района Курья. Схема включения тепловых сетей – радиально-тупиковая.

Структура тепловых сетей ФГУП НПО «Биомед»

Отпуск тепла от котельной осуществляется на нужды предприятия НПО «Биомед» и потребителей жилого района Южный. По тепловыводу $2Dy=150$ мм, по основной и квартальным тепловым сетям, теплоноситель поступает к потребителям жилого квартала и школы-интерната для глухих. Схема включения тепловых сетей – радиально-тупиковая.

Структура тепловых сетей котельной по адресу Костычева 9

Отпуск тепла от котельной осуществляется по тепловыводу $2Dy=150$ мм. По тепловым сетям теплоноситель поступает к 3 жилым домам микрорайона Пролетарский. Схема включения тепловых сетей – радиально-тупиковая.

Структура тепловых сетей котельной по адресу Пышминская 12

Отпуск тепла от котельной осуществляется по тепловыводу $2Dy=125$ мм. По распределительным тепловым сетям теплоноситель поступает к 12 и потребителям жилого района Верхняя Курья. Схема включения тепловых сетей – радиально-тупиковая.

Структура тепловых сетей котельной ДОС

Отпуск тепла от котельной ДОС осуществляется по тепловыводу $2Dy=80$ мм. По распределительным тепловым сетям теплоноситель поступает к 5 потребителям жилого квартала по ул. Борцов Революции. Схема включения тепловых сетей – радиально-тупиковая.

Структура тепловых сетей котельной Вышка-1

Отпуск тепла от котельной осуществляется по тепловыводу $2Dy=100$ мм. По тепловой сети теплоноситель поступает к жилому дому по адресу ул. Труда, 61.

Структура тепловых сетей котельной по ул. Брикетная

Отпуск тепла от котельной осуществляется по тепловыводу $2Dy=80$ мм. По распределительным тепловым сетям теплоноситель поступает к 4 потребителям жилого района Камская Долина. Схема включения тепловых сетей – радиально-тупиковая.

Структура тепловых сетей котельной Гор больницы №1

Отпуск тепла от котельной осуществляется по тепловыводу $2Dy=70$ мм. По тепловой сети теплоноситель поступает к корпусам Краевой клинической инфекционной больницы.

Структура тепловых сетей котельной ВК Кавказская, 24

Отпуск тепла от котельной осуществляется по тепловыводу $2Dy=100$ мм. По тепловой сети $2Dy=80$ мм теплоноситель поступает к ИТП жилых домов по ул. Кавказская, 24а и Кавказская, 24б.

Структура тепловых сетей котельной ВК Менжинского, 36

Отпуск тепла осуществляется от теплогенерирующего оборудования из модульной котельной МГК-2,0 расположенной непосредственно у здания по ул. Менжинского, 36. По распределительным тепловым сетям теплоноситель напрямую поступает к теплопотребляющим установкам.

Структура тепловых сетей котельной по ул. Делегатская, 34

Отпуск тепла от котельной осуществляется по тепловыводу $2Dy=300$ мм. По распределительным тепловым сетям теплоноситель поступает к группе потребителей жилого микрорайона «Левшино». Схема включения тепловых сетей – радиально-тупиковая.

Структура тепловых сетей котельной микрорайона Вышка-2 ООО «УралГео Девелопмент»

Строящаяся котельная. В 2015 году планируется осуществлять отпуск тепла от котельной по тепловыводу $2Dy=300$ мм. По распределительным тепловым сетям теплоноситель поступает к потребителям (10-ти этажный жилой дом – 1 очередь) жилого района Вышка-2 ООО «УралГео

Девелопмент». Схема включения тепловых сетей – радиально-тупиковая, с возможностью работать на общее кольцо.

Структура тепловых сетей котельной микрорайона Вышка-2 ОАО «СПК»

Строящаяся котельная. В 2014 году планируется осуществлять отпуск тепла от котельной по тепловыводу $2Ду=200$ мм. По распределительным тепловым сетям теплоноситель поступает к потребителям (10-ти этажный и пять 17-ти этажных жилых домов – 1 очередь) жилого района Вышка-2 ОАО «СтройПанельКомплект» Схема включения тепловых сетей – радиально-тупиковая.

Структура тепловых сетей котельной по адресу ул. Борцов Революции, 1а

Строящаяся котельная. В 2015 году планируется осуществлять отпуск тепла от котельной по тепловыводу $2Ду=200$ мм. По распределительным тепловым сетям теплоноситель поступает к потребителям (7 4-х этажных жилых домов) жилого района по ул. Борцов Революции, 1а. Схема включения тепловых сетей – радиально-тупиковая.

Структура тепловых сетей котельной по адресу ул. Сигаева, 2а

Строящаяся котельная. В 2014 году планируется осуществлять отпуск тепла от теплогенерирующего оборудования модульной котельной МГК-1.5 расположенной непосредственно у здания по ул. Сигаева, 2а с установленными на ней водогрейными котлами типа ICI REX 75. По распределительным тепловым сетям теплоноситель напрямую поступает к теплопотребляющим установкам.

б) Электронные и бумажные схемы тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии.

Схемы тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии представлены в [приложении 3](#).

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

Технологические параметры тепловых сетей по каждому участку, включая материальную характеристику, в разрезе источников, изложены в [приложении 4](#). Тип компенсирующих устройств тепловой сети учтен в сумме коэффициентов местных сопротивлений каждого участка. Как правило, используется П-образная и Г-образная компенсация температурных удлинений; в черте плотной городской застройки используются сальниковые компенсаторы. В местах прокладки тепловых сетей преобладают суглинистые почвы, которые характеризуются минимальными подвижками, поэтому критерий наименее надежных участков связан только с годом начала эксплуатации трубопровода и строительных конструкций. В местах, где уровень стояния грунтовых вод выше уровня дна канала теплотрассы, используется дренаж, позволяющий отводить избыточную влагу от тепловых сетей.

г) Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях.

Количество секционирующей арматуры на тепловых сетях, в разрезе источников тепла, представлено в [приложении 5](#).

В качестве секционирующей арматуры в тепловых сетях первого контура широкое применение получили задвижки типа ЗКл с рабочим давлением 1,6 МПа и более. На трубопроводах

большого диаметра в некоторых случаях, где нет доступа посторонних лиц, запорная арматура оснащена электроприводами. В последнее время получили распространение дисковые поворотные затворы фирмы «Баламакс», «Хёгсвор», характеризующиеся меньшей массой и габаритными размерами в сравнении с классической запорной арматурой.

Регулирующая арматура на тепловых сетях первого контура используется в насосных станциях. К регулирующей арматуре относятся регуляторы давления, которые поддерживают заданное давление на всасе понизительной и на напоре повысительной насосной станции, согласно режимной карты. Режимная карта работы насосных станций представлена в таблице. Регуляторами оснащены все насосные станции, работающие на магистральных тепловых сетях: ПН-1, ПН-2, ПН-3, ПН-5, ПН-13, ПН-15, ПН-17, ПН-18, ПН-20, ПН-21.

ПАРАМЕТР	ОБЪЕКТ	ПН-2	ПН-5	ПН-17	ПН-15	ТК-518		П-847		ПН-3	П-39	ПН-20	ПН-18	ПН-21	КРП 3-го Р-НА	ПН-13
						ВК-2	ВК-3	ВК-5	ТЭЦ-9							
Давление в подающем теплопроводе по пьезометрическому графику	P₁₁	62	89	68	78	50	55	82	131	48	51	61	78	86	125	74
Давление в обратном теплопроводе по пьезометрическому графику	P₂₁	40	65	54	54	16	38	40	71	38	25	45	25	53	21	52
Давление в подающем теплопроводе по пьезометрическому графику	P₁₂	59	71	60	56					48	45	55	78	110	60	74
Давление в обратном теплопроводе по пьезометрическому графику	P₂₂	19	46	24	20					17		17	42	53	21	38
Давление, при котором срабатывает клапан рассечки		25	55	32	28						30	25				50
Давление, при котором включается насос, стоящий на АВР		23		30	24					22		22		85-110*		42
Давление, при котором отключается насос, стоящий на АВР		10		15	15					10		10		150		25
Выдержка времени при автоматическом включении резервного насоса (сек.)		7-8		7-8	7-8					7-8		7-8				
Время закрытия клапана рассечки (сек.)		5-10	5-10	5-10	5-10						25	26				5-10
Время открытия клапана рассечки (мин.)		15-20	15-20	15-20	15-20						7	15				
Статическое давление со стороны источника тепла		31		54	42					25	30	35	45	55	25	50
Статическое давление со стороны потребителей		31		31	24					22	30	22	45	75	25	50

Примечания:

1. В режимной карте указаны избыточные (манометрические) давления в метрах водяного столба (м вод. ст.).
2. Давления на всасе насосов понизительных насосных поддерживаются регуляторами с точностью ± 2 м вод. ст.
3. Точность настройки клапанов рассечки ± 2 м вод. ст.
4. Статический напор в нижней зоне ПН-3, ПН-15, ПН-17, ПН-20 обеспечивается их насосами, в верхней зоне ПН-21 — ее подпиточным насосом.
5. *Уставка включения стоящего на АВР насоса в ПН-21 задается диспетчерской службой (сезонно)

Рисунок 3.1 – Режимная карта работы насосных станций

д) Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов.

Строительные конструкции тепловых камер и павильонов, как правило, выполнены из стандартных железобетонных конструкций: фундаментные блоки или красный кирпич и плиты перекрытия. Толщина стен составляет 300-500 мм. Высота камер и павильонов в свету от уровня пола до низа выступающих конструкций составляет не менее 2 м. В некоторых случаях наблюдается местное уменьшение высоты узла до 1,8 м. Число люков камер применяется не менее двух, расположенных по диагонали. Тепловые камеры и павильоны снабжены приемком, из которых предусмотрен отвод сточных вод в сбросные колодцы или дренаж. В ряде случаев павильоны электрифицированы, что позволяет использовать арматуру с электроприводом.

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

Регулирование отпуска тепла качественное, путем изменения температуры сетевой воды в подающем трубопроводе в соответствии с прогнозируемой температурой наружного воздуха. В тепловых зонах, где режим отпуска тепла задает предприятие ООО «ПСК» (ТЭЦ-6, 9, 13, 14, ВК-1, 2, 3, 5), у жилого фонда преобладают двухступенчатые последовательные схемы включения подогревателей ГВС. Отпуск тепла производится по повышенному температурному графику 150/70⁰С со срезкой 135⁰ С, с учетом увеличения располагаемого напора при температурах наружного воздуха ниже чем в точке срезки (регулирование режима в указанном диапазоне количественно-качественное). Температурная надбавка в подающем трубопроводе, в период температур наружного воздуха от точки излома до среднесуточного значения температуры наружного воздуха равным -15⁰С, необходима для работы подогревателей ГВС второй ступени, включенных по последовательной схеме. Работа систем теплоснабжения при температурах наружного воздуха ниже точки срезки, определяемая температурой теплоносителя в подающем трубопроводе равная 135⁰С, компенсируется отпущенным расходом. Применение более низкого температурного графика отпуска тепла не предоставляется возможным, так как повлечет за собой значительно больший расход сетевой воды, что неудовлетворительно скажется на гидравлических режимах из-за массового перегруза тепловых сетей по пропускной способности, значительного увеличения потребления электроэнергии на привод сетевых насосов теплоисточников и насосных станций. В качестве альтернативы, в целях обеспечения условий действующего законодательства по защите конкуренции по отношению к производителям продукции (блочные ИТП, теплоиспользующие установки предварительного изготовления), предусматривающие использование типовых схем с параллельным или смешанным подключением подогревателей горячего водоснабжения, предполагается выдача и согласование технических условий учитывающих:

- увеличение расчетной поверхности нагрева, при применении смешанной (для потребителей с максимальной тепловой нагрузкой системы горячего водоснабжения более либо равной 0,2 Гкал/ч) или параллельной (для потребителей с максимальной тепловой нагрузкой системы горячего водоснабжения менее 0,2 Гкал/ч) схем теплоснабжения до величины, обеспечивающей удельные показатели расхода теплоносителя аналогичными типовой схеме подключения (при последовательном подключении подогревателей);
- установку ограничительных и (или) балансирующих устройств, предусматривающих ограничение расхода до расчетной величины значения установленного по каждой СЦТ, в соответствии с действующим законодательством РФ.

Наладка теплоиспользующих устройств и абонентских тепловых установок, производится в соответствии с действующим графиком качественного регулирования 150/70⁰С. При этом теплоснабжение потребителей при температурах наружного воздуха, соответствующих, либо ниже точки срезки температурного графика, соответствующей значению температуры сетевой воды в подающем трубопроводе 135⁰С, производится без изменения регулировки потребительских теплоиспользующих установок. В указанном температурном интервале, компенсация недоотпуска

по параметру качества теплоносителя в виде температуры, производится за счет соответствующего увеличения массового расхода теплоносителя (количественное регулирование), что отражается в договорах теплоснабжения.

Здесь следует учитывать, что в связи с разной удаленностью вводных устройств от источников тепловой энергии и ЦТП (что определяет различие температуры прямой сетевой воды на коллекторе источника тепла (тепловывводе ЦТП)) параметры температурного графика для каждой конкретной потребительской теплоиспользующей установки индивидуальны. В следствие этого, графики регулирования отпуска тепловой энергии для потребителей предусматривают:

- безусловное исполнение (выдерживание) проектных параметров подаваемого и возвращаемого теплоносителя, соответствующих требованиям СНиП и санитарно-эпидемиологического законодательства, определенных расчётными режимами соответствующим исполнению базового графика для внутренних систем отопления 95/70⁰С. Отклонения от указанного графика, могут быть предусмотрены как проектными решениями (указываются в паспорте на тепловую установку в обязательном порядке), так и техническим условиями на подключение или реконструкцию потребительских теплоиспользующих устройств, выданными и согласованными теплоснабжающими организациями в установленном порядке;
- наличие расчетных коэффициентов смешения для потребительских теплоиспользующих установок, подключенных по зависимой схеме и позволяющих выполнять требования по обеспечению графиков подачи тепловой энергии, для внутренних систем теплоснабжения, рассчитанных на основании режимных карт объекта теплоснабжения (в периоде предшествующем ОЗМ);
- наличие скорректированного графика подачи тепловой энергии для каждой из систем теплоснабжения, подключенных по независимой схеме, учитывающих перепад температур и скорректированный расход во внутренней системе теплоснабжения, позволяющий поддерживать нормируемое (проектное) значение средней температуры теплоносителя в отопительных приборах;
- температуры возвращаемого теплоносителя, учитывающего влияние нагрузки систем горячего водоснабжения для потребительских систем, оснащенных инженерно-техническими устройствами, входящих в состав инфраструктуры объекта теплоснабжения, с помощью которых осуществляется подогрев воды, используемой для нужд горячего водоснабжения.

Регулирование отпуска тепла котельной ВК-20 осуществляется по отопительному графику отпуска тепла 95-70⁰ С. При проектировании и строительстве тепловых сетей, их компенсирующая способность рассчитывалась на график отпуска тепла 150-70⁰ С, что позволит в перспективе, реконструируя котельную и тепловые пункты потребителей, производить отпуск тепла по более высокому графику отпуска тепла, чем сейчас.

Регулирование отпуска тепла в зонах теплоснабжения других источников – качественное и производится по отопительным температурным графикам 115-70⁰С, 105-70⁰ С и 95-70⁰ С. Выбор графика отпуска тепла обусловлен тем, что оборудование источников, тепловых сетей (компенсаторы и неподвижные опоры) и потребителей не рассчитано на более высокую температуру теплоносителя. Применение более высокого температурного графика отпуска тепла невозможно без значительных инвестиций в источники, сети и тепловые пункты потребителей.

Температурные графики отпуска тепла за отопительные периоды 2011-2012, 2012-2013 и 2013-2014 гг. представлены в [приложении 2](#).

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

Фактический температурный режим отпуска тепла в тепловые сети по теплоисточникам ТЭЦ-6, 9, 13, 14, ВК-2, 3, 5 соответствует утвержденным графикам регулирования отпуска тепла, что наглядно отображено в **приложении 6** (Суточная ведомость параметров теплоносителя по теплоисточникам за 2011, 2012 год и за базовый, 2013 год).

Сведения по фактическим температурным режимам отпуска тепла в тепловые сети других источников отсутствуют (не представлены в установленном порядке).

з) Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики.

Транспортировка тепла от источников до потребителей осуществляется по магистральным и распределительным тепловым сетям, общая протяжённость которых, с учётом квартальных сетей составляет более 1500 км в однострубно́м исчислении. Для обеспечения транспортировки и создания необходимых гидравлических режимов, на магистральных тепловых сетях имеются 10 насосных станций. Описание и гидравлический режим работы насосных станций описан в **части 3, пункт а**. Режимная карта работы насосных станций представлена в **части 3, пункт а**. Гидравлический режим тепловых сетей небольших теплорайонов с равнинным рельефом местности обеспечивается оборудованием источников. Гидравлический режим тепловых сетей второго контура обеспечивается более 400 ЦТП.

Расчетные параметры участков и пьезометрические графики, в разрезе теплоисточников, представлены в **приложении 7** и **приложении 8** соответственно.

Значительная протяженность тепловых сетей и сложный рельеф местности сформировали локальные зоны, где не обеспечиваются параметры качества предоставляемых услуг, а именно: низкий располагаемый напор и (или) превышение сверх допустимого давления в обратном трубопроводе, а также низкое значение величины коэффициента смешения в связи с удаленностью потребительской системы от источника тепла или ЦТП, определяющей значительную величину падения температуры в подающем трубопроводе. Перечень потребителей с необеспеченными параметрами качества предоставляемых услуг представлен в **приложении 9**.

В тепловых зонах ТЭЦ-6 и ВК-3, ТЭЦ-9, ВК ПГТУ, ВК Заозерье, ВК Левшино есть абоненты, у которых давление в системах отопления отопительных приборов превышает максимально допустимое значение. Наличие данного фактора свидетельствует о том, что у этих потребителей, подключенных по зависимой схеме, велика вероятность разрыва систем отопления (рассчитанных на работу с параметром давления не более 6 атм.), что может повлечь за собой как материальный, так и физический ущерб у собственников и лиц, находящихся на указанных объектах теплоснабжения. Это вызвано перепадом высот рельефа местности в теплорайонах ТЭЦ-6 и ВК-3, ТЭЦ-9 и перегрузом пропускной способности отдельных участков тепловой сети в теплорайонах ВК ПГТУ, ВК Заозерье, ВК Левшино. Для ликвидации высоких давлений теплоносителя у потребителей необходимо реализовать следующие мероприятия, которые более подробно описаны в **главе 7**: строительство понизительной насосной станции на магистральных сетях (ПН-23), перевод потребителей на независимую схему присоединения, увеличение пропускной способности трубопроводов тепловой сети.

В тепловых зонах ТЭЦ-6 и ВК-3, ТЭЦ-14, ВК-5, ВК Голованово, ВК Кислотные Дачи, ВК Криворожская, ВК Левшино, ВК Лесопарковая, ВК Новые Ляды, ВК Акуловский, ВК ПГТУ, ВК ПДК, ВК Пышминская, ВК Чапаевский есть абоненты, у которых в тепловых пунктах с зависимой элеваторной схемой присоединения располагаемый напор составляет менее 1,2 атм., а с непосредственным присоединением – значение, соизмеримое или равное с сопротивлением систем отопления, что приводит к неудовлетворительному гидравлическому режиму работы

потребителей. Для устранения низких располагаемых напоров у потребителей необходимо увеличение пропускной способности трубопроводов отдельных участков тепловой сети. Перечень мероприятий описан в [главе 7](#).

Неудовлетворительный гидравлический режим потребителей в разрезе тепловых зон представлен в [приложении 10](#).

Данные по точкам поставки с необеспеченным качеством, а также их соотношение с точками входящими в определенную группу, в разрезе тепловых зон, представлены в таблице 3.10.

Таблица 3.10 - Данные по точкам поставки с необеспеченным качеством за 2011 год и за базовый, 2013 год соответственно.

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Системы отопления и вентиляции (точки поставки)			Системы ГВС (точки поставки)		
		всего	со штрафным отклонением по качеству поставки	на "перетоке"	всего	от ЦТП	со штрафным отклонением по качеству поставки
1	ВК-2	397	11	53	265	264	29
2	ВК-5	479	22	6	299	383	51
3	ЛВК-20	29	14	3	15	4	0
4	ТЭЦ-13	394	5	14	276	279	12
5	ТЭЦ-14	1266	118	46	764	560	278
6	ТЭЦ-6+ВК-3	3051	141	82	2209	1097	126
7	ТЭЦ-9	1891	60	106	1415	729	92
ИТОГО		7507	371	310	5243	3316	588

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Системы отопления и вентиляции (точки поставки)			Системы ГВС (точки поставки)		
		всего	со штрафным отклонением по качеству поставки	на "перетоке"	всего	от ЦТП	со штрафным отклонением по качеству поставки
1	ВК-2	402	11	53	269	264	29
2	ВК-5	461	22	6	286	383	51
3	ЛВК-20	29	14	1	15	4	0
4	ТЭЦ-13	404	5	14	283	279	6
5	ТЭЦ-14	1267	111	46	760	560	270
6	ТЭЦ-6+ВК-3	3185	115	71	2293	1097	106
7	ТЭЦ-9	1986	60	75	1490	729	92
ИТОГО		7734	338	266	5396	3316	554

Увеличение общего числа точек поставки тепловой энергии связано как с подключением к тепловым сетям объектов нового строительства, так и с изменением договорных отношений с существующими объектами теплоснабжения. Принимая во внимание рост числа точек поставок тепловой энергии, поставки тепловой энергии с необеспеченным качеством остаются практически на прежнем уровне в зависимости от тепловой зоны действия источника.

и) Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за 2007-2013 гг.

Статистика отказов (инцидентов) тепловых сетей по предприятию ООО «ПСК» и ОАО «ВоТГК» (осуществляющей эксплуатационное обслуживание тепловых сетей на более чем 80% территории города) представлена в таблице 3.11.

Таблица 3.11 – Статистика отказов (инцидентов) тепловых сетей по предприятию ООО «ПСК» и ОАО "ВоТГК" за 2007-2013 гг.

Год	Балансодержатель т/с ОАО "ВоТГК"				Балансодержатель т/с ООО "ПСК"		Итоговое количество инцидентов, шт.
	Количество инцидентов на трубопроводе в отопительный период, шт.	Количество инцидентов на трубопроводе в межотопительный период, шт.	Количество инцидентов на оборудовании в отопительный период, шт.	Количество инцидентов на оборудовании в межотопительный период, шт.	Количество инцидентов на трубопроводе в отопительный период, шт.	Количество инцидентов на трубопроводе в межотопительный период, шт.	
2007	104	320	20	27	102	204	777
2008	95	289	12	29	110	219	754
2009	105	279	16	51	119	240	810
2010	111	381	3	38	148	310	991
2011	111	381	28	85	334	433	1372
2012	385	461	72	30	112	586	1646
2013	321	585	75	147	151	647	1926

Визуально, объем дефектов на магистральных и разводящих тепловых сетях за последние 2 года представлен на карте-схеме в [приложении 11](#).

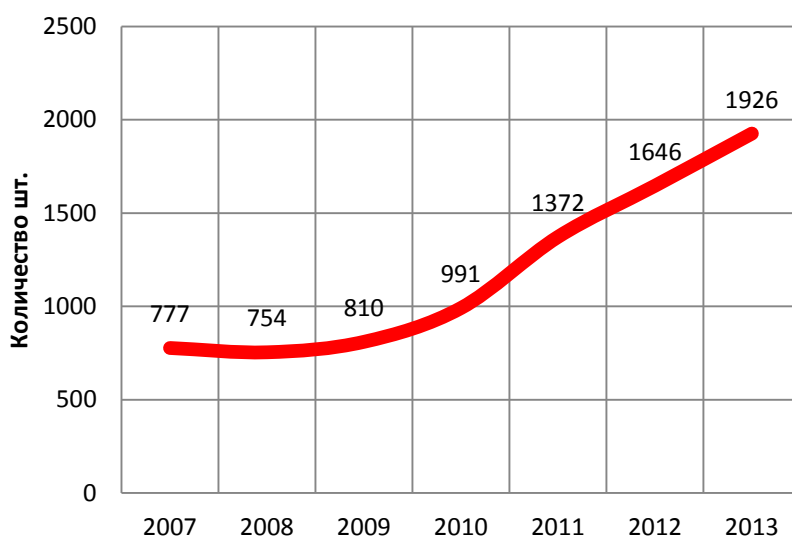


Рисунок 3.2 – Динамика статистики отказов (инцидентов) тепловых сетей по предприятию ООО «ПСК» и ОАО «ВоТГК» за 2007-2013 гг

Более подробная статистика отказов тепловых сетей за период 2007-2013 гг представлена в [приложении 12](#).

Увеличение отказов тепловых сетей ООО «ПСК» и ОАО «ВоТГК» вызвано уменьшением количества переключаемых трубопроводов за последние годы.

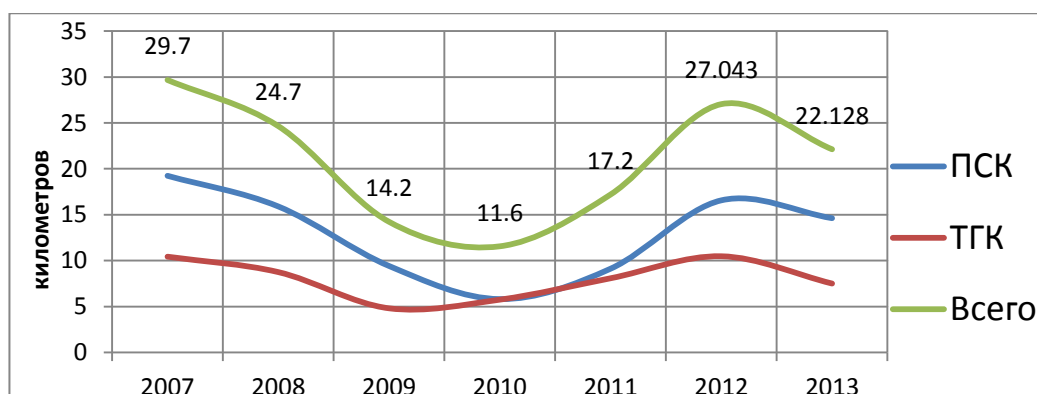


Рисунок 3.3 – Динамика замены (перекладки) тепловых сетей ООО «ПСК» и ОАО «ВоТГК» за 2007-2013 гг

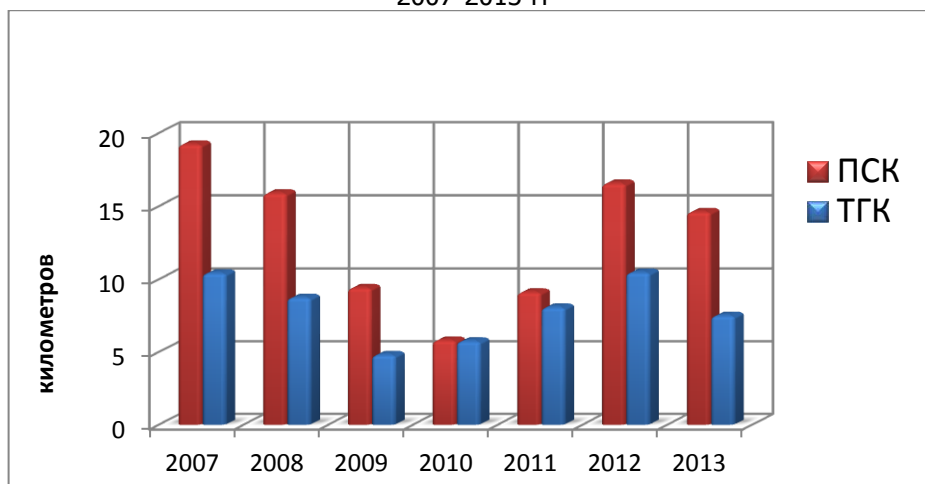


Рисунок 3.4 – Динамика замены (перекладки) тепловых сетей ООО «ПСК» и ОАО «ВоТГК» за 2007-2013 гг

Статистика отказов (инцидентов) тепловых сетей за последний год по предприятию ООО «Пермгазэнергосервис» за 2011-2012 гг., представлена в таблице 3.12.

Таблица 3.12 – Статистика отказов (инцидентов) тепловых сетей по предприятию ООО «Пермгазэнергосервис» за 2011-2013 гг.

Месяц	Количество инцидентов в месяц в 2011 году, шт.	Количество инцидентов в месяц в 2012 году, шт.
Январь		12
Февраль		4
Март		8
Апрель		14
Май		13
Июнь		6
Июль	9	
Август	7	
Сентябрь	8	
Октябрь	7	
Ноябрь	8	
Декабрь	6	
За год		102

Вызывает опасение, резко возросшее количество отказов тепловой сети 2Ду800 мм в тепловом районе ВК-2 работающей на нужды теплоснабжения микрорайона «Висим», принадлежащей в настоящее время ООО «ИК «Витус». Последний технологический отказ, задержавший сроки подачи теплоносителя более 2-х месяцев, произошел в июле 2012 года, был ликвидирован силами КЧС г. Перми только в конце сентября. Всего за последние 5 лет на данной тепловой сети произошло 4 отказа.

Статистика инцидентов на тепловых сетях других теплосетевых организаций отсутствует, однако вышеприведенные данные с высокой степенью точности можно экстраполировать на другие зоны в связи с достаточно однородным состоянием трубопроводной системы как в части ее износа, так и условий эксплуатации.

к) Статистика восстановления (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за 2007-2013 гг.

Время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, в значительной степени зависит от следующих факторов: диаметр трубопровода, тип прокладки, объем дренирования и заполнения.

Статистика восстановлений тепловых сетей за 2007-2013 гг. показана в [приложении 13](#). Среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей в отопительный период в зависимости от диаметра трубопровода, представлена в таблице 3.13.

Таблица 3.13 – Статистика восстановлений тепловых сетей за 2007-2013 гг.

Условный диаметр трубопровода, мм	Среднее время на восстановление т/с, час
50	2
80	3
100	4
150	5
200	6
300	7
400	8
500	9
600	8
700	9
800	10
1000	12

Примечание: в указанную статистику включены интервалы времени, от момента выявления дефекта по месту и характеру (после проведения работ по вскрытию), отключения участка СПР, заполнения и включения в работу с закрытием аварийной заявки. При оценке данных временных затрат не включались технологические операции по доставке дежурных бригад к месту возможной аварии, оперативные переключения по выявлению участка с повышенным расходом и время согласования проведения раскопок с владельцами смежных объектов инженерной инфраструктуры.

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

К процедурам диагностики тепловых сетей, используемых в организации ООО «ПСК» относятся:

- ✓ Испытания трубопроводов на плотность и прочность;
- ✓ Замеры показаний индикаторов скорости коррозии, устанавливаемых в наиболее характерных точках.
- ✓ Замеры потенциалов трубопровода, для выявления мест наличия электрохимической коррозии.
- ✓ Диагностика металлов.

Информация о процедурах диагностики состояния тепловых сетей других теплосетевых организаций отсутствует.

Капитальный ремонт включает в себя полную замену трубопровода и частичную (либо полную) замену строительных конструкций. Планирование капитальных ремонтов производится по критериям:

- ✓ количества дефектов на участке трубопровода в отопительный период и межотопительный, в результате гидравлических испытаний тепловой сети на плотность и прочность;
- ✓ результатов диагностики тепловых сетей;
- ✓ объема последствий в результате вынужденного отключения участка;
- ✓ срок эксплуатации трубопровода.

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

Периодичность и технический регламент и требования процедур летних ремонтов производятся в соответствии с главой 9 «Ремонт тепловых сетей» типовой инструкции по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей) РД153-34.0-20.507-98

К методам испытаний тепловых сетей относятся:

- ✓ Гидравлические испытания, производятся ежегодно до начала отопительного сезона в целях проверки плотности и прочности трубопроводов и установленной запорной арматуры. Минимальное значение пробного давления составляет 1,25 рабочего. Значение рабочего давления установлено техническим руководителем ООО «ПСК» и составляет для тепловых сетей первого контура 1,6 МПа. Сведения об установленном рабочем давлении трубопроводов у других теплосетевых организаций отсутствуют. На предприятии ООО «ПСК» гидравлические испытания на плотность и прочность трубопроводов производятся по участкам секционирования стационарными насосами опрессовочных узлов или передвижными опрессовочными помпами. Такой метод позволяет более качественно выполнить опрессовку тепловой сети и запорной арматуры. Другие теплосетевые организации выполняют опрессовку тепловых сетей насосным оборудованием источников или ЦТП. В настоящее время ООО «ПСК», разработала и приступила к реализации программы сокращения регламентных сроков проведения диагностики участка, предусматривающей снижение времени отключения испытываемых участков до 3 суток (без учета времени на восстановления повреждений, плотности трубопроводной арматуры и дефектов опорных конструкций, выявленных по результатам проведенных испытаний).
- ✓ Испытания на максимальную температуру теплоносителя. На тепловых сетях предприятия ООО «ПСК» не проводятся. Сведения о температурных испытаниях тепловых сетей других теплосетевых организаций отсутствуют.
- ✓ Определение тепловых потерь. В тепловых сетях ООО «ПСК» осуществляются в соответствии с действующими методическими указаниями и проводятся каждый год. По каждой тепловой зоне испытания на тепловые потери проводятся не реже 1 раза в 5 лет. Информация об испытаниях тепловых сетей на тепловые потери других теплосетевых организаций отсутствует (не представлена в установленном порядке).

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

Технологические потери при передаче тепловой энергии складывается из технически обоснованных значений нормативных энергетических характеристик по следующим показателям работы оборудования тепловых сетей и систем теплоснабжения:

- ✓ потери и затраты теплоносителя;
- ✓ потери тепловой энергии через теплоизоляционные конструкции, а также с потерями и затратами теплоносителей;
- ✓ удельный среднечасовой расход сетевой воды на единицу расчетной присоединенной тепловой нагрузки потребителей и единицу отпущенной потребителям тепловой энергии;
- ✓ разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах (или температура сетевой воды в обратных трубопроводах при заданных температурах сетевой воды в подающих трубопроводах);
- ✓ расход электроэнергии на передачу тепловой энергии.

Нормативные энергетические характеристики тепловых сетей и нормативы технологических потерь, при передаче тепловой энергии, применяются при проведении объективного анализа работы теплосетевого оборудования, в том числе при выполнении энергетических обследований тепловых сетей и систем теплоснабжения, планировании и определении тарифов на отпускаемую потребителям тепловую энергию и платы за услуги по ее передаче, а также обосновании в договорах теплоснабжения (на пользование тепловой энергией), на оказание услуг по передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, показателей качества тепловой энергии и режимов теплопотребления, при коммерческом учете тепловой энергии.

Нормативы технологических затрат и потерь энергоресурсов при передаче тепловой энергии, устанавливаемые на период регулирования тарифов на тепловую энергию (мощность) и платы за услуги по передаче тепловой энергии (мощности), разрабатываются для каждой тепловой сети независимо от величины присоединенной к ней расчетной тепловой нагрузки.

Нормативы технологических затрат и потерь энергоресурсов, устанавливаемые на предстоящий период регулирования тарифа на тепловую энергию (мощности) и платы за услуги по передаче тепловой энергии (мощности), (далее - нормативы технологических затрат при передаче тепловой энергии) разрабатываются по следующим показателям:

- ✓ потери тепловой энергии в водяных и паровых тепловых сетях через теплоизоляционные конструкции и с потерями и затратами теплоносителя;
- ✓ потери и затраты теплоносителя;
- ✓ затраты электроэнергии при передаче тепловой энергии.

Нормативы технологических затрат при передаче тепловой энергии для водяных тепловых сетей с присоединенной расчетной тепловой нагрузкой 50 Гкал/ч (58 МВт тепловых) и выше разрабатываются на основе утвержденных в установленном порядке нормативных энергетических характеристик.

Энергетические характеристики систем транспорта тепловой энергии (тепловых сетей) представляют комплекс показателей, предназначенных для анализа состояния оборудования тепловых сетей и режимов работы системы теплоснабжения, в зависимости от номинальных и исходно-номинальных значений технико-экономических показателей его работы в абсолютном, удельном или относительном исчислении от нагрузки или других норм образующих показателей при фиксированных значениях внешних факторов. Внешние факторы обусловлены объективными обстоятельствами (в частности, температурой окружающей среды), оказывающими влияние на экономичность работы оборудования, значения которых не зависят от деятельности производственного персонала эксплуатирующей организации и подрядных ремонтных организаций. Фиксированные значения внешних факторов при разработке энергетических характеристик принимаются близкими к среднегодовым, а также методически обусловленными для выполнения соответствующих расчетов.

Энергетическая характеристика тепловой сети по показателю "потери сетевой воды" устанавливает зависимость технически обоснованных потерь теплоносителя на транспорт и

распределение тепловой энергии от источника до потребителей (в пределах балансовой принадлежности эксплуатирующей организации) от характеристик и режима работы системы теплоснабжения.

Энергетическая характеристика тепловой сети по показателю "тепловые потери" устанавливает зависимость технологических затрат тепловой энергии на ее транспорт и распределение от источника тепловой энергии до границы балансовой принадлежности тепловых сетей от температурного режима работы тепловых сетей и внешних климатических факторов при заданной схеме и конструктивных характеристиках тепловых сетей.

Режимные характеристики тепловых сетей, а именно энергетические характеристики по показателям «удельный расход сетевой воды» и «разность температур воды в подающем и обратном трубопроводах», устанавливают зависимости нормативных значений указанных показателей от температуры наружного воздуха, стабильные при неизменном состоянии системы теплоснабжения в условиях соблюдения нормативной температуры сетевой воды в подающем трубопроводе и нормативной разности давлений сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах на выводах источника тепловой энергии.

Гидравлическая энергетическая характеристика тепловой сети (энергетическая характеристика по показателю «удельный расход электроэнергии на транспорт тепловой энергии») устанавливает зависимость от температуры наружного воздуха нормативного значения каждого из указанных показателей, стабильная при неизменном состоянии системы теплоснабжения в условиях соблюдения нормативной температуры сетевой воды в подающем трубопроводе и нормативной разности давлений сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах на выводах источника тепловой энергии.

о) Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учета тепловой энергии.

Согласно Правилам ПТЭ (п.6.2.32) в организациях, эксплуатирующих тепловые сети, испытания тепловых сетей на тепловые и гидравлические потери должны проводиться 1 раз в 5 лет.

По результатам испытаний разрабатываются энергетические характеристики систем транспорта тепловой энергии по показателям «Потери сетевой воды», «Тепловые потери», «Удельный расход сетевой воды», «Разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах», «Удельный расход электроэнергии».

Согласно Приказа №325 от 30.12.2008г. ежегодно производится расчет нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии с последующим их утверждением в Минэнерго РФ.

В соответствии с утвержденными нормативами производится ежемесячный перерасчет нормативных тепловых потерь по нормативным среднегодовым часовым тепловым потерям через теплоизоляционные конструкции при среднемесячных условиях работы тепловой сети согласно Методики определения фактических потерь.

Температуру наружного воздуха и грунта ежемесячно предоставляет Пермский ЦГМС-филиал ФГБУ «Уральское УГМС». Данные по количеству отпущенной тепловой энергии, температуре сетевой воды, величине подпитки, температуре холодной воды предоставляется ежемесячно источником теплоты в форме Акта приема-передачи отпущенной тепловой энергии с приложением распечаток с приборов КУТЭ по каждому тепловыводу.

Таблица 3.14 – Динамика основных показателей работы тепловых сетей

Показатель	Значение показателя		
	2011г.	2012г.	2013г.
Отпуск тепловой энергии с коллекторов, тыс. Гкал	9632	9354	8822
Потери при передаче, тыс. Гкал	1658	1301	1379
Потери при передаче, % к отпуску	17	14	16
Полезный отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	7974	8053	7443

Наиболее существенными составляющими тепловых потерь в теплоэнергетических системах являются потери на объектах-потребителях. Наличие таковых не является прозрачным и может быть определено только после появления в тепловом пункте здания прибора учета тепловой энергии, т.н. теплосчетчика. В самом распространенном случае таковыми являются потери:

- ✓ в системах отопления связанные с неравномерным распределением тепла по объекту потребления и нерациональностью внутренней тепловой схемы объекта (5-15%);
- ✓ в системах отопления связанные с несоответствием характера отопления текущим погодным условиям (15-20%);
- ✓ в системах ГВС из-за отсутствия систем рециркуляции горячей воды, а также систем горячего водоснабжения с высоким соотношением материальной характеристики к присоединенной мощности, теряется от 15% до 35% тепловой энергии;
- ✓ в системах ГВС из-за отсутствия или неработоспособности регуляторов горячей воды на бойлерах ГВС (до 15% нагрузки ГВС);
- ✓ в трубчатых (скоростных) бойлерах по причине наличия внутренних утечек, загрязнения поверхностей теплообмена и трудности регулирования (до 10-15% нагрузки ГВС).

Общие неявные непроизводительные потери на объекте потребления могут составлять до 45% от тепловой нагрузки! Главной косвенной причиной наличия и возрастания вышеперечисленных потерь является отсутствие на объектах теплопотребления как приборов учета количества потребляемого тепла, так и систем тепловой автоматики. Отсутствие прозрачной картины потребления тепла объектом обуславливает вытекающее отсюда недопонимание значимости принятия на нем энергосберегающих мероприятий.

Величину тепловых потерь в тепловых сетях можно оценить расчетным путем. Расчет нормативных тепловых потерь за 2013 год в разрезе теплоисточников представлен в [приложении 14](#).

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

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

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

Системы отопления потребителей в зависимости от давления и температуры теплоносителя присоединяются непосредственно, по зависимой схеме, либо по независимой схеме.

Системы горячего водоснабжения присоединяются непосредственно (в открытой системе теплоснабжения) и независимо (в закрытой системе теплоснабжения), через водонагреватели включенные по двухступенчатой последовательной, двухступенчатой смешанной или параллельной схеме.

Наиболее распространенные типы теплотребляющих установок потребителей в зоне теплоснабжения самых весомых источников города: ТЭЦ-6, 9, 13, 14, ВК-2, 3, 5, являются ИТП и ЦТП включенные по зависимой и независимой схеме отопления и двухступенчатой последовательной и реже двухступенчатой смешанной схеме включения подогревателей ГВС (рисунки 1-4). Преобладающее распространение подогревателей ГВС, включенных по двухступенчатой последовательной схеме, определяют применяемый повышенный $150-70^{\circ}\text{C}$ со срезкой 135°C график регулирования отпуска тепловой энергии.

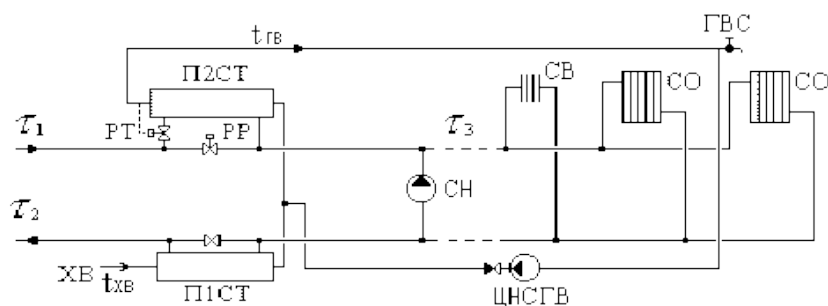


Рисунок 3.5 – Схема ЦТП (ИТП) с двухступенчатой последовательной схемой подключения ГВС и с насосным смешиванием СО и СВ

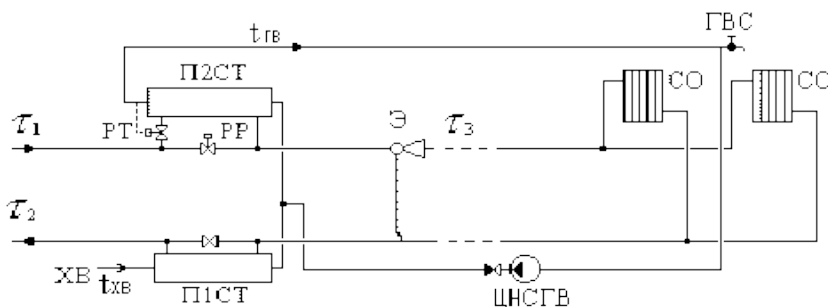


Рисунок 3.6 – Схема ЦТП (ИТП) с двухступенчатой последовательной схемой подключения ГВС с элеваторным присоединением СО и СВ

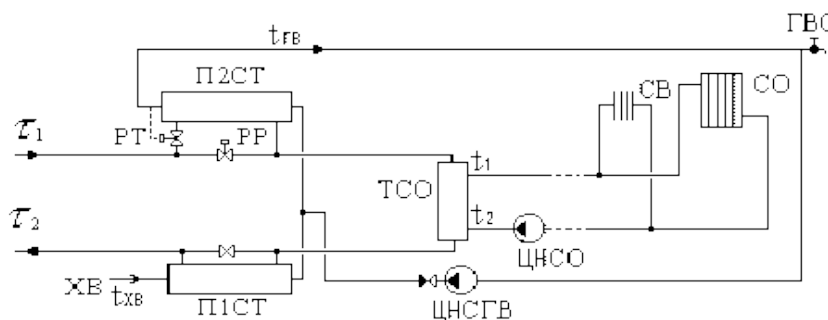


Рисунок 3.7 – Схема ЦТП (ИТП) с двухступенчатой последовательной схемой подключения ГВС и независимым присоединением СО и СВ

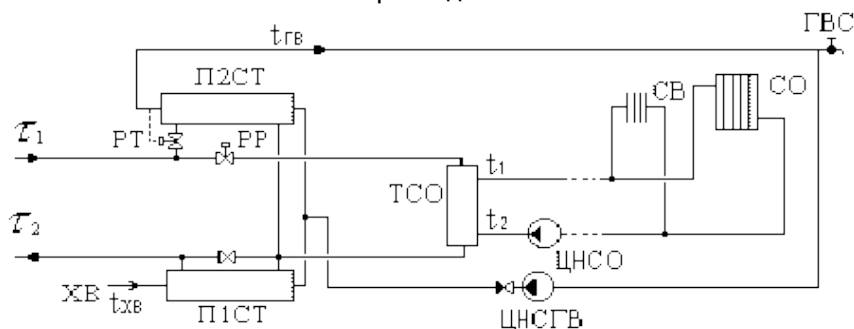


Рисунок 3.8 – Схема ЦТП (ИТП) с двухступенчатой смешанной схемой подключения ГВС и независимым присоединением СО и СВ

В зоне теплоснабжения остальных источников применяется непосредственное присоединение систем отопления и различные схемы включения подогревателей ГВС. Это определяет график отпуска тепловой энергии потребителям 105-70⁰С или 95-70⁰ С (рисунки 5-8).

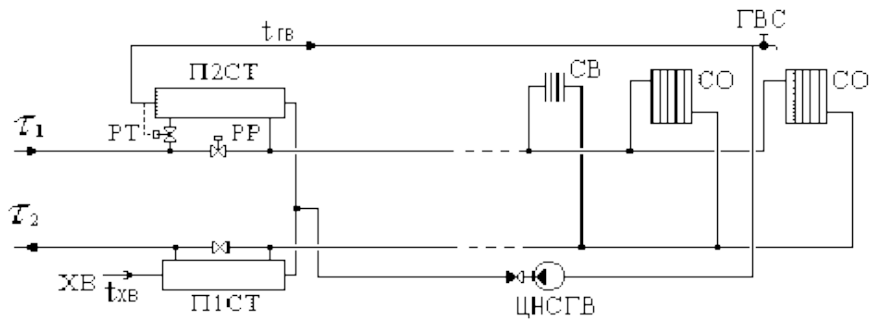


Рисунок 3.9 – Схема ЦТП (ИТП) с двухступенчатой последовательной схемой подключения ГВС и зависимым присоединением СО и СВ

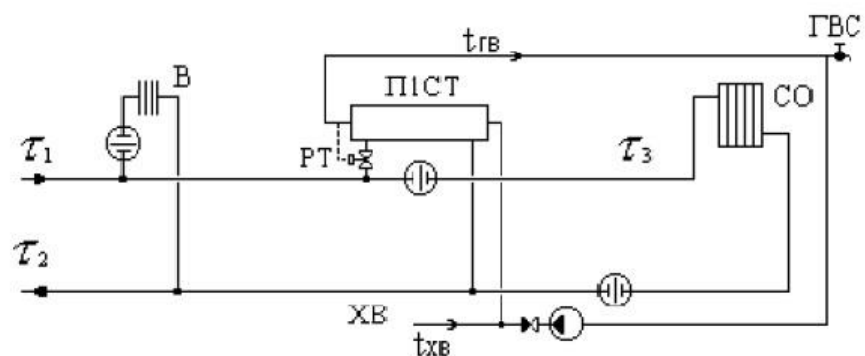


Рисунок 3.10 – Схема ЦТП (ИТП) с параллельным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением СО

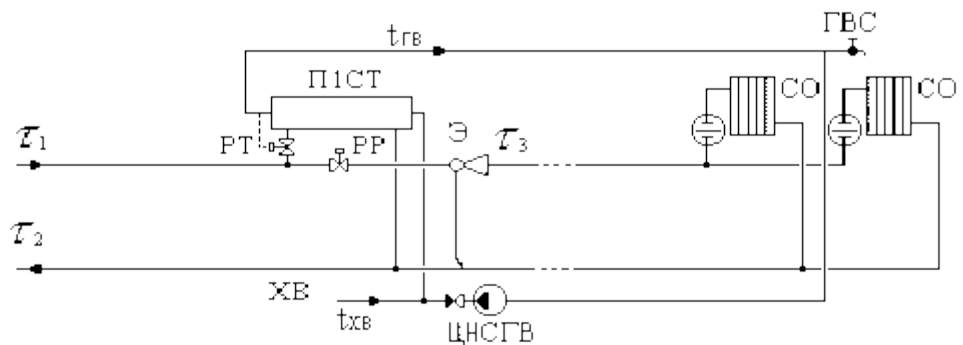


Рисунок 3.11– Схема ЦТП (ИТП) с параллельным подключением подогревателя ГВС с элеваторным присоединением СО

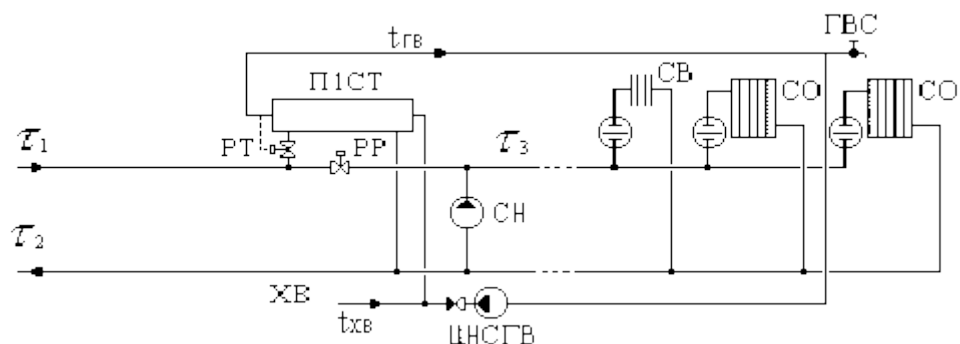


Рисунок 3.12 – Схема ЦТП (ИТП) с параллельным подключением подогревателя ГВС и насосным смешением СО

В зоне теплоснабжения котельных ВК Кислотные дачи, ВК Новые Ляды, ВК НПО Искра, подогреватели ГВС частично отсутствуют, так как система теплоснабжения открытая (рисунки 9-12)

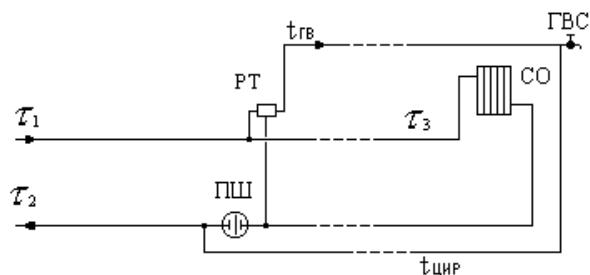


Рисунок 3.13 – Схема ЦТП (ИТП) с открытым водоразбором и установленным регулятором температуры на систему горячего водоснабжения

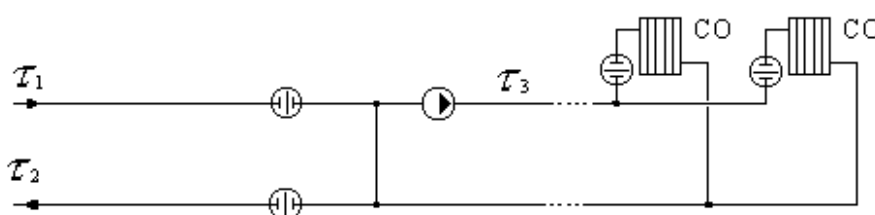


Рисунок 3.14 – Схема ЦТП (ИТП) с насосом смешения на подающем трубопроводе

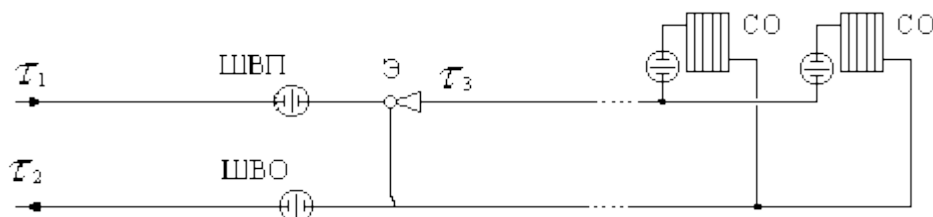


Рисунок 3.15 – Схема ЦТП (ИТП) с элеваторным присоединением СО

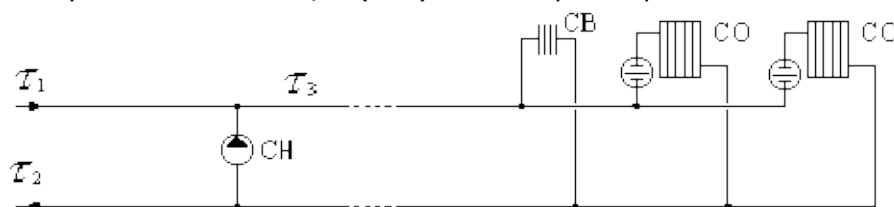


Рисунок 3.16 – Схема ЦТП (ИТП) с насосом смешения на перемычке

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

Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии потребителей и планы по установке приборов учета зоны теплоснабжения ООО «ПСК» представлены в [приложении 15](#).

Сведения о приборах учета зон теплоснабжения других теплосетевых организаций отсутствуют.

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

Диспетчерская служба предприятия ООО «ПСК» обеспечивает непрерывное оперативно-диспетчерское управление ТЭЦ-6, 9, 13, 14 (в части тепловой нагрузки), ВК-2, 3, 5, 20, тепловыми сетями и насосными станциями. Дежурный диспетчер в оперативном отношении, в части ведения тепловых и гидравлических режимов на источниках ОАО «ВоТГК», подчинен дежурному диспетчеру ОКД ООО «КЭС-Трейдинг». Начальники смен станций источников, в части ведения тепловых и гидравлических режимов, подчинены дежурному диспетчеру. У дежурного диспетчера в оперативном подчинении находятся начальники и мастера районов, служба испытаний наладки и автоматики, аварийно-восстановительная служба, дежурные диспетчеры эксплуатационных районов, машинисты насосных станций, а также дежурный персонал источника тепла, обслуживающий основное оборудование водогрейных котельных ОАО «ВоТГК», находящихся в оперативном управлении у ООО «ПСК».

Диспетчерская служба предприятия ООО «ПСК» в своей работе использует следующие средства автоматизации, телемеханизации и связи:

- ✓ Информационно графическую систему (ИГС) «CityCom-ТеплоГраф» Инженерно-внедренческого центра (ИВЦ) «Поток» и подсистемы гидравлика, архив переключений, повреждения, оперативная схема, локализация аварий. ИГС «ТеплоГраф» является базой данных и гидравлической моделью тепловых сетей города.
- ✓ Программные комплексы «ОИК диспетчер NT» и «Взлет СП», позволяющие хранить, отображать в режиме реального времени основные параметры теплоносителя (расход, давление, температура) с контрольных точек теплосети: тепловывода источников, насосные станции, ЦТП.
- ✓ Телефонная, сотовая и радиосвязь.

Сведения по диспетчерским службам других теплосетевых организаций отсутствуют.

у) Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций.

На балансе ОАО «ВоТГК» находится 11 насосных станций, перекачивающие теплоноситель на магистральных тепловых сетях. Насосные станции оборудованы автоматическими электронными регуляторами поддержания давления нижней зоны и регуляторами непрямого действия (клапан рассечки). Для повышения оперативности диспетчерского контроля за работой технологического оборудования насосных станций, последние оснащены аппаратурой телеизмерения и телесигнализации при помощи которой на диспетчерский пункт выведены основные параметры теплоносителя и оборудования насосных станций. Весь комплекс работ по ремонтному и эксплуатационному обслуживанию, а также оперативное управления данными активами, осуществляется персоналом ООО «ПСК».

На балансе ООО «ПСК» находится 298 ЦТП и 2 ИТП. Из них на 54 ЦТП установлены автоматические системы регулирования расхода теплоносителя фирмы ООО «Данфосс», на 114 ЦТП установлены системы автоматического регулирования по поддержанию температуры ГВС, на 31 ЦТП используется насосы ГВС с частотными приводами.

Более подробная информация по оборудованию центральных тепловых пунктов и насосных станций представлена в [приложении 16](#).

ф) Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления.

На магистральных трубопроводах тепловых сетей для защиты теплоиспользующих установок потребителей и обратных трубопроводов от повышенного давления, на всех понизительных насосных станциях в количестве 8 шт. установлены гидравлические клапаны рассечки. Клапан рассечки предназначен для автоматического прекращения подачи воды по

подающей магистрали из верхней зоны теплосети в нижнюю зону, при превышении давления в обратной магистрали свыше допустимого.

На квартальных тепловых сетях на балансе ООО «ПСК» находятся 302 ЦТП, из которых 233 ЦТП имеют независимую схему присоединения. Все они оборудованы предохранительными клапанами ARI-SAFE 12.903 производства «Данфосс» для аварийного сброса при повышении давления в обратном трубопроводе во 2 контуре системы отопления.

Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления у других теплосетевых организаций отсутствуют.

х) Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию.

В соответствии с ФЗ №190, в случае выявления бесхозных тепловых сетей (тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации), орган местного самоуправления поселения или городского округа до признания права собственности на указанные бесхозные тепловые сети в течение тридцати дней с даты их выявления обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными бесхозными тепловыми сетями, или единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят указанные бесхозные тепловые сети и которая осуществляет содержание и обслуживание указанных бесхозных тепловых сетей, в том числе транзитных тепловых сетей проходящих по подвалам техническим подпольям (техническим этажам) потребителей тепловой энергии. Орган регулирования обязан включить затраты на содержание и обслуживание бесхозных тепловых сетей в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования. Здесь следует учитывать, что в срок до 01.01.2015 г. органом местного самоуправления, должна быть согласована программа реконструкции бесхозных сетевых объектов, а так же выноса транзитных тепловых сетей из подвалов и технических подполий (технических этажей) с определением источников финансирования. Техническое задание и формирование таких программ с определением сроков, очередности и потребности в капитальных вложениях в зоне эксплуатационной ответственности единой теплоснабжающей организации, производится по инициативе указанной организации.

Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей представлен в [приложении 17](#). Решения по эксплуатации бесхозных тепловых сетей представлены в [приложении 18](#).

ч) Значения базовых целевых показателей эффективности.

Таблица 3.15 - Перечень целевых показателей эффективности передачи тепловой энергии в зоне действия источников

Показатель по ТЭЦ-6 (ВК-3)	Размерность	2011г.	2012г.	2013г.
Материальная характеристика	м2	78133.39	77972.69	79516.76
Отпуск т/э	тыс.Гкал	2589.996	2488.755	2764.56
Расход э/э	тыс.кВт-ч	4845.042	4989.373	5505.102
Присоединенная тепл.нагрузка	Гкал/ч	1057.1842	1185.84	1329.4371
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	тыс. Гкал	217.306	205.773	248.702
через изоляционные конструкции теплопроводов	тыс. Гкал	143.75	138.05	153.39
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	6	6	6
с утечкой теплоносителя	тыс. Гкал	73.56	67.72	84.70
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	3	3	3
Потери теплоносителя	тыс. м3	1283.523	1186.227	1483.7
то же в % от циркуляции теплоносителя	%	0.25	0.25	0.25
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	0.50	0.48	0.54
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	1.87	2.00	1.99

Фактический радиус теплоснабжения	км	8.8	8.8	8.8
Эффективный радиус теплоснабжения	км	7.6	7.6	7.6
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	град.Цельсия	150	150	150
Разность температур теплоносителя в подающей и обратной тепломагистрале при расчетной температуре наружного воздуха, в т.ч.	град.Цельсия			
нормативная	град.Цельсия	80	80	80
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	град.Цельсия	68	58	55
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км2	47.20	52.94	59.35
Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов (включая материальную характеристику	м2/Гкал/ч	73.91	65.75	59.81
Показатель по ТЭЦ-9	Размерность	2011г.	2012г.	2013г.
Материальная характеристика	м2	100141.536	100140.48	100217.6905
Отпуск т/э	тыс.Гкал	2030.47	1924.881	1943.377
Расход э/э	тыс.кВт-ч	5870.56	5761.57	5457.42
Присоединенная тепл.нагрузка	Гкал/ч	705	685.53	701.3
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	тыс. Гкал	262.856	262.374	283.966
через изоляционные конструкции теплопроводов	тыс. Гкал	207.496	204.65	238.25
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	10	11	12
с утечкой теплоносителя	тыс. Гкал	55.36	57.72	45.71
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	3	3	2
Потери теплоносителя	тыс. м3	757.32	758.17	832.68
то же в % от циркуляции теплоносителя	%	0.25	0.25	0.25
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	0.37	0.39	0.43
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	2.89	2.99	2.81
Фактический радиус теплоснабжения	км	11.2	11.2	11.2
Эффективный радиус теплоснабжения	км	4.6	4.6	4.6
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	град.Цельсия	150	150	150
Разность температур теплоносителя в подающей и обратной тепломагистрале при расчетной температуре наружного воздуха, в т.ч.	град.Цельсия			
нормативная	град.Цельсия	80	80	80
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	град.Цельсия	69	69	67
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км2	69	69	67
Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов (включая материальную характеристику	м2/Гкал/ч	142.04	146.08	142.90
Показатель по ТЭЦ-13	Размерность	2011г.	2012г.	2013г.
Материальная характеристика	м2	14010.74	14010.74	14021.13
Отпуск т/э	тыс.Гкал	449.858	421.844	403.339
Расход э/э	тыс.кВт-ч	53.94	54.52	54.52
Присоединенная тепл.нагрузка	Гкал/ч	705	685.53	701.3
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	тыс. Гкал	48.994	44.253	40.855
через изоляционные конструкции теплопроводов	тыс. Гкал	36.534	33.50	31.62
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	8	8	8
с утечкой теплоносителя	тыс. Гкал	12.46	10.756	9.23
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	3	3	2
Потери теплоносителя	тыс. м3	197.26	182.93	152.77
то же в % от циркуляции теплоносителя	%	0.25	0.25	0.25

Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	0.44	0.43	0.38
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	0.12	0.13	0.14
Фактический радиус теплоснабжения	км	4.1	4.1	4.1
Эффективный радиус теплоснабжения	км	4.1	4.1	4.1
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	град.Цельсия	150	150	150
Разность температур теплоносителя в подающей и обратной тепломагистралах при расчетной температуре наружного воздуха, в т.ч.	град.Цельсия			
нормативная	град.Цельсия	80	80	80
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	град.Цельсия	67	67	61
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км2	87.04	84.63	86.58
Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов (включая материальную характеристику	м2/Гкал/ч	19.87	20.44	19.99
Показатель по ТЭЦ-14	Размерность	2011г.	2012г.	2013г.
Материальная характеристика	м2	43355.98	41738.54	43653.16
Отпуск т/э	тыс.Гкал	1024.733	978.283	972.926
Расход э/э	тыс.кВт-ч	-	-	-
Присоединенная тепл.нагрузка	Гкал/ч	350.4	348.976	352.924
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	тыс. Гкал	158.444	162.265	167.121
через изоляционные конструкции теплопроводов	тыс. Гкал	130.974	126.73	127.48
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	13	13	13
с утечкой теплоносителя	тыс. Гкал	27.47	35.54	39.64
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	3	4	4
Потери теплоносителя	тыс. м3	12.46	10.756	9.23
то же в % от циркуляции теплоносителя	%	0.25	0.25	0.25
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	0.01	0.01	0.01
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	-	-	-
Фактический радиус теплоснабжения	км	9.9	9.9	9.9
Эффективный радиус теплоснабжения	км	4.8	4.8	4.8
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	град.Цельсия	150	150	150
Разность температур теплоносителя в подающей и обратной тепломагистралах при расчетной температуре наружного воздуха, в т.ч.	град.Цельсия			
нормативная	град.Цельсия	80	80	80
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	град.Цельсия	69	69	63
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км2	17.88	17.80	18.01
Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов (включая материальную характеристику	м2/Гкал/ч	123.73	119.60	123.69
Показатель по ТЭЦ-6,ВК-3 (бывшая зона ВК-1)	Размерность	2011г.	2012г.	2013г.
Материальная характеристика	м2	14420.25	14420.25	14090.09
Отпуск т/э	тыс.Гкал	469.877	323.179	251.57
Расход э/э	тыс.кВт-ч	-	-	-
Присоединенная тепл.нагрузка	Гкал/ч	274.3	240.5	240.5
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	тыс. Гкал	49.345	26.473	15.911
через изоляционные конструкции теплопроводов	тыс. Гкал	36.965	15.76	8.66
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	8	5	3
с утечкой теплоносителя	тыс. Гкал	12.38	10.71	7.25
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	3	3	3

Потери теплоносителя	тыс. м3	384.62	370.46	365.40
то же в % от циркуляции теплоносителя	%	0.25	0.25	0.25
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	0.82	1.15	1.45
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	-	-	-
Фактический радиус теплоснабжения	км	3.9	3.9	3.9
Эффективный радиус теплоснабжения	км	3.9	3.9	3.9
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	град.Цельсия	150	150	150
Разность температур теплоносителя в подающей и обратной тепломагистрали при расчетной температуре наружного воздуха, в т.ч.	град.Цельсия			
нормативная	град.Цельсия	80	80	80
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	град.Цельсия	68	58	55
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км2	38.31	33.59	33.59
Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов (включая материальную характеристику	м2/Гкал/ч	52.57	59.96	58.59
Показатель по ВК-2	Размерность	2011г.	2012г.	2013г.
Материальная характеристика	м2	6629.40	6979.92	7169.86
Отпуск т/э	тыс.Гкал	388.331	383.942	368.17
Расход э/э	тыс.кВт-ч	4114.69	4119.79	4152.07
Присоединенная тепл.нагрузка	Гкал/ч	124.5	131.5	129.8
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	тыс. Гкал	24.858	24.257	21.365
через изоляционные конструкции теплопроводов	тыс. Гкал	13.988	13.00	13.91
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	4	3	4
с утечкой теплоносителя	тыс. Гкал	10.87	11.26	7.45
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	3	3	2
Потери теплоносителя	тыс. м3	143.85	179.65	125.89
то же в % от циркуляции теплоносителя	%	0.25	0.25	0.25
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	0.37	0.47	0.34
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	10.60	10.73	11.28
Фактический радиус теплоснабжения	км	4	4	4
Эффективный радиус теплоснабжения	км	3.9	3.9	3.9
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	град.Цельсия	150	150	150
Разность температур теплоносителя в подающей и обратной тепломагистрали при расчетной температуре наружного воздуха, в т.ч.	град.Цельсия			
нормативная	град.Цельсия	80	80	80
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	град.Цельсия	67	67	61
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км2	33.65	35.54	35.08
Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов (включая материальную характеристику	м2/Гкал/ч	53.25	53.08	55.24
Показатель по ВК-5	Размерность	2011г.	2012г.	2013г.
Материальная характеристика	м2	11473.08	11472.54	13279.65
Отпуск т/э	тыс.Гкал	391.094	376.594	363.75
Расход э/э	тыс.кВт-ч	-	-	-
Присоединенная тепл.нагрузка	Гкал/ч	173.5	184.68	172.15
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	тыс. Гкал	20.027	27.423	28.743
через изоляционные конструкции теплопроводов	тыс. Гкал	12.577	17.56	17.58
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	3	5	5
с утечкой теплоносителя	тыс. Гкал	7.45	9.86	11.16

то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	2	3	3
Потери теплоносителя	тыс. м3	143.85	100.54	152.88
то же в % от циркуляции теплоносителя	%	0.25	0.25	0.25
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	0.37	0.27	0.42
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	-	-	-
Фактический радиус теплоснабжения	км	5.5	5.5	5.5
Эффективный радиус теплоснабжения	км	5.1	5.1	5.1
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	град.Цельсия	150	150	150
Разность температур теплоносителя в подающей и обратной тепломагистрали при расчетной температуре наружного воздуха, в т.ч.	град.Цельсия			
нормативная	град.Цельсия	80	80	80
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	град.Цельсия	69	69	67
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км2	15.63	16.64	15.51
Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов (включая материальную характеристику	м2/Гкал/ч	66.13	62.12	77.14

ЧАСТЬ 4. ЗОНЫ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждению», схема теплоснабжения г. Перми на период до 2027 года актуализируется на 2015 год, при этом за базовый год принят 2013.

Зона действия ТЭЦ-6 и ВК-3. СЦТ №1 (работают параллельно на общие сети).

Зона действия ТЭЦ-6 и ВК-3 распространяется на центральную часть Свердловского Ленинского и Мотовилихинского районов города. Зона действия источника ограничена р. Кама, Егошиха, ул. Уральская, Крупская, КИМ, Инженерная, Добролюбова, р. Ива, ул. Самаркандская, Горловская, Балхашская, Братская, Ординская, Г. Хасана, Хлебозаводская, Яблочкова, р. Данилиха, ул. Попова, р. Кама, р. Егошиха, ул. Бордовский тракт, ж/д Главного направления, ул. Яблочкова, Хлебозаводская, Г. Хасана, Ординская и составляет 29,6 км². В зоне эффективного радиуса теплоснабжения ТЭЦ-6 находятся производственные котельные: ВК ОАО «Пермский завод смазок и СОЖ», ВК мотовозоремонтного завода «Ремпутъмаш», ВК ОАО «Покровский хлеб» и отопительная котельная ВК-1.

В рамках эффективного сценария развития системы теплоснабжения города, подразумевающего максимальную загрузку источников работающих в комбинированном цикле по выработке электрической и тепловой энергии, зона действия ТЭЦ-6 и ВК-3 расширена, путем замещения зоны действия ВК-1. Водогрейная котельная ВК-1 выведена из эксплуатации в связи с её не востребованностью по выработке тепловой энергии и наличием запаса мощности на ТЭЦ-6. Таким образом, зона действия ТЭЦ-6 и ВК-3 так же распространяется на южную часть Свердловского района города. Дополнительная зона действия источника ограничена р. Егошиха, ул. Бордовский тракт, ж/д Главного направления, ул. Яблочкова, Хлебозаводская, Г. Хасана, Ординская и составляет 7.2 км².

Расширение зоны действия ТЭЦ-6, ВК-3 стало возможным после реализации строительства дополнительной переточной связи между тепловой зоной ТЭЦ-6, ВК-3 и ВК-1, обозначенного в утвержденной схеме теплоснабжения г. Перми до 2027 года, как мероприятие, направленное на повышение надежности, безотказности и организации резервирования подачи тепловой энергии

для потребителей в указанном районе. Мероприятие по переводу тепловой нагрузки, строительство дополнительной переточной связи между тепловой зоной ТЭЦ-6, ВК-3 и ВК-1 представлено в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Мероприятие по переводу тепловой нагрузки, строительство дополнительной переточной связи между тепловой зоной ТЭЦ-6, ВК-3 и ВК-1

Объект строительства	Длина по трассе, м	Магистраль	Существующий диаметр, мм	Перспективный диаметр, мм	Тип прокладки	Принадлежность т/с	Привязка к улице
Т-106-32 – Т-31А	348	М1-13	-	500/500	Подземная	ОАО «ВоТГК»	Коломенская

Зона действия ТЭЦ-9 СЦТ №2

Зона действия ТЭЦ-9 распространяется на Индустриальный, левобережную часть Дзержинского и Ленинского районов города. Зона действия источника ограничена ул. Попова, р. Данилиха, ул. Леонова, Промышленная, Оверятская, Встречная, лесопарковой зоной Балатово, ул. Малкова, ж/д Главного направления, ул. Хохрякова, Окулова до ул. Попова и составляет 28,9 км². В зоне эффективного радиуса теплоснабжения ТЭЦ-9 находятся производственные котельные: ВК «Сибур-Химпром», ВК ОАО «Телта», ВК ОАО «Морион», ВК Пермской печатной фабрики «Гознак».

В отопительный период в случае возникновения внештатных (аварийных) ситуаций имеется техническая возможность перевести на ТЭЦ-9 часть тепловой нагрузки микрорайонов «Крохалева», «Липовая Гора» с зоны покрытия нагрузок, осуществляемых ТЭЦ-6 для поддержания минимального режима, а при проведении мероприятий по реконструкции передаточных устройств находящихся в тепловой зоне ТЭЦ-9, доведение параметров на точках поставки до уровня, позволяющего осуществлять теплоснабжение вышеуказанных микрорайонов в базовом режиме.

В межотопительный период имеется техническая возможность расширить зону действия ТЭЦ-9 путем перевода всей тепловой нагрузки микрорайонов «Крохалева», «Липовая Гора», и ВК-5 со значительным снижением удельного расхода топлива на производство тепловой энергии в узле.

Зона действия ТЭЦ-13 СЦТ №3

Зона действия ТЭЦ-13 распространяется на правобережную часть Орджоникидзевского района города. Зона действия источника ограничена промзоной ТЭЦ-13, ул. Гремячий Лог, ж/д проходящей вдоль р. Гайва, ул. Усадебной, Карбышева, Репина вдоль промзоны ТЭЦ-13 и составляет 8 км². В зоне эффективного радиуса теплоснабжения ТЭЦ-13 котельных нет.

Зона действия ТЭЦ-14 СЦТ №4

Зона действия ТЭЦ-14 распространяется на Кировский район города. Зона действия источника ограничена автодорогой Пермь-Краснокамск, р. Кама, р. Ласьва и составляет 19,6 км². В зоне эффективного радиуса теплоснабжения ТЭЦ-14 находятся производственные котельные: ВК ОАО «Сорбент», ВК производственной компании «Уралгорнефтемаш», ВК ОАО «Хенкель-Пемос».

Зона действия ВК-1

В рамках эффективного сценария развития системы теплоснабжения города, подразумевающего максимальную загрузку источников работающих в комбинированном цикле по выработке электрической и тепловой энергии, водогрейная котельная ВК-1 выведена из эксплуатации в связи с её не востребованностью по выработке тепловой энергии и наличием запаса мощности на ТЭЦ-6.

Зона действия ВК-2 СЦТ №5

Зона действия ВК-2 распространяется на левобережную часть Мотовилихинского района. Зона действия источника ограничена р. Кама, Мотовилиха, ул. Борчаниновская, р. Ива, ул. Добролюбова, Инженерная, КИМ, Крупская, Уральская, р. Егошиха, Кама и составляет 4 км².

Зона действия ВК-5 СЦТ №6

Зона действия ВК-5 распространяется на левобережную часть Дзержинского района. Зона действия источника ограничена р. Кама, ул. Красина, Трамвайная, Вишерская, Дзержинского, Хохрякова, ж/д Главного направления, ул. Малкова, лесопарковой зоной Балатово, ул. Встречная, Восточным обходом, р. Кама и составляет 10,9 км². Зона действия ВК-5 так же распространяется на микрорайон «Заостровка». Зона действия источника в пределах обособленного микрорайона ограничена р. Кама, ул. Красина, лесным массивом, Восточным обходом и составляет 1,2 км². Общая площадь зоны действия ВК-5 в пределах МО г. Пермь составляет 12,1 км².

В отопительный период в случае возникновения внештатных (аварийных) ситуаций имеется техническая возможность перевести с зоны теплоснабжения ТЭЦ-9 тепловую нагрузку жилого квартала ограниченного улицами Ленина, Петропавловская, Хохрякова, Толмачева для поддержания минимального режима. Наличие технологических коридоров и имеющихся преточных связей с ТЭЦ-9 позволяет рассматривать вопрос о реализации проекта перевода котельной в разряд пиковой мощности, используемой при нештатных ситуациях и периодах особо низких температур, либо полного отказа от выработки тепловой энергии с котельной при условии привлечения дополнительного объема инвестиционных ресурсов на реализацию проекта по увеличению узловой эффективности.

Зона действия котельной микрорайона Вышка-2 СЦТ №7

Зона действия котельной распространяется на микрорайон Вышка-2 находящийся в левобережной части Мотовилихинского района. Зона действия источника ограничена административной границей Мотовилихинского района, ул. Целинная, Кирпичная, Соликамская и составляет 1,5 км².

Зона действия котельной микрорайона Кислотные дачи СЦТ №8

Зона действия котельной распространяется на микрорайон Кислотные дачи находящийся в левобережной части Орджоникидзевского района. Зона действия источника ограничена жилым массивом расположенным вокруг ул. Г. Черняховского и ул. Волочаевская и составляет 3.28 км².

Зона действия котельной ООО «Пермский картон» СЦТ №9

Зона действия котельной ООО «Пермский картон» распространяется на микрорайон Бумажник находящийся в левобережной части Орджоникидзевского района. Зона действия источника ограничена р. Кама, Васильевка, ул. Бенгальская, Пузырева и составляет 1,8 км².

Зона действия котельной «ПНИПУ» СЦТ №10

Зона действия котельной «ПНИПУ» распространяется на микрорайон Студенческий городок находящийся в правобережной части Ленинского района. Зона действия источника ограничена лесным массивом и автодорогой Пермь – Гайва, составляет 1,5 км².

Зона действия котельной микрорайона Новые Ляды СЦТ №11

Зона действия котельной распространяется на микрорайон Новые Ляды находящийся в восточной части Свердловского района. Зона действия источника ограничена лесным массивом, частным сектором микрорайона и составляет 1.84 км².

Зона действия котельной микрорайона Молодежный СЦТ №12

Зона действия котельной распространяется на микрорайон Молодежный находящийся в левобережной части Орджоникидзевского района. Зона действия источника ограничена ул. Лаврова, Штурвальная, Плановая, Качканарская, Ставропольская, Веденеева, Волховская и составляет 0.43 км².

Зона действия котельной микрорайона Левшино СЦТ №13

Зона действия котельной распространяется на микрорайон Левшино находящийся в левобережной части Орджоникидзевского района. Зона действия источника ограничена р. Кама, ул. Железнодорожная, Левшинский пер., ул. Делегатская, Цимлянская, Социалистическая и составляет 1.04 км².

Зона действия котельной ОАО РЖД Западная СЦТ №14

Зона действия котельной ОАО РЖД Западная распространяется на микрорайон Акулова находящийся в правобережной части Дзержинского района. Зона действия источника ограничена лесным массивом, ул. Красноводской, М. Загуменных, ж/д Главного направления и составляет 0,8 км².

Зона действия котельной ПДК СЦТ №15

Зона действия котельной ПДК распространяется на микрорайон Левшино находящийся в левобережной части Орджоникидзевского района. Зона действия источника ограничена ул. Цимлянская, Перевалочная, Белозерская, Валежная и составляет 0.4 км².

Зона действия котельной ВК «Искра» СЦТ №16

Зона действия котельной распространяется на промышленную зону и микрорайон Молодежный находящийся в левобережной части Орджоникидзевского района. Зона действия источника ограничена р. Кама, ул. Менжинского, Волховская, Веденеева, Ставропольская, Качканарская, Плановая, Косякова, Лянгасова, Кутузова, Соликамская и составляет 0.83 км².

В рамках поступившей информации при актуализации схемы теплоснабжения г. Перми, ОАО НПО «Искра» предлагает предусмотреть изменение схемы теплоснабжения таким образом, чтобы исключить котельную ОАО НПО «Искра» как источник тепловой энергии для потребителей части микрорайона Молодежный, а сами объекты запитать от котельной «поселка Энергетик», расположенной по адресу ул. Краснослудская, 5 (ВК-20).

Зона действия котельной по адресу Хабаровская 139 СЦТ №17

Зона действия котельной, находящейся по адресу Хабаровская 139, распространяется на микрорайон Акулова находящийся в правобережной части Дзержинского района. Зона действия источника ограничена лесным массивом, ул. Хабаровская, Вагонная, Красноводская и составляет 0,4 км².

Зона действия котельной по адресу Хабаровская 36а

Зона действия котельной распространяется на жилой квартал микрорайона Акуловский находящийся в правобережной части Дзержинского района. Зона действия источника ограничена

лесным массивом и ул. Хабаровская, составляет 0,14 км². Котельная работает в режиме ЦТП зоны действия источника СЦТ №17.

Зона действия котельной по адресу Генерала Наумова 18а СЦТ №18

Зона действия котельной, находящейся по адресу Генерала Наумова 18а, распространяется на микрорайон Акулова находящийся в правобережной части Дзержинского района. Зона действия источника ограничена ул. Ветлужская, Сортировочная, Кочегаров, Г. Наумова, Машинистов, Лепешинской и составляет 0,2 км².

Зона действия котельной поселка Заозерье СЦТ №19

Зона действия котельной распространяется на поселок Заозерье находящийся в правобережной части Орджоникидзевского района. Зона действия источника ограничена р. Кама, ул. Верхне-Камская, Прямолинейная, Сигнальная и составляет 0.51 км².

Зона действия котельной ОАО «ПЗСП» СЦТ №20

Зона действия котельной распространяется на промышленную зону предприятия ОАО «ПЗСП» и микрорайон Пролетарский находящийся в правобережной части Дзержинского района. Зона действия источника ограничена промзоной ОАО «ПЗСП», ул. Докучаева, транспортная, Сочинская и составляет 1,7 км².

Зона действия ВК-20 СЦТ №21

Зона действия котельной ВК-20 распространяется на микрорайон Камгэс находящийся в левобережной части Орджоникидзевского района. Зона действия источника ограничена ул. Лянгасова, Краснослудская, Усинская, Хохловская, Волховская, Язьвинская, Кавказская, Белозерская, Кутамышская, руч. Грязный, ул. Боковая и составляет 1 км².

Зона действия котельной по адресу Лепешинской 3 СЦТ №22

Зона действия котельной, находящейся по адресу Лепешинской 3, распространяется на микрорайон Акулова находящийся в правобережной части Дзержинского района. Зона действия источника ограничена ул. Ветлужская, Лепешинской, Машинистов, Г. Наумова, Кочегаров, М. Загуменных и составляет 0,2 км².

Зона действия котельной по адресу Каменского 28а СЦТ №23

Зона действия котельной распространяется на часть микрорайона Парковый находящийся в левобережной части Дзержинского района. Зона действия источника ограничена ул. В. Каменского, Гатчинская, Переселенческая, пер. Каслинский и составляет 0.04 км².

Зона действия котельной ЗАО «Новомет-Пермь» СЦТ №24

Зона действия котельной ЗАО «Новомет-Пермь» распространяется на промышленную зону одноименного предприятия и часть микрорайона Ремзавод находящийся на западной окраине Индустриального района. Зона действия источника ограничена промзоной ЗАО «Новомет-Пермь» и прилегающим жилым кварталом микрорайона по ул. Казанцевская и составляет 0,4 км².

Зона действия котельной поселка Запруд СЦТ №25

Зона действия котельной распространяется на поселок Запруд находящийся в левобережной части Мотовилихинского района. Зона действия источника ограничена ул. Лядовская, Колыбалова, Гарцовская, Запрудская и составляет 0,2 км².

Зона действия котельной Криворожская СЦТ №26

Зона действия котельной распространяется на микрорайон Левшино находящийся в левобережной части Орджоникидзевского района. Зона действия источника ограничена ул. Цимлянская, Томская, Социалистическая, А. Старикова и составляет 0,2 км².

Зона действия котельной микрорайона Чапаевский СЦТ №27

Зона действия котельной распространяется на микрорайон Чапаевский находящийся в левобережной части Орджоникидзевского района. Зона действия источника ограничена ул. Соликамская, Липовая, Лянгасова, пер. Еловский и составляет 0,3 км².

Зона действия котельной Банная гора СЦТ №28

Зона действия котельной распространяется на Пермскую краевую клиническую психиатрическую больницу, расположенную в левобережной части Орджоникидзевского района. Зона действия источника ограничена р. Кама и лесным массивом, составляет 0.13 км².

Зона действия котельной Бахаревская СЦТ №29

Зона действия котельной распространяется на жилой квартал находящийся в Свердловском районе города. Зона действия источника ограничена ж/д Главного направления, ул. Бахаревская и составляет 0,2 км².

Зона действия котельной поселка Окуловский СЦТ №30

Зона действия котельной распространяется на жилой квартал микрорайона Окуловский находящийся в правобережной части Дзержинского района. Зона действия источника ограничена ул. Докучаева, Транспортная, Сочинская и составляет 0,04 км².

Зона действия котельной санатория Подснежник СЦТ №31

Зона действия котельной распространяется на детский пульмонологический санаторий «Светлана» находящийся в Свердловском районе. Зона действия источника ограничена ул. Пристанционная и лесным массивом, составляет 0,05 км².

Зона действия котельной ДИПИ СЦТ №32

Зона действия котельной распространяется на жилой квартал микрорайона Курья находящийся в правобережной части Мотовилихинского района. Зона действия источника ограничена ул. 5-я Линия, Сосьвинская, 13-я линия, Верхнекурьянская и составляет 0.18 км².

Зона действия котельной по адресу Чусовская 27 СЦТ №33

Зона действия котельной распространяется на жилой квартал микрорайона Новые Ляды находящийся в Свердловском районе. Зона действия источника ограничена ул. Чусовская, Трактовая, Коммунистическая, Флотская, Крестьянская и составляет 0,2 км².

Зона действия котельной по адресу Борцов Революции 151 СЦТ №34

Зона действия котельной распространяется на квартал микрорайона Курья находящийся в правобережной части Мотовилихинского района. Зона действия источника ограничена ул. Б. Революции, Торфяная и составляет 0,02 км².

Зона действия котельной ФГУП НПО «Биомед» СЦТ №35

Зона действия котельной распространяется на промплощадку НПО «Биомед» и жилой квартал микрорайона Южный находящийся в Свердловском районе. Зона действия источника ограничена лесным массивом и ул. Братская, Лихвинская, и составляет 0,5 км².

Зона действия котельной по адресу Костычева 9 СЦТ №36

Зона действия котельной распространяется на жилой квартал микрорайона Пролетарский находящийся в правобережной части Дзержинского района. Зона действия источника ограничена ул. Ветлужская, Сочинская, Транспортная, Красноборская и составляет 0,04 км².

Зона действия котельной по адресу Пышминская 12 СЦТ №37

Зона действия котельной распространяется на жилой квартал микрорайона Курья находящийся в правобережной части Мотовилихинского района. Зона действия источника ограничена ул. 5-я Линия, Верхнекурьянская, 1-я линия, Солнечная и составляет 0,05 км².

Зона действия котельной ДОС СЦТ №38

Зона действия котельной распространяется на квартал микрорайона Курья находящийся в правобережной части Мотовилихинского района. Зона действия источника ограничена ул. Ленская, ДОС и составляет 0,02 км².

Зона действия котельной Вышка-1 СЦТ №39

Зона действия котельной распространяется на жилой дом по адресу ул. Труда, 61 и составляет 0,001 км².

Зона действия котельной по ул. Брикетная СЦТ №40

Зона действия котельной распространяется на квартал микрорайона Камская Долина находящийся в правобережной части Ленинского района. Зона действия источника ограничена ул. Б. Революции, Ломоносова и составляет 0,02 км².

Зона действия котельной Горбольницы №1 СЦТ №41

Зона действия котельной распространяется на корпуса Краевой клинической инфекционной больницы находящейся по адресу ул. Сельскохозяйственная, 25 и составляет 0,01 км².

Зона действия котельной Ива СЦТ №42

Зона действия котельной распространяется на вновь строящийся жилой район Ива («Грибоедова») находящийся в левобережной части Мотовилихинского района. Зона действия источника ограничена ул. Грибоедова, Уинская, Старцева и составляет 0.9 км².

Зона действия котельной по ул. Кавказская, 24 СЦТ №43

Зона действия котельной распространяется на два жилых дома по ул. Кавказская, 24а и Кавказская, 24б, находящихся в левобережной части Орджоникидзевского района. Зона действия источника ограничена ул. Кавказская, Менжинского, Таганрогская и составляет 0.1 км².

Зона действия котельной по ул. Менжинского, 36 СЦТ №44

Зона действия котельной распространяется на жилой дом по ул. Менжинского, 36, находящегося в левобережной части Орджоникидзевского района. Зона действия источника ограничена ул. Кавказская, Менжинского, Таймырская и составляет 0.07 км².

Зона действия котельной по ул. Делегатская, 34 СЦТ №45

Зона действия котельной распространяется на жилой квартал микрорайона Левшино находящийся в левобережной части Орджоникидзевского района. Зона действия источника ограничена ул. Делегатская, Цимлянская, Памирская и составляет 1.01 км².

Зона действия котельной по ул. Каменского, 9 СЦТ №46

Зона действия котельной распространяется на часть микрорайона Парковый находящийся в левобережной части Дзержинского района. Зона действия источника ограничена ул. В. Каменского, Папаницев, Барамзиной, детская и составляет 1.46 км².

Зона действия котельной по ул. Белозерская, 38 СЦТ №47

Зона действия котельной распространяется на два жилых дома по ул. Белозерская, 43а и Белозерская, 43б, находящихся в левобережной части Орджоникидзевского района. Зона действия источника ограничена ул. Кавказская, Менжинского, Таганрогская и составляет 0.1 км².

ЧАСТЬ 5. ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждению», схема теплоснабжения г. Перми на период до 2027 года актуализируется на 2015 год, за базовый принят 2013 год.

а) Описание значений потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха.

Максимальное значение теплотребления наблюдается в Свердловском районе города Перми. Свердловский район является самым крупным в городе, включает в себя, помимо объектов жилья и соцкультбыта, крупные промышленные предприятия, являющиеся наиболее крупными потребителями тепловой энергии. Минимальное значение теплотребления наблюдается в Ленинском районе города, в связи с низкой плотностью теплотребления, обусловленной значительным объемом малоэтажной застройки в историческом центре города. Населенный пункт пос. Кондратово получает тепловую энергию от котельной ВК-5 находящейся в городской черте и не является элементом территориального деления города.

Значения договорных тепловых нагрузок, соответствующих величине потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в расчетных элементах районного территориального деления, представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Договорные тепловые нагрузки административных районов

Административный район	Нагрузка отопления, Гкал/ч	Нагрузка ГВС средняя, Гкал/ч	Нагрузка вентиляции, Гкал/ч	Пар, Гкал/ч (т/ч)	Суммарная присоединенная тепловая нагрузка в сетевой воде, Гкал/ч	Суммарная присоединенная тепловая нагрузка по источнику, Гкал/ч
Дзержинский	275.537	45.627	24.088	-	345.252	345.252
Индустриальный	383.754	60.748	19.688	423,53 (588.25)	464.139	887.670
Кировский	316.97	39.55	6.1	18,45 (25.95)	362,62	381.07
дер. Кондратово	19.93	0.794	0	-	20.724	20.724
Ленинский	216.682	28.573	17.665	-	262,92	262.92
Мотовилихинский	438.527	65.48	12.697	-	516.704	516.704
Орджоникидзевский	309.65	32.619	12.305	24,76 (35.7)	354.57	379.334

Административный район	Нагрузка отопления, Гкал/ч	Нагрузка ГВС средняя, Гкал/ч	Нагрузка вентиляции, Гкал/ч	Пар, Гкал/ч (т/ч)	Суммарная присоединенная тепловая нагрузка в сетевой воде, Гкал/ч	Суммарная присоединенная тепловая нагрузка по источнику, Гкал/ч
Свердловский	665.14	85.09	50.249	25.68 (42.18)	800.483	826.163
Сумма:	2626.19	358.48	142.79	492.42 (692.08)	3127.46	3619.887

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

Случаев применения индивидуальных квартирных источников тепловой энергии для нужд отопления в многоквартирных домах не наблюдается.

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

Значения потребления тепловой энергии, в разрезе расчетных элементов территориального деления города, рассчитаны исходя из суммарных договорных нагрузок потребителей на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения по административным районам. Месячное потребление тепловой энергии рассчитано по фактической среднемесячной температуре наружного воздуха 2013 года.

Среднемесячные фактические температуры наружного воздуха в 2013 году представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 - Среднемесячные фактические температуры наружного воздуха в 2013 году

Календарный месяц	Тнв. ср., град. С
январь	-14.8
февраль	-8.1
март	-10
апрель	4
май	11
июнь	18.8
июль	19.2
август	17.2
сентябрь	10.3
октябрь	2
ноябрь	1.2
декабрь	-8.6

Месячное потребление тепловой энергии на нужды отопления и вентиляции рассчитано по формуле: $Q_{тек} = (Q_{тах}(20 - t_{нв})/55) * 24 \text{ часа} * \text{кол.дней}$, где

- $Q_{тек}$ – Месячное потребление тепловой энергии, Гкал;
- $Q_{тах}$ – Договорная тепловая нагрузка (отопления, вентиляции) при расчетной температуре расчетного воздуха;
- $t_{нв}$ – Среднемесячная фактическая температура наружного воздуха.

Нагрузка горячего водоснабжения, в отличие от нагрузки отопления и вентиляции, не зависит от температуры наружного воздуха и является величиной постоянной. Месячное потребление тепловой энергии на нужды горячего водоснабжения рассчитано по формуле: $Q_{гвс} = Q_{тах} * 24 \text{ часа} * \text{кол.дней}$, где

- $Q_{гвс}$ – Месячное потребление тепловой энергии на нужды ГВС, Гкал;
- $Q_{тах}$ – Договорная тепловая нагрузка ГВС при расчетной температуре расчетного воздуха.

Значения потребления тепловой энергии за отопительный период рассчитаны исходя из продолжительности отопительного периода, согласно действующим нормам для города Перми, равной 224 дня. Значения потребления тепловой энергии за год рассчитаны исходя из планового ремонта тепловых сетей в межотопительный период продолжительностью 14 дней.

Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления помесячно, за отопительный период и за 2013 год в целом, представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 - Потребления тепловой энергии территориального деления помесячно, за отопительный период и за 2013 год в целом

Период		Расчетный элемент территориального деления						
		Дзержинский район	Индустриальный район	Кировский район	Ленинский район	Мотовилихинский район	Орджоникидзевский район	Свердловский район
Q _{тах} , при расч. тнв	Q от., Гкал/ч	275.5	383.7	317.0	216.7	438.5	309.7	665.1
	Q гвс ср., Гкал/ч	45.6	60.7	39.6	28.6	65.5	32.6	85.0
	Q вент., Гкал/ч	24.1	19.7	6.1	17.7	12.7	12.3	50.2
	Q сумм., Гкал/ч	345.3	464.2	362.6	262.9	516.7	354.6	800.5
Январь	Q от., Гкал	129709	192799	149213	102003	206436	142352	313114
	Q гвс ср., Гкал	33946	48520	29425	21258	48717	24269	67220
	Q вент., Гкал	11339	10074	2872	8316	5977	3298	23655
	Q сумм., Гкал	174995	251393	181510	131577	261130	169918	403989
Февраль	Q от., Гкал	94600	140614	108826	74394	150560	103821	228363
	Q гвс ср., Гкал	30661	43824	26578	19201	44003	21920	60715
	Q вент., Гкал	8270	7347	2094	6065	4359	2405	17252
	Q сумм., Гкал	133532	191785	137498	99660	198922	128146	306330
Март	Q от., Гкал	111818	166206	128632	87933	177962	122717	269926
	Q гвс ср., Гкал	33946	48520	29425	21258	48717	24269	67220
	Q вент., Гкал	9775	8685	2475	7169	5153	2843	20392
	Q сумм., Гкал	155540	223410	160533	116361	231832	149828	357538
Апрель	Q от., Гкал	57712	85784	66391	45385	91851	63338	139317
	Q гвс ср., Гкал	32851	46955	28476	20573	47146	23486	65052
	Q вент., Гкал	5045	4482	1278	3700	2659	1467	10525
	Q сумм., Гкал	95609	137221	96144	69658	141657	88291	214893
Май	Q от., Гкал	12985	19301	14938	10212	20667	14251	31346
	Q гвс ср. за 12 дней	13141	18782	11390	8229	18858	9394	26021
	Q гвс ср. за 19 дней	20806	29738	18035	13029	29859	14874	41200
	Q вент., Гкал	1135	1009	287	833	598	330	2368
Q сумм., Гкал	48067	68830	44651	32302	69982	38850	100935	
Июнь	Q от., Гкал	0	0	0	0	0	0	0
	Q гвс ср. за 16 дней	32851	46955	28476	20573	47146	23486	65052
	Q вент., Гкал	0	0	0	0	0	0	0
	Q сумм., Гкал	32851	46955	28476	20573	47146	23486	65052
Июль	Q от., Гкал	0	0	0	0	0	0	0
	Q гвс ср., Гкал	33946	48520	29425	21258	48717	24269	67220
	Q вент., Гкал	0	0	0	0	0	0	0
	Q сумм., Гкал	33946	48520	29425	21258	48717	24269	67220
Август	Q от., Гкал	0	0	0	0	0	0	0
	Q гвс ср., Гкал	33946	48520	29425	21258	48717	24269	67220
	Q вент., Гкал	0	0	0	0	0	0	0
	Q сумм., Гкал	33946	48520	29425	21258	48717	24269	67220
Сентябрь	Q от., Гкал	0	0	0	0	0	0	0
	Q гвс ср., Гкал	32851	46955	28476	20573	47146	23486	65052
	Q вент., Гкал	0	0	0	0	0	0	0
	Q сумм., Гкал	32851	46955	28476	20573	47146	23486	65052
Октябрь	Q от., Гкал	67091	99723	77179	52760	106777	73630	161956
	Q гвс ср., Гкал	33946	48520	29425	21258	48717	24269	67220
	Q вент., Гкал	5865	5211	1485	4301	3092	1706	12235

Период	Расчетный элемент территориального деления							
	Дзержинский район	Индустриальный район	Кировский район	Ленинский район	Мотовилихинский район	Орджоникидзевский район	Свердловский район	
Ноябрь	Q сумм., Гкал	106902	153454	108090	78320	158586	99604	241411
	Q от., Гкал	67812	100796	78009	53327	107925	74422	163697
	Q гвс ср., Гкал	32851	46955	28476	20573	47146	23486	65052
	Q вент., Гкал	5928	5267	1501	4348	3125	1724	12367
Декабрь	Q сумм., Гкал	106592	153017	107986	78247	158196	99632	241116
	Q от., Гкал	106600	158449	122629	83830	169657	116990	257329
	Q гвс ср., Гкал	33946	48520	29425	21258	48717	24269	67220
	Q вент., Гкал	9319	8279	2360	6834	4912	2710	19440
Отопительный период	Q сумм., Гкал	149865	215249	154415	111922	223287	143969	343990
	Q от., Гкал	648328	963671	745818	509844	1031836	711521	1565048
	Q гвс ср., Гкал	245291	350596	212621	153608	352020	175360	485722
	Q вент., Гкал	56678	50353	14353	41565	29876	16482	118234
За год	Q сумм., Гкал	950296	1364620	972792	705018	1413733	903363	2169003
	Q от., Гкал	648328	963671	745818	509844	1031836	711521	1565048
	Q гвс ср., Гкал	399693	571283	346458	250299	573605	285742	791466
	Q вент., Гкал	56678	50353	14353	41565	29876	16482	118234
	Q сумм., Гкал	1104698	1585308	1106629	801709	1635317	1013746	2474748

Максимальное значение теплотребления наблюдается в Свердловском районе города Перми.

При этом представленные в таблице объемы потребления тепловой энергии, предусматривают сценарий с выходом на максимальное потребление, учитывающий климатические параметры соответствующие СНиП и выборку заявленной мощности потребителями. Иные сценарии представлены в [приложении 1 главы 4](#).

Здесь следует отметить, что указанный баланс потребления сформирован на основании заявленной потребителями тепловой энергии и горячей воды, договорной мощности теплоиспользующего оборудования. В связи с различием заявленного и фактического использования мощности, указанный баланс:

- ✓ является вариантом, использования теплоэнергоресурсов в объемах мощности, на которую потребитель получил право пользования, установленного условиями договоров теплоснабжения, заключенных в установленном действующим законодательством порядке и определяется как инерционный вариант развития схем теплоснабжения, предусматривающим ограниченное использование мощности (по факту юридического удержания неиспользуемых объемов, в отсутствие двухставочных тарифов и договоров на резервирование мощности);
- ✓ подлежит корректировке при формировании реальных балансов, цель которых:
 - минимизация капитальных затрат в сетевые активы и оборудования источников тепловой энергии, направленных на увеличение мощности (пропускной способности);
 - минимизация стоимости подключений объектов нового строительства к системам тепловой инфраструктуры;
 - безусловное исполнение условий действующего законодательства, по реализации установленного приоритета комбинированной выработки, за счет существующего потенциала установленной мощности существующих источников работающих в комбинированном цикле, при условии эффективности производимых в узел инвестиций (затраты на комплексный перевод нагрузки потребителей в зону покрытия источника, осуществляющего комбинированную выработку не должны превышать затрат на реконструкцию/строительство существующих источников с переводом работы в комбинированный цикл;

- обязательный учет исполнения условий 261-ФЗ, в части планирования снижения нагрузки существующих потребительских систем во всех расчетных сроках за счет реализации программ повышения энергетической эффективности в потребительском секторе.

Соответственно комплекс технических решений, учитываемый в схеме теплоснабжения, предусматривает, все вышеуказанные факторы в балансе мощности, определяемые рамками эффективного сценария. При этом развитие системы будет происходить внутри рамок определенных разностью предлагаемых сценарных условий определяемых балансом включенным в **приложении 1 главы 4.**

г) Описание значений потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии.

Максимальное значение теплотребления (по заявленной мощности) наблюдается от источников ТЭЦ-6 и ВК-3, работающих в параллель на общие тепловые сети. При этом следует учитывать, что наиболее крупная потребительская заявка на ТЭЦ-6 в объеме 100 Гкал/ч, подается ежегодно одним из самых крупных потребителей города - группой предприятий ОАО "Энергетик-ПМ". При этом указанный объем мощности не выбирается (не используется) потребителем в виду отсутствия платы за резерв мощности и отсутствия технологической потребности (за исключением объема потребления ТЭР, на нужды СОиВ).

Весомое потребление тепловой энергии наблюдается от источников ТЭЦ-6, 9, 13, 14, ВК-2, 3, 5 работающих на тепловые сети ОАО «Волжская территориальная генерирующая компания» и ООО «Пермская сетевая компания». Меньшая величина теплотребления наблюдается от остальных источников принадлежащих другим организациям.

Значения договорных тепловых нагрузок, соответствующих величине потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источников тепловой энергии, представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 - Договорные тепловые нагрузки источников тепловой энергии за 2013 г.

Источник тепла	Нагрузка отопления, Гкал/ч	Нагрузка ГВС средняя, Гкал/ч	Нагрузка вентиляции, Гкал/ч	Пар, Гкал/ч (т/ч)	Суммарная присоединенная тепловая нагрузка в сетевой воде, Гкал/ч	Суммарная присоединенная тепловая нагрузка по источнику, Гкал/ч
ТЭЦ-6,ВК-3	965.17	137.88	74.81	25.68 (42.18)	1 177.86	1203.54
в т.ч. ТЭЦ-6	580.210	78.429	48.071	25.68 (42.18)	706.710	732.39
в т.ч. ВК-3	386.82	52.28	32.04	0.00	471.15	471.15
ТЭЦ-9	538.42	93.28	35.81	423.53 (588.25)	667.53	1091.06
ТЭЦ-14	279.61	38.20	6.61	18.45 (25.95)	324.421	342.871
ВК-1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ВК-5	153.89	24.71	10.75	-	189.349	189.349
ТЭЦ-13	162.68	18.87	1.08	24.76 (35.7)	182.634	207.394
ВК-2	214.82	18.08	1.67	-	234.575	234.575
ВК Вышка-2	50.99	6.77	0.852	-	58.612	58.612
ВК Кислотные Дачи	38.248	5.395	0	-	43.643	43.643
ВК ПЗСП	25.112	3.558	0	-	28.670	28.670
ВК Хабаровская139	17.019	2.011	0	-	19.030	19.030
ВК ПГТУ	14.993	1.127	2.777	-	18.897	18.897

Источник тепла	Нагрузка отопления, Гкал/ч	Нагрузка ГВС средняя, Гкал/ч	Нагрузка вентиляции, Гкал/ч	Пар, Гкал/ч (т/ч)	Суммарная присоединенная тепловая нагрузка в сетевой воде, Гкал/ч	Суммарная присоединенная тепловая нагрузка по источнику, Гкал/ч
ВК НПО Искра	16.197	1.746	0	-	17.943	17.943
ВК Новые Ляды	15.639	2.093	0.084	-	17.816	17.816
ВК Голованово	15.338	1.075	0	-	16.413	16.413
ВК Молодежная	13.212	1.37	0	-	14.582	14.582
ВК-20	10.48	1.52	1.97	-	13.970	13.970
ВК Левшино	12.322	1.332	0	-	13.654	13.654
ВК ПДК	10.582	0.127	0	-	10.709	10.709
ВК НПО БИОМЕД	9.039	0.368	0	-	9.407	9.407
ВК Новомет-Пермь	8.006	0.883	0	-	8.889	8.889
ВК Криворожская	6.164	0	0	-	6.164	6.164
ВК Заозерье	5.877	0.278	0	-	6.155	6.155
ВК Лепешинской	5.31	0.123	0	-	5.433	5.433
ВК Г. Наумова	4.951	0.111	0	-	5.062	5.062
ВК Запруд	4.548	0.448	0	-	4.996	4.996
ВК Окуловский	3.435	0.371	0	-	3.806	3.806
ВК Банная гора	1.969	0.673	0.998	-	3.640	3.640
ВК Чапаевский	3.155	0.193	0	-	3.348	3.348
ВК Костычева 9	2.07	0.583	0	-	2.653	2.653
ВК ДИПИ	1.534	0.247	0.074	-	1.855	1.855
ВК Каменского	1.553	0.017	0	-	1.570	1.570
ВК Чусовская	1.002	0.066	0	-	1.068	1.068
ВК Бахаревка	0.7	0.001	0	-	0.701	0.701
ВК Лесопарковая	0.606	0.094	0	-	0.700	0.700
ВК Пышминская	0.6	0	0	-	0.600	0.600
ВК Подснежник	0.235	0	0	-	0.235	0.235
ВК Брикетная	0.219	0	0	-	0.219	0.219
ВК Гор. Больница	0.152	0.026	0	-	0.178	0.178
ВК Вышка 1	0.08	0	0	-	0.080	0.080
ВК Б. Революции	0.04	0	0	-	0.040	0.040
ВК Ива	2.9115	0.0988	0	-	3.010	3.010
ВК Кавказская, 24	0.65	0.15	0	-	0.8	0.8
ВК Менжинского, 36	0.4615	0.1398	0	-	0.6013	0.6013
ВК Делегатская, 34	4.325	1.6260	0	-	5.951	5.951
Сумма:	2626.19	358.48	142.79	496.42 (692.08)	3127.46	3619.88

Значения договорных тепловых нагрузок, максимально загруженных источников теплоснабжения, соответствующих величине потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источников тепловой энергии с разделением потребителей на группы представлены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 - Договорные тепловые нагрузки источников тепловой энергии с разделением потребителей на группы за 2013 г.

Источник теплоснабжения	Группа	Тепловые нагрузки Гкал/час				
		Qот	Qвент	Qгвс max	Qгвсср.ч.	Qобщая
ВК-2	Жилье	77.81		34.38	14.33	112.19
	Промышленность, приравненные к ним, прочие	17.57	1.15	3.58	1.49	22.31
	Соц.культ.быт	14.59	0.52	5.44	2.27	20.54
	ИТОГО	109.97	1.67	43.40	18.08	155.04
ВК-5	Жилье	116.40	0.10	44.65	18.60	161.15
	Промышленность, приравненные к ним, прочие	20.51	4.72	8.59	3.58	33.83

Источник теплоснабжения	Группа	Тепловые нагрузки Гкал/час				
		Qот	Qвент	Qгвс max	Qгвсср.ч.	Qобщая
	Соц.культ.быт	16.98	5.93	6.06	2.52	28.97
	ИТОГО	153.89	10.75	59.30	24.71	223.94
	Жилье	75.76	0.14	31.27	13.03	107.17
ТЭЦ-13	Промышленность, приравненные к ним, прочие	79.14	0.32	9.28	3.87	88.75
	Соц.культ.быт	7.78	0.62	4.74	1.97	13.14
	ИТОГО	162.68	1.08	45.30	18.87	209.06
	Жилье	209.84		72.65	30.27	282.49
ТЭЦ-14	Промышленность, приравненные к ним, прочие	36.50	3.63	5.39	2.25	45.52
	Соц.культ.быт	33.28	2.99	13.62	5.68	49.89
	ИТОГО	279.61	6.61	91.67	38.20	377.90
	Жилье	7.29		3.21	1.34	10.51
ВК-20	Промышленность, приравненные к ним, прочие	2.64	1.97	0.43	0.18	5.04
	Соц.культ.быт	0.55			0.00	0.55
	ИТОГО	10.48	1.97	3.64	1.52	16.10
	Жилье	509.56	7.90	203.76	84.90	721.22
ТЭЦ-6, ВК-3	Промышленность, приравненные к ним, прочие	162.41	36.86	30.55	12.73	229.82
	Соц.культ.быт	97.01	11.81	32.86	13.69	141.68
	ИТОГО	769.06	56.57	267.17	111.32	1 092.80
	Жилье	115.43		43.33	18.06	158.76
ТЭЦ-6 "заводской" тепловывод	Промышленность, приравненные к ним, прочие	63.94	17.96	11.60	4.83	93.50
	Соц.культ.быт	16.74	0.28	8.81	3.67	25.84
	ИТОГО	196.11	18.24	63.74	26.56	278.09
	Жилье	416.48	1.48	188.53	78.55	606.49
ТЭЦ-9	Промышленность, приравненные к ним, прочие	95.72	25.66	24.78	10.32	146.16
	Соц.культ.быт	52.03	10.40	21.32	8.88	83.75
	ИТОГО	564.23	37.53	234.63	97.76	836.40

Значения договорных тепловых нагрузок превышают фактически отпущенную в сеть тепловую энергию в перерасчете на расчетную ТНВ. Расчет фактически используемой тепловой нагрузки, составленный по результатам показаний приборов учета в перерасчете на расчетную ТНВ по основным источникам, представлен в [приложении 6](#).

Фактически используемая тепловая нагрузка – величина мощности, рассчитанная по фактическому режиму работы существующих источников тепловой энергии, определенная на основании показаний узлов учета тепловой энергии, установленных на коллекторах (тепловыводах) указанных источников. Порядок определения баланса по фактически используемой мощности, определен требованиями действующего законодательства (Приказ Министерства регионального развития РФ от 28 декабря 2009 г. N 610 «Об утверждении правил установления и изменения (пересмотра) тепловых нагрузок») и соответствует фактическим данным получаемым от источников тепловой энергии с отклонением не более 3% (допустимый параметр отклонений, обусловлен нормируемым диапазоном изменения тепловой нагрузки допускаемым требованиями ПТЭ электрических станций и тепловых сетей, а также Правилами эксплуатации тепловых энергоустановок). Соответственно, расчет эффективного сценария, базирующегося на потребности в мощности, определяемой на основании фактически используемой тепловой нагрузки (не выборка заявленной мощности), предусматривает определение потребности в каждой точке поставки, с последующей ежегодной актуализацией всего реестра, проводимой в соответствии с требованиями вышеуказанных «Правил». По зонам теплоснабжения в границах эксплуатационной ответственности ОАО «ВотГК» и ООО «ПСК» (89% обслуживаемой территории), указанный бизнес-процесс закреплен на уровне действующих условий договоров теплоснабжения, по остальным

участникам схемы проведения данного мероприятия на текущий момент невозможно, в силу отсутствия взаимных обязательств указанного характера, между теплоснабжающими организациями и потребителями тепловой энергии.

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

Нормативы потребления коммунальных услуг, в том числе на нужды отопления и горячего водоснабжения, утверждены 21.05.2012 постановлением Правительства Пермского края № 320-п. Норматив теплотребления показывает необходимое количество тепловой энергии, Гкал, затрачиваемой на отопление 1 м² общей площади жилого помещения в зависимости от года постройки и этажности многоквартирного жилого дома. Норматив потребления горячего водоснабжения показывает объем потребления ГВС, м³, на одного человека в месяц в зависимости от условий потребления услуги ГВС и этажности здания. Нормативы потребления коммунальных услуг для населения Пермского городского округа представлены в [приложении 19](#).

Расчет нормируемого объема потребления тепловой энергии на нужды отопления и горячего водоснабжения, экспертное заключение о соответствии нормативов потребления коммунальных услуг, предоставляемых исполнителями коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных и жилых домах, подаваемых теплоснабжающими организациями Пермского края на границу балансовой принадлежности сетей, представлены в [приложении 20](#).

ЧАСТЬ 6. БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждению», схема теплоснабжения г. Перми на период до 2027 года актуализируется на 2015 год, при этом за базовый год принят 2013.

а) Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии, а в случае нескольких выводов тепловой мощности от одного источника тепловой энергии - по каждому из выводов.

Балансы установленной мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии (в рамках инерционного сценария) представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Балансы установленной мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии

Наименование источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	Потери тепловой мощности в тепловых сетях, Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч
ТЭЦ-6	815.15	761.12	733.42	17.82	706.71
ВК-3	500	500	495.2	10.47	471.15
ВК-1	400	380	364.8	0.0	0.0
ТЭЦ-9	1541.3	930.38	913.16	29.526	677.530
ТЭЦ-14	941	574	563	19.479	324.421
ВК-5	400	376	370	7.761	189.349
ТЭЦ-13	312.4	225.2	222.5	4.329	182.634
ВК-2	450	423	417	2.48	234.575
ВК Вышка-2	60	60	59.16	0.814	58.612

Наименование источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	Потери тепловой мощности в тепловых сетях, Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч
ВК Кислотные Дачи	112.2	60	56.58	2.081	43.643
ВК ПЗСП	70	65.8	60.3	0.8	28.670
ВК Хабаровская139	15.12	15.12	15.01	0.368	19.030
ВК ПГТУ	58	54.52	49.52	1.139	18.897
ВК НПО Искра	80.1	75.294	69.594	0.332	17.943
ВК Новые Ляды	40.9	40.9	39.51	1.442	17.816
ВК Голованово	60.0	56.4	47.7	1.092	16.413
ВК Молодежная	24	24	23.71	0.334	14.582
ВК-20	39.2	8.34	7.5	0.768	13.970
ВК Левшино	15.2	15.2	15	0.454	13.654
ВК ПДК	15.26	15.26	14.59	0.559	10.709
ВК НПО БИОМЕД	44.9	42.206	36.506	0.346	9.407
ВК Новомет-Пермь	22.8	21.432	16.532	0.166	8.889
ВК Криворожская	6.45	6.45	6.41	0.105	6.164
ВК Заозерье	13	13	12.43	0.363	6.155
ВК Лепешинской	7.32	7.32	7.28	0.341	5.433
ВК Г. Наумова	7.4	7.4	7.36	0.31	5.062
ВК Запруд	8.43	8.43	8.24	0.156	4.996
ВК Акуловский	6	6	5.95	0.077	3.806
ВК Банная гора	5.81	5.81	5.72	0.145	3.640
ВК Чапаевский	21.4	21.4	19.09	0.277	3.348
ВК Костычева 9	2.7	2.7	2.67	0.019	2.653
ВК ДИПИ	3.7	3.7	3.64	0.167	1.855
ВК Каменского	4.32	4.32	4.29	0.095	1.570
ВК Чусовская	1.76	1.76	1.72	0.086	1.068
ВК Бахаревка	1.8	1.8	1.77	0.059	0.701
ВК Лесопарковая	1.08	1.08	1.07	0.04	0.700
ВК Пышминская	1.41	1.41	1.37	0.086	0.600
ВК Подснежник	1.22	1.22	1.19	0.084	0.235
ВК Брикетная	1.4	1.4	1.36	0.046	0.219
ВК Гор. Больница	0.344	0.344	0.32	0.003	0.178
ВК Вышка 1	0.082	0.082	0.08	0.002	0.080
ВК Б. Революции	0.87	0.87	0.83	0.016	0.040
ВК Ива	17.5	4.3	4.27	0.084	3.010
ВК Кавказская, 24	0.86	0.86	0.83	0.014	0.8
ВК Менжинского, 36	1.72	1.72	1.61	0.003	0.6013
ВК Делегатская, 34	17.2	12.04	11.95	0.086	5.951

У источников с комбинированным циклом выработки тепловой и электрической энергии величина установленной тепловой мощности указана, как мощность с учетом производства пара, а располагаемая тепловая мощность – мощность в сетевой воде.

Величина тепловых потерь тепловой мощности в тепловых сетях определена расчетным путем и приведена к расчетной температуре наружного воздуха. Присоединенная тепловая нагрузка является суммарной величиной договорных тепловых нагрузок потребителей тепловой зоны.

Присоединенная тепловая нагрузка, включенная в вышеприведенный мощностной баланс, оценивалась исходя заявленных величин тепловой мощности потребительских теплоиспользующих установок. При этом фактически используемая тепловая мощность, значительно ниже, чем заявляемые в договорах теплоснабжения, величины. Результаты оценки фактически используемой нагрузки на момент формирования программы мощности представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 - Фактическая тепловая мощность в зонах действия источников тепловой энергии

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Нагрузка совокупного потребителя по видам потребления, Гкал/ч			
		Q _{отопл}	Q _{гвс}	Q _{вент}	Q _{общ}
1	ВК-2	107.16	18.00	0.06	152.22
2	ВК-5	129.90	19.42	7.85	157.17
3	ВК-20	7.40	1.90	1.97	11.26
4	ВК-1	0.00	0.00	0.00	0.00
5	ТЭЦ-13	142.25	16.77	0.42	159.44
6	ТЭЦ-14	269.20	39.94	4.87	314.01
7	ТЭЦ-6+ВК-3:	838.19	113.30	69.44	1020.93
8	в т.ч. ТЭЦ-6	528.06	71.38	43.75	643.19
9	в т.ч. ВК-3	310.13	41.92	25.69	377.74
10	ТЭЦ-9	500.45	95.16	19.54	615.15

При этом сопоставление заявленных и фактических нагрузок указывает на факт того, что запаса неиспользуемой мощности хватает для покрытия пиковых нагрузок (режим потребления максимально-часовой нагрузки, возникающий при расчетной температуре наружного воздуха (температуры наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92) и максимальном расходе воды используемой для нужд горячего водоснабжения).

б) Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии и выводам тепловой мощности от источников тепловой энергии.

Величина резерва и дефицита тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии представлена в таблице 6.3.

Таблица 6.3 - Величина резерва и дефицита тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии

Наименование источника	Профицит/дефицит тепловой мощности, Гкал/ч
ТЭЦ-6	90.23
ВК-3	117.49
ТЭЦ-9	216.104
ТЭЦ-14	219.101
ВК-5	172.890
ТЭЦ-13	35.541
ВК-2	179.945
ВК Вышка-2	-0.266
ВК Кислотные Дачи	10.856
ВК ПЗСП	30.830
ВК Хабаровская139	-4.388
ВК ПГТУ	29.484
ВК НПО Искра	51.319
ВК Новые Ляды	20.252
ВК Голованово	30.195
ВК Молодежная	8.794
ВК-20	-7.238
ВК Левшино	0.892
ВК ПДК	3.322
ВК НПО БИОМЕД	26.753
ВК Новомет-Пермь	7.477
ВК Криворожская	0.141
ВК Заозерье	5.912
ВК Лепешинской	1.506
ВК Г. Наумова	1.988
ВК Запруд	3.088
ВК Акуловский	2.067
ВК Банная гора	1.935
ВК Чапаевский	15.465

Наименование источника	Профицит/дефицит тепловой мощности, Гкал/ч
ВК Костычева 9	-0.002
ВК ДИПИ	1.618
ВК Каменского	2.625
ВК Чусовская	0.566
ВК Бахаревка	1.010
ВК Лесопарковая	0.330
ВК Пышминская	0.684
ВК Подснежник	0.871
ВК Брикетная	1.095
ВК Гор. Больница	0.139
ВК Вышка 1	-0.002
ВК Б. Революции	0.774
ВК Ива	1.176
ВК Кавказская, 24	0.03
ВК Менжинского, 36	1.0
ВК Делегатская, 34	5.913

Распределение тепловой нагрузки по выводам тепловой мощности представлено в таблице 6.4.

Таблица 6.4 - Распределение тепловой нагрузки по выводам тепловой мощности

Наименование источника	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	Тепловывод	Условный диаметр тепловывода, мм	Присоединенная тепловая нагрузка по тепловыводу, Гкал/ч	Суммарная присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч
ТЭЦ-6, ВК-3	1228.6 (733.4+495.2)	M1-01 (ТЭЦ-6)	800	241.19	1177.86
		M1-04 (ТЭЦ-6)	800	224.64	
		M1-07 (ВК-3)	1000	471.15	
		M1-02,3 (ТЭЦ-6)	800	240.91	
ТЭЦ-9	913.16	M2-01	500	80.16	667.530
		M2-02	800	263.01	
		M2-04	1000	323.65	
		M2-05	800	0.08	
ТЭЦ-14	563	M4-01	700	111.27	324.42
		M4-02	400	21.1	
		M4-03	800	166.86	
		M4-05	500	25.26	
ВК-5	370	M2-20	800	153.89	189.35
		M2-21	400	22.14	
		M-94	500	13.33	
ТЭЦ-13	222.5	M3-01	800	182.63	182.63
ВК-2	417	M1-06	600	129.72	234.57
		M-01	800	104.85	
ВК Вышка-2	59.16	M-60	500	58.61	58.61
ВК Кислотные Дачи	56.58	M-84	500	43.64	43.64
ВК ПЗСП	60.3	M-91	250	28.67	28.67
ВК Хабаровская139	15.01	M-85А	350	7.65	19.03
		M-85Б	300	11.38	
ВК ПГТУ	49.52	M-96А	400	11.34	18.9
		M-96Б	400	7.48	
ВК НПО Искра	69.594	M-73А	300	7.73	17.94
		M-73Б	150	1.37	
		M-73В	300	8.83	
ВК Новые Ляды	39.51	M-82А	300	10.05	17.82
		M-82Б	250	7.89	
ВК Голованово	47.7	M-90	500	16.41	16.41
ВК Молодежный	23.71	M-73	350	14.58	14.58
ВК-20	7.5	M3-20	250	13.97	13.97
ВК Левшино	15	M-65	350	13.65	13.65

Наименование источника	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	Тепловывод	Условный диаметр тепловывода, мм	Присоединенная тепловая нагрузка по тепловыводу, Гкал/ч	Суммарная присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч
ВК ПДК	14.59	М-62	300	10.71	10.71
ВК НПО БИОМЕД	36.506	М-95	300	9.41	9.41
ВК Новомет-Пермь	16.532	М-93	200	8.89	8.89
ВК Криворожская	6.41	М-66	200	6.16	6.16
ВК Заозерье	12.43	М-76	300	6.15	6.15
ВК Лепешинской	7.28	М-77	250	5.43	5.43
ВК Г. Наумова	7.36	М-80	300	5.06	5.06
ВК Запруд	8.24	М-69	200	5	5
ВК Акуловский	5.95	М-91	250	3.81	3.81
ВК Банная гора	5.72	М-63	200	3.64	3.64
ВК Чапаевский	19.09	М-72	200	3.35	3.35
ВК Костычева 9	2.67	М-92	150	2.65	2.65
ВК ДИПИ	3.64	М-71	150	1.86	1.86
ВК Каменского	4.29	М-61	250	1.57	1.57
ВК Чусовская	1.72	М-86	150	1.07	1.07
ВК Бахаревка	1.77	М-74	200	0.7	0.7
ВК Лесопарковая	1.07	М-68	80	0.7	0.7
ВК Пышминская	1.37	М-70	100	0.6	0.6
ВК Подснежник	1.19	М-81	150	0.24	0.24
ВК Брикетная	1.36	М-78	80	0.22	0.22
ВК Гор. Больница	0.32	М-67	70	0.18	0.18
ВК Вышка 1	0.08	М-79	100	0.09	0.09
ВК Б. Революции	0.83	М-75	150	0.04	0.04
ВК Ива	4.27	М-88	250	3.0103	3.01
ВК Кавказская, 24	0.83	М-99	100	0.8	0.8
ВК Менжинского, 36	1.61	М-100	100	0.6013	0.6013
ВК Делегатская, 34	11.95	М-102	300	5.951	5.951

Величина запаса пропускной способности по каждому выводу тепловой мощности источников тепловой энергии указана в [приложении 7](#).

Величина профицита тепловой мощности источника ВК Голованово, указанная в таблице, фактически меньше. В присоединенной тепловой нагрузке источника, из-за отсутствия исходных данных, не учтена производственная нагрузка промышленного предприятия ООО «Пермский картон». Величина тепловой нагрузки на производство сопоставима с нагрузкой жилого квартала «Бумажник».

Величина дефицита тепловой мощности ВК Хабаровская 139 фактически отсутствует. В котельной ведется масштабная реконструкция. Вводится в эксплуатацию 4 водогрейных котла КВ-ГМ-4,4 номинальной производительностью по 3,78 Гкал/ч каждый. Тепловая мощность источника нетто увеличится в 2 раза, до 30,24 Гкал/ч. Фактически в эксплуатации находится уже 6 котлов КВ-ГМ-4,4, но 2 из них, вновь смонтированных, еще не прошли техническое освидетельствование после пуско-наладочных работ. Тепловая мощность источника нетто на сегодня фактически составляет 22,68 Гкал/ч, что покрывает присоединенную тепловую нагрузку и потери тепловой мощности в тепловых сетях.

У источников ВК-20, ВК Вышка-2, ВК Вышка 1 наблюдается дефицит тепловой мощности нетто.

Значительный профицит тепловой мощности крупных источников (ТЭЦ-9, 14, ВК-2, ВК-5) вызван ликвидацией ряда промышленных предприятий - потребителей тепла, отказом от централизованного теплоснабжения с переключением нагрузки на собственные котельные, внедрением режима энергосбережения и жесткой экономии тепла. Таким образом, величина профицита тепловой энергии источников с комбинированной выработкой тепла, отопительных и производственно-отопительных котельных в городе Перми составляет более 1100 Гкал/ч.

Более подробный баланс тепловой мощности источников и присоединенной тепловой нагрузки представлен в [приложении 1 главы 4](#). Баланс тепловой мощности источников составлен на договорные и фактически используемые тепловые нагрузки при инерционном и эффективном сценарии развития СЦТ.

Обязательства по формированию баланса по располагаемой, договорной и фактически используемой мощности (предусматриваемого границами сценарных условий, установленных в соответствии с требованиями и принципами, указанными выше), определены уполномоченными органами, осуществляющими регулирование и оценку материальных балансов источников тепловой энергии и систем централизованного теплоснабжения - в лице департамента оперативного контроля и управления в электроэнергетики. При этом основное требование уполномоченного органа к формированию баланса, устанавливает не только обязанности по отражению распределения и прогнозирования мощности в СЦТ по фактическому балансу, но и максимальный объем реализации мероприятий по переводу зон теплоснабжения в зоны эффективного теплоснабжения источников тепла, осуществляющих выработку тепловой энергии в комбинированном цикле.

в) 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 к потребителю.

Гидравлические режимы тепловых сетей обеспечиваются загрузкой насосного оборудования источников тепловой энергии в базе. Для регулировки располагаемого напора, расширения радиуса эффективного теплоснабжения источников с высоким объемом профицита тепловой мощности, а также требований безопасности в части предотвращения недопустимо высоких давлений в обратных трубопроводах и обеспечения необходимых располагаемых напоров у потребителей функционируют понизительные ПН-2, ПН-3, ПН-13, ПН-15, ПН-16, ПН-17, ПН-20 и повысительная насосная станция ПН-21. Насосные станции обеспечивают гидравлический режим потребителей в расположенных как непосредственно в тепловых зонах источников ТЭЦ-6, 9, 13 и ВК-2, 3, так и в совместных зонах, где «прикрепление» потребителей осуществляется в зависимости от режима соответствующих СЦТ и времени года (зоны перетока). Описание и гидравлический режим работы насосных станций описан в [части 3, пункт а](#). Режимная карта работы насосных станций представлена в [части 3, пункт г](#).

Более подробная информация по гидравлическим режимам работы тепловых сетей, с указанием величины резервов и дефицитов пропускной способности трубопроводов в разрезе тепловых источников, представлена в [приложении 7](#). Пьезометрические графики работы тепловых сетей представлены в [приложении 8](#).

г) Описание причин возникновения дефицитов тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения.

Расчет дефицита/профицита мощности по каждому из источников, производился исходя из ситуации, при которой потребители производят выборку заявленной мощности в полном объеме. При этом актуализация тепловых нагрузок производится ежегодно на основании фактически

проведенных наладочных мероприятий, показаний узлов учета, а также снижения заявленных величин после введения оплаты за резерв мощности либо двухставочных тарифов.

Ограничение тепловой мощности на ПТЭЦ-6 вызванное техническим состоянием подогревателей сетевой воды и водогрейных котлов, частично снято за счет своевременного исполнения требований НТД в части ремонта этого оборудования, а именно: текущие, средние и капитальные ремонты в соответствии с регламентируемыми сроками. Кроме того, в соответствии с требованиями норм промышленной безопасности, проводится экспертиза фактического состояния таких узлов с соответствующим продлением паркового ресурса или, при необходимости, ремонта или замены отдельных узлов в установленные заключением экспертизы сроки. Остаточное ограничение тепловой мощности на ТЭЦ-6 составляет 15 Гкал/ч. Отрицательного влияния на качество теплоснабжения потребителей нет.

Ограничение тепловой мощности ПТЭЦ-9 объемом в 68,1 Гкал/ч вызвано тем, что максимальный расход сетевой воды через ПСГ турбин ст. №9, 11 недостаточен для номинальной нагрузки на водогрейных котлах. Схема нагрева сетевой воды в ВК предусматривает первую ступень подогрева в ПСГ ТГ-9, ТГ-11. Отрицательного влияния на качество теплоснабжения потребителей нет.

Ограничение тепловой мощности ПТЭЦ-14 объемом в 200 Гкал/ч вызвано недостаточной производительностью подпорных насосов сетевой воды перед ПСГ турбин. Отрицательного влияния на качество теплоснабжения потребителей нет.

Ограничение тепловой мощности ВК-20 объемом в 31,7 Гкал/ч вызвано недостаточной пропускной способностью внутри котельных трубопроводов сетевой воды. Для предотвращения влияния ограничения тепловой мощности источника на качество теплоснабжения, присоединение новых потребителей приостановлено, до момента утверждения инвестиционного проекта, позволявшего провести узловую реконструкцию с переводом узла на повышенные параметры сетевой воды.

Ограничение тепловой мощности ВК Кислотные Дачи объемом 52,2 Гкал/ч вызвано тем, что водогрейный котел ПТВМ-30 находится в ремонте, 4 паровых котла законсервированы. Отрицательного влияния на качество теплоснабжения потребителей нет.

Описание причин возникновения дефицитов тепловой мощности так же изложено в **части 6, пункт «б» главы 1.**

д) Описание резервов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности.

Величина и описание причин возникновения резервов тепловой мощности «нетто» источников тепловой энергии и представлены в **части 6, пункт «б» главы 1.**

Значительный резерв тепловой мощности сконцентрирован у источников находящихся в левобережной части города ТЭЦ-6, 9, ВК-2, 3, 5, соединенных между собой магистральными тепловыми сетями. Величина резерва тепловой мощности нетто у этих источников составляет 684 Гкал/ч. Расширение технологических зон действия этих источников, в границах теплорайонов, возможно, при условии останова производственных котельных, которые входят в эффективный радиус теплоснабжения, с переводом нагрузки на ТЭЦ-6, 9, ВК-2, 3, 5. К таким производственным котельным относятся ВК ОАО «Пермский завод смазок и СОЖ», ВК мотовозоремонтного завода «Ремпутмаш», ВК ОАО «Покровский хлеб», ВК «Сибур-Химпром», ВК ОАО «Телта», ВК ОАО «Морион», ВК Пермской печатной фабрики «Гознак». Перевод нагрузки промпредприятий на источники централизованного теплоснабжения возможно только теоретически. Фактически это

невыполнимо, так как затрагиваются экономические интересы собственников промпредприятий, которым сегодня более выгодно получать тепло от собственных источников тепла. Расширение технологических зон действия источников ТЭЦ-6, 9, ВК-2, 3, 5 в направлении зоны расположения квартальной котельной ВК Вышка-2 и далее в левобережную часть Орджоникидзевского района маловероятно, так как связано с необходимостью масштабного строительства магистральных тепловых сетей и насосных станций, с определением доступных источников финансирования. Подобным образом, как с производственными котельными, затрагиваются экономические интересы собственников источников тепла занимающихся тепловым бизнесом на указанных территориях, при этом инвестиционные средства на реализацию указанных программ будут формироваться в качестве дополнительного дефицита, решение о покрытии которого за счет прибыли, неизбежно повлечет за собой последствия в виде необоснованного роста тарифов на тепловую энергию. Расширение технологических зон действия источников в правобережную часть города невозможно из-за наличия естественной преграды – р. Кама. Резерв тепловой мощности ТЭЦ-6, 9, ВК-2, 3, 5 предполагается использовать для покрытия перспективной тепловой нагрузки города без расширения технологических зон действия источников.

В части укрупнения зон генерации по источникам с некомбинированной выработки, возможно расширение технологической зоны действия источника ВК-5, при условии вывода из эксплуатации квартальных котельных ВК Каменского 28, ВК Каменского 9 и присоединения существующей тепловой нагрузки к СЦТ.

В зоне теплоснабжения правобережной части города у источника ТЭЦ-14 существует значительный резерв тепловой мощности нетто объемом 180 Гкал/ч. Расширение технологической зоны действия ТЭЦ-14 теоретически возможно за счет останова производственных котельных ВК ОАО «Сорбент», ВК производственной компании «Уралгорнефтемаш», ВК ОАО «Хенкель-Пемос». Фактически это невыполнимо по экономическим причинам описанным выше. Расширять зону теплоснабжения ТЭЦ-14 не предоставляется возможным, так как в зону эффективного радиуса теплоснабжения источника уже вошла большая часть Кировского района города. Резерв тепловой мощности ТЭЦ-14 предполагается использовать для покрытия перспективной тепловой нагрузки Кировского района города без расширения технологических зон действия источника.

В зоне теплоснабжения правобережной части города у источника ТЭЦ-13 существует резерв тепловой мощности нетто объемом более 30 Гкал/ч, который предполагается использовать для покрытия перспективной тепловой нагрузки Орджоникидзевского района. Возможности по расширению зоны теплоснабжения ТЭЦ-13 отсутствует в силу ограниченности территории предполагаемой застройки и обособленности теплового района.

Резервы тепловой мощности нетто остальных источников, суммарным объемом 250 Гкал/ч, предполагается использовать для покрытия перспективной тепловой нагрузки районов города без расширения технологических зон действия источников в связи с их обособленностью.

ЧАСТЬ 7. БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ.

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждению», схема теплоснабжения г. Перми на период до 2027 года актуализируется на 2015 год, при этом за базовый год принят 2013.

а) Описание утвержденных балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть.

Баланс производительности водоподготовительных установок теплоносителя и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в разрезе источников представлен в таблице 7.1, 7.2.

Таблица 7.1 - Баланс производительности водоподготовительных установок теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в разрезе источников за базовый 2013 год.

Наименование источника	Производительность водоподготовительных установок теплоносителя, т/ч	Система теплоснабжения	Максимальное потребление теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей, т/ч	Объем трубопроводов тепловых сетей, м ³	Объем тепловых сетей системы отопления и вентиляции зданий, м ³	Расчетный часовой расход воды для подпитки тепловых сетей в существующем режиме, т/ч
ТЭЦ-6	200	Закрытая	-	48534.6	20280.0	172.0
ВК-3	200	Закрытая	-			
ВК-2	150	Закрытая	-	4206.8	4221.6	21.1
ТЭЦ-9	340	Закрытая	-	50191.0	11734.5	154.8
ВК-5	90	Закрытая	-	7913.7	3210.5	27.8
ТЭЦ-13	50	Закрытая	-	4563.5	3193.3	19.4
ТЭЦ-14	160	Закрытая	-	20734.1	5581.3	65.8
ВК Вышка-2	25	Закрытая	-	520.4	1010.9	3.8
ВК Кислотные Дачи	100	Открытая	78	1294.9	745.8	83.1
ВК ПЗСП	20	Закрытая	-	402.9	489.7	2.2
ВК Хабаровская139	2	Закрытая	-	234.1	331.9	1.4
ВК ПГТУ	50	Закрытая	-	742.5	346.5	2.7
ВК НПО Искра	10	Открытая	5	251.1	315.8	6.4
ВК Новые Ляды	75	Открытая	23	555.8	306.6	25.2
ВК Голованово	160	Закрытая	-	467.6	299.1	1.9
ВК Молодежная	10	Закрытая	-	231.9	257.6	1.2
ВК-20	50	Закрытая	-	355.2	242.8	1.5
ВК Левшино	10	Закрытая	-	357.6	240.3	1.5
ВК ПДК	15	Закрытая	-	135.9	206.4	0.9
ВК НПО БИОМЕД	Нет данных	Закрытая	-	102.0	176.3	0.7
ВК Новомет-Пермь	20	Закрытая	-	43.2	156.1	0.5
ВК Криворожская	-	Закрытая	-	49.5	120.2	0.4
ВК Заозерье	10	Закрытая	-	118.5	114.6	0.6
ВК Лепешинской	-	Закрытая	-	67.0	103.5	0.4
ВК Г. Наумова	-	Закрытая	-	69.2	96.5	0.4
ВК Запруд	8	Закрытая	-	41.9	88.7	0.3
ВК Окуловский	-	Закрытая	-	19.5	67.0	0.2
ВК Банная гора	15	Закрытая	-	35.6	57.9	0.2
ВК Чапаевский	62	Закрытая	-	88.8	61.5	0.4
ВК Костычева 9	1.2	Закрытая	-	11.7	40.4	0.1
ВК ДИПИ	-	Закрытая	-	44.9	31.4	0.2

Наименование источника	Производительность водоподготовительных установок теплоносителя, т/ч	Система теплоснабжения	Максимальное потребление теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей, т/ч	Объем трубопроводов тепловых сетей, м ³	Объем тепловых сетей системы отопления и вентиляции зданий, м ³	Расчетный часовой расход воды для подпитки тепловых сетей в существующем режиме, т/ч
ВК Каменского	-	Закрытая	-	14.3	30.3	0.1
ВК Чусовская	2	Закрытая	-	18.7	19.5	0.1
ВК Бахаревка	-	Закрытая	-	15.3	13.7	0.1
ВК Лесопарковая	-	Закрытая	-	5.1	11.8	0.1
ВК Пышминская	-	Закрытая	-	7.1	11.7	0.1
ВК Подснежник	-	Закрытая	-	16.1	4.6	0.1
ВК Брикетная	-	Закрытая	-	3.5	4.3	0.1
ВК Гор. Больница	-	Закрытая	-	0.4	3.0	0.1
ВК Вышка 1	-	Закрытая	-	0.3	1.7	0.1
ВК Б. Революции	-	Закрытая	-	3.2	0.8	0.1
Ива	-	Закрытая	-	49.7	56.8	0.3
ВК-1	-	-	-	0.0	0.0	0.0

б) Описание утвержденных балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения.

Наиболее крупные источники Левобережной части города (ТЭЦ-6, 9, ВК-2, 3, 5), для поддержания режимов в случае аварийных ситуаций на сетях или источниках, связаны между собой тепловыми сетями. Имеется техническая возможность передачи подпиточной сетевой воды смежных теплорайонов. В здании насосной станции ПН-17, находящейся по ул. Мильчакова, находится подпиточный узел, который служит для передачи сетевой воды в аварийном или базовом режиме из теплорайона ТЭЦ-9 в теплорайон ТЭЦ-6. Подпиточный узел оборудован насосом типа «К» производительностью 50м³/ч, с напором 45 м в. ст. Остальные узлы передачи подпиточной сетевой воды находятся в тепловых камерах. Передача сетевой воды осуществляется за счет разности давлений в трубопроводе граничных узлов теплорайонов. При этом используются байпасы секционирующих задвижек или межтрубные перемычки. Передача подпиточной сетевой воды смежных теплорайонов, представлена в таблице 7.2.

Таблица 7.2 - Передача подпиточной сетевой воды смежных теплорайонов

Теплорайон передающий подпиточную сетевую воду	Граничный узел	Теплорайон принимающий подпиточную сетевую воду	Направление передачи сетевой воды между теплорайонами
ТЭЦ-9	ПН-17	ТЭЦ-6, ВК-3	Из обратки ТЭЦ-9 в обратку ТЭЦ-6
ТЭЦ-6, ВК-3	1-14-К-165	ТЭЦ-9	Из обратки ТЭЦ-6 в обратку ТЭЦ-9
ТЭЦ-9	2-09-П-847	ВК-5	Из обратки ТЭЦ-9 в обратку ВК-5
ТЭЦ-9	1-09-К-755	ТЭЦ-6	Из подачи ТЭЦ-9 в обратку ТЭЦ-6
ТЭЦ-6	1-09-К-755	ТЭЦ-9	Из обратки ТЭЦ-6 в обратку ТЭЦ-9
ТЭЦ-6, ВК-3	1-06-К-518	ВК-2	Из обратки ВК-3 в обратку ВК-2

Максимальное потребление теплоносителя в аварийных режимах, с учетом подачи в тепловую сеть «сырой» воды, сведено в таблицу 7.3.

Таблица 7.3 - Максимальное потребление теплоносителя в аварийных режимах, с учетом подачи в тепловую сеть «сырой» воды на базовый 2013 г.

Наименование источника	Производительность подпиточного устройства с учетом подачи «сырой» воды, т/ч	Объем баков аккумуляторов, м3	Объем трубопроводов тепловых сетей и систем отопления и вентиляции зданий г., м ³	Аварийный расход воды для подпитки тепловых сетей, т/ч
ТЭЦ-6	400	2000	71273	1376,3
ВК-3	500	1200		
ВК-2	240	500	8157.5	168.6
ТЭЦ-9	1200	130	71473.1	1238.5
ВК-5	180	1600	11863.7	222.5
ТЭЦ-13	200	500	7874.9	155.1
ТЭЦ-14	800	1200	26790.0	526.3
ВК Вышка-2	25	60	1635.1	30.6
ВК Кислотные Дачи	100	800	2160.7	40.8
ВК ПЗСП	20	700	908.4	17.9
ВК Хабаровская139	2	60	621.1	11.3
ВК ПГТУ	200	200	1219.1	21.8
ВК НПО Искра	10	233	604.3	11.3
ВК Новые Ляды	200	410	1024.2	17.2
ВК Голованово	250	950	804.7	15.3
ВК Молодежная	40	-	515.8	9.8
ВК-20	230	126	640.5	12.0
ВК Левшино	10	-	607.6	12.0
ВК ПДК	15	55	349.8	6.8
ВК НПО БИОМЕД	15	55	278.3	5.6
ВК Новомет-Пермь	20	-	199.3	4.0
ВК Криворожская	-	60	171.8	3.4
ВК Заозерье	10	60	233.0	4.7
ВК Лепешинской	-	30	170.5	3.4
ВК Г. Наумова	-	60	165.7	3.3
ВК Запруд	29	70	130.6	2.6
ВК Окуловский	-	-	86.5	1.7
ВК Банная гора	15	170	93.4	1.9
ВК Чапаевский	62	430	158.5	3.0
ВК Костычева 9	1.2	-	52.0	1.0
ВК ДИПИ	-	-	76.2	1.5
ВК Каменского	-	10	44.6	0.9
ВК Чусовская	2	60	41.2	0.8
ВК Бахаревка	-	-	29.0	0.6
ВК Лесопарковая	-	-	18.5	0.3
ВК Пышминская	-	1.6	18.8	0.4
ВК Подснежник	-	-	20.7	0.4

Наименование источника	Производительность подпиточного устройства с учетом подачи «сырой» воды, т/ч	Объем баков аккумуляторов, м ³	Объем трубопроводов тепловых сетей и систем отопления и вентиляции зданий г., м ³	Аварийный расход воды для подпитки тепловых сетей, т/ч
ВК Брикетная	-	4.1	7.8	0.2
ВК Гор. Больница	-	80	3.4	0.2
ВК Вышка 1	-	0.6	2.0	0.2
ВК Б. Революции	-	3.4	3.9	0.2
Ива	-	50	144.1	2.1
ВК-1	-	-	0.00	0.00

ЧАСТЬ 8. ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТОПЛИВОМ.

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждению», схема теплоснабжения г. Перми на период до 2027 года актуализируется на 2015 год, при этом за базовый год принят 2013

а) Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии.

Основным видом топлива для всех источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергией является природный газ. Отопительные котельные в большинстве своем так же используют в качестве основного вида топлива природный газ. Годовое количество используемого основного топлива и его вид представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 - Годовое количество используемого основного топлива и его вид

Наименование источника	Вид основного топлива	Объем потребления основного вида топлива, газ (тыс. м ³), мазут, уголь (т)
ТЭЦ-6	Природный газ	439 021
ТЭЦ-9	Природный газ	520 076
ТЭЦ-13	Природный газ	96 281
ТЭЦ-14	Природный газ	568 720
ВК-1	Природный газ	0.00
ВК-2	Природный газ	75000
ВК-3	Природный газ	127 990
ВК-5	Природный газ	73790
ВК-20	Природный газ	5 022
ВК Вышка-2	Природный газ	22924,6
ВК Кислотные Дачи	Природный газ	18975,6
ВК ПЗСП	Природный газ	
ВК Хабаровская139	Природный газ	6290
ВК НПО Искра	Природный газ	
ВК Новые Ляды	Природный газ	8374
ВК Голованово	Отбензиненный газ	
ВК ПГТУ	Природный газ	8500
ВК Молодежная	Природный газ	5567,8
ВК Левшино	Природный газ	5973,2
ВК ПДК	Мазут	3697,3
ВК Новомет-Пермь	Природный газ	
ВК НПО БИОМЕД	Природный газ	
ВК Криворожская	Природный газ	2105,6

Наименование источника	Вид основного топлива	Объем потребления основного вида топлива, газ (тыс. м ³), мазут, уголь (т)
ВК Заозерье	Мазут	2211
ВК Лепешинской	Природный газ	2114,1
ВК Г. Наумова	Природный газ	2029,2
ВК Запруд	Природный газ	1808,5
ВК Окуловский	Природный газ	1335,6
ВК Банная гора	Природный газ	1460
ВК Чапаевский	Природный газ	1627,9
ВК Костычева 9	Природный газ	
ВК ДИПИ	Природный газ	947
ВК Каменского	Природный газ	485
ВК Чусовская	Природный газ	619,7
ВК Бахаревка	Мазут	340
ВК Лесопарковая	Природный газ	331
ВК Пышминская	Уголь	4267
ВК Подснежник	Мазут	260
ВК Брикетная	Уголь	196
ВК Гор. Больница	Электроэнергия	-
ВК Вышка 1	Природный газ	43
ВК Б. Революции	Уголь	130
ВК Ива	Природный газ	660,3
ВК Кавказская, 24	Природный газ	
ВК Менжинского, 36	Природный газ	
ВК Делегатская, 34	Природный газ	

б) Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями.

Источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергией, крупные районные котельные в качестве резервного и аварийного топлива используют мазут. Источники обеспечиваются резервным топливом в соответствии с нормативными требованиями. Ряд мелких квартальных котельных резервного топлива не имеют. Вид резервного и аварийного топлива источников представлен в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Резервное и аварийное топливо по источникам тепловой энергии

Наименование источника	Вид резервного и аварийного топлива
ТЭЦ-6	Мазут
ТЭЦ-9	Мазут
ТЭЦ-13	Мазут
ТЭЦ-14	Мазут
ВК-1	Природный газ
ВК-2	Мазут
ВК-3	Мазут
ВК-5	Мазут
ВК-20	Нет
ВК Вышка-2	Мазут
ВК Кислотные Дачи	Мазут
ВК ПЗСП	Мазут
ВК Хабаровская139	Нет
ВК НПО Искра	Мазут
ВК Новые Ляды	Дизельное топливо
ВК Голованово	Природный газ
ВК ПГТУ	Топливо печное бытовое
ВК Молодежная	Нет
ВК Левшино	Нет
ВК ПДК	Нет

Наименование источника	Вид резервного и аварийного топлива
ВК Новомет-Пермь	Мазут
ВК НПО БИОМЕД	Мазут
ВК Криворожская	Нет
ВК Заозерье	Нет
ВК Лепешинской	Нет
ВК Г. Наумова	Нет
ВК Запруд	Дизельное топливо
ВК Окуловский	Нет
ВК Банная гора	Нет
ВК Чапаевский	Нет
ВК Костычева 9	Нет
ВК ДИПИ	Нет
ВК Каменского	Нет
ВК Чусовская	Нет
ВК Бахаревка	Нет
ВК Лесопарковая	Нет
ВК Пышминская	Нет
ВК Подснежник	Нет
ВК Брикетная	Нет
ВК Гор. Больница	Нет
ВК Вышка 1	Уголь
ВК Б. Революции	Нет
ВК Ива	Дизельное топливо
ВК Кавказская, 24	Нет
ВК Менжинского, 36	Нет
ВК Делегатская, 34	Нет

в) Описание особенностей характеристики топлив в зависимости от мест поставки.

Особенности характеристик топлива поставляемого на источники тепла представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Характеристики топлива поставляемого на источники тепла

Источник	Вид топлива	Показатель	Значение
ТЭЦ-6	мазут	W (%)	0,01
		Q_H^P	9555
		S^P (%)	1,7
	природный газ	Q_H^P	7960
		плотн.	0,677
ВК-3	мазут	W (%)	0,01
		Q_H^P	9555
		S^P (%)	1,7
	природный газ	Q_H^P	7960
		плотн.	0,677
ТЭЦ-9	мазут	W (%)	0,01
		Q_H^P	9779
		S^P (%)	1,7
	природный газ	Q_H^P	7955
		плотн.	0,677
		W (г/м ³)	0,6643
	отбензиненный газ	Q_H^P	9221
		плотн.	0,9352
		W (г/м ³)	0,750
	газ местных месторождений	Q_H^P	8504
плотн.		0,8901	
W (г/м ³)		7,064	
топливный газ	Q_H^P	8231	
	плотн.	0,9060	
	W (%)	0,01	
ТЭЦ-13	мазут	W (%)	0,01

Источник	Вид топлива	Показатель	Значение	
		Q_H^P	9700	
		S^P (%)	1,91	
		природный газ	Q_H^P	8000
			плотн.	0,6862
ТЭЦ-14	мазут	W (%)	0,79	
		Q_H^P	9600	
	природный газ	S^P (%)	2,2	
		Q_H^P	7959	
ВК-5	природный газ	Q_{HP}	7955	
		плотн.	0,677	

г) Анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха.

Анализ поставки топлива, в период стояния температур наружного воздуха близких к расчетным за последние годы, по источникам ОАО «Территориальная генерирующая компания № 9» представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Поставка топлива в период стояния температур наружного воздуха близких к расчетным за последние годы, по источникам ОАО «ВоТГК»

Дата, Тнв, °С	Источник	Газ природный, тыс. м ³	Газ отбензиненный, тыс. м ³	Газ топливный, тыс. м ³	Газ местных месторождений, тыс. м ³	Мазут топочный, тонн
19.12.09 -38,8	ТЭЦ-6	1833	-	-	-	0
	ВК-3	1011	-	-	-	0
	ТЭЦ-9	3755,095	435,659	70,738	641,415	120
	ТЭЦ-13	559	-	-	-	0
	ВК-20	32,370	-	-	-	-
	ТЭЦ-14	2436,618	-	-	-	510
07.01.10 -31,3	ТЭЦ-6	1659	-	-	-	0
	ВК-3	932	-	-	-	0
	ТЭЦ-9	4041,772	425,918	12,235	426,488	0
	ТЭЦ-13	529	-	-	-	0
	ВК-20	31,388	-	-	-	-
	ТЭЦ-14	2474,824	-	-	-	0
21.02.10 -30,4	ТЭЦ-6	1424	-	-	-	0
	ВК-3	1023	-	-	-	0
	ТЭЦ-9	3755,826	564,899	54,950	550,515	0
	ТЭЦ-13	528	-	-	-	0
	ВК-20	29,896	-	-	-	-
	ТЭЦ-14	2651,034	-	-	-	0
20.02.11 -27,4	ТЭЦ-6	1591	-	-	-	0
	ВК-3	877	-	-	-	0
	ТЭЦ-9	3459,400	475,886	106,230	214,076	50
	ТЭЦ-13	498	-	-	-	0
	ВК-20	27,715	-	-	-	-
	ТЭЦ-14	1980,836	-	-	-	346
01.02.12	ТЭЦ-6	1743	-	-	-	0
	ВК-3	931	-	-	-	0
	ТЭЦ-9	3433,664	539,684	43,483	587,138	0
	ТЭЦ-13	605	-	-	-	0
	ВК-20	29,722	-	-	-	-
	ТЭЦ-14	2621,541	-	-	-	0

Ограничений поставок топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха нет.

ЧАСТЬ 9. НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждению», схема теплоснабжения г. Перми на период до 2027 года актуализируется на 2015 год, при этом за базовый год принят 2013.

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

Способность проектируемых и действующих источников теплоты, тепловых сетей и в целом СЦТ обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения (отопления, вентиляции, горячего водоснабжения, а также технологических потребностей предприятий в паре и горячей воде) следует определять по вероятности безотказной работы [P]. Минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать для:

- ✓ источника теплоты $P_{ит} = 0,97$;
- ✓ тепловых сетей $P_{тс} = 0,9$;
- ✓ потребителя теплоты $P_{пт} = 0,99$;
- ✓ СЦТ в целом $P_{сцт} = 0,9 \cdot 0,97 \cdot 0,99 = 0,86$.

Для описания показателей надежности и качества поставки тепловой энергии, определения зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения рассчитываем показатели надежности тепловых сетей по каждому теплорайону для наиболее отдаленных потребителей от каждого источника теплоснабжения. Методика расчета надежности относительно отдаленных потребителей основывается на том, что вероятность безотказной работы снижается по мере удаления от источника теплоснабжения. Таким образом, определяется узел тепловой сети, начиная с которого значение вероятности безотказной работы ниже нормативно допустимого показателя. В результате расчета формируется зона ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения по каждому теплорайону. При расчете показателей надежности работы тепловых сетей учитывается кольцевое включение трубопроводов, возможность использования резервных перемычек и перераспределения зон теплоснабжения между источниками. Для оценки объемов тепловой зоны с ненормативной надежностью тепловых сетей представлены значения величины материальных характеристик трубопроводов зоны безопасности теплоснабжения и зоны ненормативной надежности, их процентное соотношение.

Для ликвидации зон ненормативной надежности будут предложены мероприятия по реконструкции и капитальному ремонту тепловых сетей, строительству резервных перемычек и насосных станций.

Расчет надежности системы теплоснабжения выполнен по методике кандидата технических наук, советника генерального директора ОАО «Объединение ВНИПИэнергопром» В.Н. Папушкина, которая реализована в среде ИГС "CityCom-ТеплоГраф".

При расчете надежности системы теплоснабжения используются следующие условные обозначения:

- ✓ $P_{бр}$ - вероятности безотказной работы;
- ✓ $P_{от}$ - вероятность отказа, где $P_{от} = 1 - P_{бр}$.

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ТЭЦ-6

В качестве наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем узел 1-20-ЦТП-9, находящийся по адресу ул. Советская, 66. Основное направление движения теплоносителя для потребителя 1-20-ЦТП-9 определено по пути **ТЭЦ-6 -- 1-20-ЦТП-9**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети основного направления равна: $P_{бр}=0.99375$

В качестве второго наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем жилой дом, находящийся по адресу ул. Максима Горького, 5. Основное направление движения теплоносителя для потребителя по ул. Максима Горького, 5 определено по пути **ТЭЦ-6 -- ул. Максима Горького, 5**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети второго направления равна: $P_{бр}=1$

В качестве третьего наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем узел 1-20-ЦТП-2, находящийся по адресу ул. Николая Островского, 9. Основное направление движения теплоносителя для потребителя 1-20-ЦТП-2 определено по пути **ТЭЦ-6 -- 1-20-ЦТП-2**. Основное направление содержит кольцевые участки, расчет надежности которых необходимо определить по отдельности.

Расчет промежуточного кольцевого направления **ТЭЦ-6 -- 1-04-П-157** определяется двумя полукольцами магистралей М1-01, путь ТЭЦ-6 -- 1-04-П-157 и М1-04, путь ТЭЦ-6 -- 1-04-П-157.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М1-01, путь ТЭЦ-6 -- 1-04-П-157, равна: $P_{бр}=1$, $P_{от}=0$.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М1-04, путь ТЭЦ-6 -- 1-04-П-157, равна: $P_{бр}=0.76118$, $P_{от}=0.23882$.

Совокупная вероятность отказа двух полуколец тепловой сети ТЭЦ-6 -- 1-04-П-157 равна: $P_{от}=P_{от1}*P_{от2}=0*0.23882=0$.

Совокупная вероятность безотказной работы двух полуколец тепловой сети ТЭЦ-6 -- 1-04-П-157 равна: $P_{бр}=1-P_{от}=1-0=1$.

Расчет промежуточного тупикового направления **1-04-П-157 -- 1-20-ЦТП-2**. Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для тупикового направления, путь 1-04-П-157 -- 1-20-ЦТП-2, равна: $P_{бр}=0.90711$, $P_{от}=0.09289$.

Совокупная вероятность безотказной работы тепловой сети третьего направления, путь **ТЭЦ-6 -- 1-20-ЦТП-2**, равна произведению вероятности безотказной работы промежуточных направлений: $P_{бр}=P_1*P_2*P_3*...*P_n=1*0.90711=0.90711$.

В качестве четвертого наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем здание Пермского автовокзала, находящегося по адресу ул. Революции, 68. Основное направление движения теплоносителя для потребителя по ул. Революции, 68 определено по пути **ТЭЦ-6--ул. Революции, 68**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети четвертого направления равна: $P_{бр}=0.95731$

В качестве пятого наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем узел 1-10-ЦТП-21, находящийся по адресу ул. Яблочкова, 16а. Основное направление движения теплоносителя для потребителя 1-10-ЦТП-21 определено по пути **ТЭЦ-6 -- 1-10-ЦТП-21**. Основное направление содержит кольцевые участки, расчет надежности которых необходимо определить по отдельности.

Расчет промежуточного кольцевого направления **ТЭЦ-6 -- 1-10-П-763-10** определяется двумя полукольцами магистралей М1-01, М1-11, путь ТЭЦ-6 -- 1-10-П-763-10 и М1-02, М1-10, путь ТЭЦ-6 -- 1-10-П-763-10.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М1-01, М1-11 путь ТЭЦ-6 -- 1-10-П-763-10, равна: $P_{бр}=0.86765$, $P_{от}= 0.13235$.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М1-02, М1-10, путь ТЭЦ-6 -- 1-10-П-763-10, равна: $P_{бр}=0.92576$, $P_{от}= 0.07424$.

Совокупная вероятность отказа двух полуколец тепловой сети ТЭЦ-6 -- 1-10-П-763-10 равна: $P_{от}=P_{от1}*P_{от2}=0.13235*0.07424=0.09882$.

Совокупная вероятность безотказной работы двух полуколец тепловой сети ТЭЦ-6 -- 1-10-П-763-10 равна: $P_{бр}=1-P_{от}=1-0.09882=0.99017$.

Расчет промежуточного тупикового направления **1-10-П-763-10 -- 1-10-ЦТП-21**. Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для тупикового направления, путь 1-10-П-763-10 -- 1-10-ЦТП-21, равна: $P_{бр}=1$, $P_{от}= 0$.

Совокупная вероятность безотказной работы тепловой сети пятого направления, путь **ТЭЦ-6 --1-10-ЦТП-21**, равна произведению вероятности безотказной работы промежуточных направлений: $P_{бр}=P_1*P_2*P_3*....*P_n= 0.99017*1=0.99017$.

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ТЭЦ-6 отсутствует.

В рамках эффективного сценария развития системы теплоснабжения города, подразумевающего максимальную загрузку источников работающих в комбинированном цикле по выработке электрической и тепловой энергии, котельная ВК-1 выведена из эксплуатации. Реализовать данное мероприятие по переводу тепловой нагрузки позволило строительство дополнительной переточной связи между тепловой зоной ТЭЦ-6, ВК-3 и ВК-1, обозначенного в утвержденной схеме теплоснабжения г. Перми до 2027 года, как мероприятие, направленное на организацию более качественного резервирования потребителей в указанном районе. Мероприятие по переводу тепловой нагрузки, строительство дополнительной переточной связи между тепловой зоной ТЭЦ-6, ВК-3 и ВК-1 представлено в таблице 4.1.

Таблица 9.1 – Мероприятие по переводу тепловой нагрузки, строительство дополнительной переточной связи между тепловой зоной ТЭЦ-6, ВК-3 и ВК-1

Объект строительства	Длина по трассе, м	Магистраль	Существующий диаметр, мм	Перспективный диаметр, мм	Тип прокладки	Принадлежность т/с	Привязка к улице
Т-106-32 – Т-31А	348	М1-13	-	500/500	Подземная	ООО «ВоТГК»	Коломенская

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей на расширенную зону действия ТЭЦ-6, с учетом строительства дополнительной переточной связи между тепловой зоной ТЭЦ-6, ВК-3 и ВК-1 наглядно показывает увеличение вероятности безотказной работы тепловых сетей в обозначенной зоне.

В утвержденной схеме теплоснабжения г. Перми на период до 2027 года вероятность безотказной работы тепловых сетей в микрорайоне «Владимирский», при отсутствии дополнительной переточной связи между тепловой зоной ТЭЦ-6, ВК-3 и ВК-1 (ВК-1 в работе),

составляет $P=0.85363$, что не соответствует минимально допустимым показателям вероятности безотказной работы тепловых сетей $P=0.9$.

В качестве наиболее отдаленного узла от источника выбираем узел Т-25, находящийся по адресу ул. Нейвинская, 14а. Основное направление движения теплоносителя для узла Т-25 определено по пути **ТЭЦ-6–Т-25**. Организация подачи теплоносителя данного направления возможно как с «городского» (М1-01) так и с «промышленного» (М1-02) тепловывода ТЭЦ-6, расчет надежности которых необходимо определить по отдельности.

Расчет направления **ТЭЦ-6–Т-25 со стороны «промышленного» (М1-02) тепловывода ТЭЦ-6**. Вероятность безотказной работы и вероятность отказа равна: $P_{бр}=0.66646$, $P_{от}=0.33354$.

Расчет направления **ТЭЦ-6–Т-25 со стороны «городского» (М1-01) тепловывода ТЭЦ-6**. Вероятность безотказной работы и вероятность отказа равна: $P_{бр}=0.9228$, $P_{от}=0.0772$.

Совокупная вероятность безотказной работы тепловой сети наиболее отдаленного узла, путь **ТЭЦ-6–Т-25**, равна 1 минус произведение вероятности отказа работы промежуточных направлений: $P_{бр}=1-P_1*P_2*P_3*...*P_n=1-0.33354*0.0772=0.9742$.

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей показывает, что расширенная зона действия ТЭЦ-6 имеет нормативный показатель надежности.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы по каждому промежуточному направлению представлены в [приложении 21](#).

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК-3

В качестве наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем узел 1-06-ЦТП-26, находящийся по адресу ул.Ким, 99а. Основное направление движения теплоносителя для потребителя 1-06-ЦТП-26 определено по пути **ВК-3 -- 1-06-ЦТП-26**. Основное направление содержит множество кольцевых участков, расчет надежности которых необходимо определить по отдельности.

Расчет промежуточного тупикового направления **ВК-3 -- 1-07-П-4**. Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для тупикового направления, путь 4-01-П-38 -- 4-01-Т-49, равна: $P_{бр}=0.90898$, $P_{от}=0.09102$.

Расчет промежуточного кольцевого направления **1-07-П-4 -- 1-19-К-419** определяется двумя полукольцами магистралей М1-23, М1-22 путь 1-07-П-4 -- 1-19-К-419 и М1-07, М1-19, путь 1-07-П-4 -- 1-19-К-419.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М1-23, М1-22 путь 1-07-П-4 -- 1-19-К-419, равна: $P_{бр}=0.96649$, $P_{от}=0.03351$.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М1-07, М1-19, путь 1-07-П-4 -- 1-19-К-419, равна: $P_{бр}=0.88282$, $P_{от}=0.11718$.

Совокупная вероятность отказа двух полуколец тепловой сети 1-07-П-4 -- 1-19-К-419 равна: $P_{от}=P_{от1}*P_{от2}=0.11718*0.03351=0.00392$.

Совокупная вероятность безотказной работы двух полуколец тепловой сети 1-07-П-4 -- 1-19-К-419 равна: $P_{бр}=1-P_{от}=1-0.00392=0.99607$.

Расчет промежуточного тупикового направления **1-19-К-419 -- 1-19-К-500**. Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для тупикового направления, путь 1-19-К-419 -- 1-19-К-500, равна: $P_{бр}=1, P_{от}=0$.

Расчет промежуточного кольцевого направления **1-19-К-500 -- 1-06-К-516-18** определяется двумя полукольцами магистралей М1-19, М1-06 путь 1-19-К-500 -- 1-06-К-516-18 и М1-06, путь 1-19-К-500 -- 1-06-К-516-18.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М1-19, М1-06 путь 1-19-К-500 -- 1-06-К-516-18, равна: $P_{бр}=0.97916, P_{от}=0.02084$.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М1-06, путь 1-19-К-500 -- 1-06-К-516-18, равна: $P_{бр}=1, P_{от}=0$.

Совокупная вероятность отказа двух полуколец тепловой сети 1-19-К-500 -- 1-06-К-516-18 равна: $P_{от}=P_{от1}*P_{от2}=0.02084*0=0$.

Совокупная вероятность безотказной работы двух полуколец тепловой сети 1-19-К-500 -- 1-06-К-516-18 равна: $P_{бр}=1-P_{от}=1-0=1$.

Расчет промежуточного тупикового направления **1-06-К-516-18 -- 1-06-ЦТП-26**. Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для тупикового направления, путь 1-06-К-516-18 -- 1-06-ЦТП-26, равна: $P_{бр}=1, P_{от}=0$.

Совокупная вероятность безотказной работы тепловой сети основного направления, путь **ВК-3 -- 1-06-ЦТП-26**, равна произведению вероятности безотказной работы промежуточных направлений: $P_{бр}=P_1*P_2*P_3*...*P_n=0.90898*0.99607*1*1*1=0.9054$.

В качестве второго наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем жилой дом, находящийся по адресу ул. Макаренко, 18. Основное направление движения теплоносителя для потребителя по ул. Макаренко, 18 определено по пути **ВК-3 -- Макаренко, 18**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети второго направления равна: $P_{бр}=0.90898$

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ВК-3 отсутствует.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы по каждому промежуточному направлению представлены в [приложении 21](#).

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ТЭЦ-9

В качестве наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем жилой дом, находящийся по адресу ул. Окулова, 18. Основное направление движения теплоносителя для потребителя Окулова, 18 определено по пути **ТЭЦ-9 -- Окулова, 18**. Для упрощения расчет проводится относительно трех зон:

- ✓ От ТЭЦ-9 до тепловой камеры 2-04-К-500
- ✓ От тепловой камеры 2-04-К-500 до тепловой камеры 2-04-К-579
- ✓ От тепловой камеры 2-04-К-579А до жилого дома по адресу ул. Окулова, 18

Движение теплоносителя до узла 2-04-К-500 резервируется возможностью работой правого тепловывода источника ТЭЦ-9, по магистралям М2-02, М-2-04 и левого тепловывода, по магистралям М2-01, М2-03, М2-09.

Направление **ТЭЦ-9 - 2-04-К-500** со стороны правого тепловывода содержит множество кольцевых участков, расчет надежности которых необходимо определить по отдельности.

Расчет промежуточного кольцевого направления **ТЭЦ-9 -- 2-02-К-462** определяется двумя полукольцами магистралей М2-02, путь ТЭЦ-9 -- 2-02-К-462 и М2-04, путь ТЭЦ-9 -- 2-02-К-462.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М2-02, путь ТЭЦ-9 -- 2-02-К-462, равна: $P_{бр}=0.82959$, $P_{от}= 0.17041$.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М2-04, путь ТЭЦ-9 -- 2-02-К-462, равна: $P_{бр}=0.53984$, $P_{от}= 0.46016$.

Совокупная вероятность отказа двух полуколец тепловой сети ТЭЦ-9 -- 2-02-К-462 равна: $P_{от}=P_{от1}*P_{от2}=0.17041*0.46016=0.07841$.

Совокупная вероятность безотказной работы двух полуколец тепловой сети ТЭЦ-9 -- 2-02-К-462 равна: $P_{бр}=1-P_{от}=1-0.07841=0.92158$.

Расчет промежуточного кольцевого направления **2-02-К-462 -- 2-04-К-481А** определяется тремя полукольцами магистралей М2-02, путь 2-02-К-462 -- 2-02-Т-481, М2-04, путь 2-04-К-462А -- 2-04-Т-481А и М2-13, путь 2-13-К-737 -- 2-04-К-481А.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М2-02, путь 2-02-К-462 -- 2-02-Т-481, равна: $P_{бр}=1$, $P_{от}= 0$.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М2-04, путь 2-04-К-462А -- 2-04-Т-481А, равна: $P_{бр}=0.75012$, $P_{от}= 0.24988$.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М2-13, путь 2-13-К-737 -- 2-04-К-481А, равна: $P_{бр}=0.79606$, $P_{от}= 0.20394$.

Совокупная вероятность отказа трех полуколец тепловой сети 2-02-К-462 -- 2-04-К-481А равна: $P_{от}=P_{от1}*P_{от2}*P_{от3}=0*0.24988*0.20394=0$.

Совокупная вероятность безотказной работы трех полуколец тепловой сети 2-02-К-462 -- 2-04-К-481А равна: $P_{бр}=1-P_{от}=1-0=1$.

Расчет промежуточного кольцевого направления **2-02-Т-481 -- 2-04-К-500** определяется двумя полукольцами магистралей М2-02, путь 2-02-Т-481 -- 2-04-К-500 и М2-04, путь 2-04-Т-481А -- 2-04-К-500.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М2-02, путь 2-02-Т-481 -- 2-04-К-500, равна: $P_{бр}=0.94020$, $P_{от}= 0.05980$.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М2-04, путь 2-04-Т-481А -- 2-04-К-500, равна: $P_{бр}=0.82124$, $P_{от}= 0.17876$.

Совокупная вероятность отказа двух полуколец тепловой сети 2-02-Т-481 -- 2-04-К-500 равна: $P_{от}=P_{от1}*P_{от2}=0.05980*0.17876=0.01068$.

Совокупная вероятность безотказной работы двух полуколец тепловой сети 2-02-Т-481 -- 2-04-К-500 равна: $P_{бр}=1-P_{от}=1-0.01068=0.98931$.

Совокупная вероятность безотказной работы тепловой сети **ТЭЦ-9 - 2-04-К-500** со стороны правого тепловывода равна произведению вероятности безотказной работы промежуточных направлений: $P_{бр}=P_1*P_2*P_3*....*P_n=0.92158*1*0.98931=0.91173$.

Вероятность отказа тепловой сети **ТЭЦ-9 - 2-04-К-500** со стороны правого тепловывода равна: $P_{от}=1-P_{бр}=1-0.91173=0.08827$.

Направление **ТЭЦ-9 - 2-04-К-500** со стороны левого тепловывода содержит множество кольцевых участков, расчет надежности которых необходимо определить по отдельности.

Расчет промежуточного тупикового направления **ТЭЦ-9 -- 2-01-Т-22**. Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для тупикового направления, путь ТЭЦ-9 -- 2-01-Т-22, равна: $P_{бр}= 1, P_{от}= 0$.

Расчет промежуточного кольцевого направления **2-01-Т-22 -- 2-01-П-51** определяется двумя полукольцами магистралей М2-01, путь 2-01-Т-22 -- 2-01-П-51 и М2-09, путь 2-01-Т-22 -- 2-01-П-51.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М2-01, путь 2-01-Т-22 -- 2-01-П-51, равна: $P_{бр}=0.79121, P_{от}=0.20879$.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М2-09, путь 2-01-Т-22 -- 2-01-П-51, равна: $P_{бр}=0.80823, P_{от}=0.19177$.

Совокупная вероятность отказа двух полуколец тепловой сети 2-01-Т-22 -- 2-01-П-51 равна: $P_{от}=P_{от1}*P_{от2}=0.19177*0.20879=0.04004$.

Совокупная вероятность безотказной работы двух полуколец тепловой сети 2-01-Т-22 -- 2-01-П-51 равна: $P_{бр}=1-P_{от}=1-0.04004 =0.95996$.

Расчет промежуточного тупикового направления **2-01-П-51 -- 2-04-К-500**. Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для тупикового направления, путь 2-01-П-51 -- 2-04-К-500, равна: $P_{бр}=0.94196, P_{от}= 0.05804$

Совокупная вероятность безотказной работы тепловой сети **ТЭЦ-9 - 2-04-К-500** со стороны левого тепловывода равна произведению вероятности безотказной работы промежуточных направлений: $P_{бр}=P_1*P_2*P_3*...*P_n=1*0.95996*0.94196=0.90424$.

Вероятность отказа тепловой сети **ТЭЦ-9 - 2-04-К-500** со стороны левого тепловывода равна: $P_{от}=1-P_{бр}=1-0.90424=0.09576$.

Совокупная вероятность отказа правого и левого тепловывода для узла **2-04-К-500** равна: $P_{от}=P_{от1}*P_{от2}=0.08827*0.09576=0.00845$.

Совокупная вероятность безотказной работы правого и левого тепловывода для узла **2-04-К-500** определяется: $P_{бр}=1-P_{от}=1-0.00845=0.99155$.

Вторая зона расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей определенная по пути **2-02-К-500 -- 2-04-К-579** имеет возможность резервирования при движении теплоносителя через насосную станцию ПН-15 и через насосные станции ПН-17 и ПН-5.

Расчет промежуточного тупикового направления **2-02-К-500 -- 2-04-К-579** при движении теплоносителя в сторону насосной станции ПН-15. Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для тупикового направления, путь 2-02-К-500 -- 2-04-К-579, равна: $P_{бр}= 0.68407, P_{от}= 0.31593$.

Направление **2-02-К-500 -- 2-04-К-579** в сторону насосных станций ПН-17 и ПН-5 содержит кольцевые участки, расчет надежности которых необходимо определить по отдельности.

Расчет промежуточного тупикового направления **2-04-К-500 -- 2-04-К-525Б**. Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для тупикового направления, путь 2-04-К-500 -- 2-04-К-525Б, равна: $P_{бр}=0.96049$, $P_{от}= 0.03951$

Расчет промежуточного кольцевого направления **2-04-К-525Б -- 2-04-К-573** определяется двумя полукольцами магистралей М2-04, путь 2-04-К-525Б -- 2-04-К-573 и М2-10, путь 2-04-К-525Б -- 2-04-К-573.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М2-04, путь 2-04-К-525Б -- 2-04-К-573, равна: $P_{бр}=1$, $P_{от}= 0$.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М2-10, путь 2-04-К-525Б -- 2-04-К-573, равна: $P_{бр}=0.78667$, $P_{от}= 0.21333$.

Совокупная вероятность отказа двух полуколец тепловой сети 2-04-К-525Б -- 2-04-К-573 равна: $P_{от}=P_{от1}*P_{от2}=0*0.21333=0$.

Совокупная вероятность безотказной работы двух полуколец тепловой сети 2-04-К-525Б -- 2-04-К-573 равна: $P_{бр}=1-P_{от}=1-0=1$

Расчет промежуточного тупикового направления **2-04-К-573 -- 2-04-К-579**. Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для тупикового направления, путь 2-04-К-573 -- 2-04-К-579, равна: $P_{бр}=0.99220$, $P_{от}= 0.00780$

Совокупная вероятность безотказной работы тепловой сети **2-02-К-500 -- 2-04-К-579** при движении теплоносителя в сторону насосных станций ПН-17 и ПН-5 равна произведению вероятности безотказной работы промежуточных направлений: $P_{бр}=P_1*P_2*P_3*....*P_n=0.96049*1*0.99220=0.95299$

Вероятность отказа тепловой сети **2-02-К-500 -- 2-04-К-579** при движении теплоносителя в сторону насосных станций ПН-17 и ПН-5 равна: $P_{от}=1-P_{бр}=1-0.95299=0.04700$

Совокупная вероятность отказа тепловых сетей при движении теплоносителя в сторону насосной станции ПН-15 и насосных станций ПН-17, ПН-5 по пути **2-02-К-500 -- 2-04-К-579** равна: $P_{от}=P_{от1}*P_{от2}=0.31593*0.04700=0.01484$

Совокупная вероятность безотказной работы тепловых сетей при движении теплоносителя в сторону насосной станции ПН-15 и насосных станций ПН-17, ПН-5 по пути **2-02-К-500 -- 2-04-К-579** определяется: $P_{бр}=1-P_{от}=1-0.01484=0.98515$

Совокупная вероятность безотказной работы тепловой сети **ТЭЦ-9 -- К-579**, равна произведению вероятности безотказной работы промежуточных направлений: $P_{бр}=P_1*P_2*P_3*....*P_n=0.99155*0.98515=0.97682$.

Расчет третьей зоны вероятности безотказной работы тепловых сетей определен по пути **2-04-К-579 -- ул. Окулова, 18**. Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для тупикового направления, путь 2-04-К-579 -- ул. Окулова, 18 равна: $P_{бр}= 0.96005$, $P_{от}= 0.03995$.

Итоговая величина вероятности безотказной работы тепловых сетей у потребителя по адресу ул. Окулова, 18 определенная по пути **ТЭЦ-9 – Окулова ,18** равна произведению вероятности безотказной работы промежуточных направлений: $P_{бр}=P_1*P_2*P_3*....*P_n=0.99155*0.98515*0.96005=0.9378$.

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ТЭЦ-9 отсутствует.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы по каждому промежуточному направлению представлены в **приложении 21**.

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ТЭЦ-14

В качестве наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем узел 4-01-ЦТП-1, находящийся по адресу ул. Калинина, 74. Основное направление движения теплоносителя для потребителя 4-01-ЦТП-1 определено по пути **ТЭЦ-14 -- 4-01-ЦТП-1**. Основное направление содержит множество кольцевых участков, расчет надежности которых необходимо определить по отдельности.

Расчет промежуточного кольцевого направления **ТЭЦ-14 -- 4-01-Т-19** определяется двумя полукольцами магистралей М4-01, путь ТЭЦ-14 -- 4-01-Т-19 и М4-03, путь ТЭЦ-14 -- 4-01-Т-19-3.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М4-01, путь ТЭЦ-14 -- 4-01-Т-19, равна: $P_{бр}=0.69871$, $P_{от}= 0.30129$.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М4-03, путь ТЭЦ-14 -- 4-01-Т-19-3, равна: $P_{бр}=0.60804$, $P_{от}= 0.39196$.

Совокупная вероятность отказа двух полукольцев тепловой сети ТЭЦ-14 -- 4-01-Т-19 равна: $P_{от}=P_{от1}*P_{от2}=0.30129*0.39196=0.11809$

Совокупная вероятность безотказной работы двух полукольцев тепловой сети ТЭЦ-14 -- 4-01-Т-19 равна: $P_{бр}=1-P_{от}=1-0.11809=0.88191$

Расчет промежуточного кольцевого направления **4-01-Т-19 -- 4-01-Т-27** определяется двумя полукольцами магистралей М4-01, путь 4-01-Т-19 -- 4-01-Т-27 и М4-03, путь 4-03-П-19-3 -- 4-03-Т-27.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М4-01, путь 4-01-Т-19 -- 4-01-Т-27, равна: $P_{бр}= 0.82496$, $P_{от}= 0.17504$.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М4-03, путь 4-03-П-19-3 -- 4-03-Т-27, равна: $P_{бр}= 0.80520$, $P_{от}= 0.19480$.

Совокупная вероятность отказа двух полукольцев тепловой сети 4-01-Т-19 -- 4-01-Т-27 равна: $P_{от}=P_{от1}*P_{от2}=0.17504*0.19480=0.03409$.

Совокупная вероятность безотказной работы двух полукольцев тепловой сети 4-01-Т-19 -- 4-01-Т-27 равна: $P_{бр}=1-P_{от}=1-0.03409=0.96590$.

Расчет промежуточного кольцевого направления **4-01-Т-27 -- 4-01-П-38** определяется двумя полукольцами магистралей М4-01, путь 4-01-Т-27 -- 4-01-П-38 и М4-03, путь 4-03-Т-27 -- 4-01-П-38.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М4-01, путь 4-01-Т-27 -- 4-01-П-38, равна: $P_{бр}= 0.82671$, $P_{от}= 0.17329$.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М4-03, путь 4-03-Т-27 -- 4-01-П-38, равна: $P_{бр}= 0.80427$, $P_{от}= 0.19573$.

Совокупная вероятность отказа двух полукольцев тепловой сети 4-01-Т-27 -- 4-01-П-38, равна: $P_{от}=P_{от1}*P_{от2}=0.17329*0.19573=0.03392$.

Совокупная вероятность безотказной работы двух полуколец тепловой сети 4-01-Т-27 -- 4-01-П-38 равна: $P_{бр} = 1 - P_{от} = 1 - 0.03392 = 0.96608$.

Расчет промежуточного тупикового направления **4-01-П-38 -- 4-01-Т-49**. Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для тупикового направления, путь 4-01-П-38 -- 4-01-Т-49, равна: $P_{бр} = 0.80716$, $P_{от} = 0.19284$.

Расчет промежуточного тупикового направления **4-01-Т-49 -- 4-01-П-68**. Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для тупикового направления, путь 4-01-Т-49 -- 4-01-П-68, равна: $P_{бр} = 0.85502$, $P_{от} = 0.14498$.

Расчет промежуточного тупикового направления **4-01-П-68 -- 4-01-К-87**. Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для тупикового направления, путь 4-01-П-68 -- 4-01-К-87, равна: $P_{бр} = 0.84383$, $P_{от} = 0.15617$.

Расчет промежуточного тупикового направления **4-01-К-87 -- 4-01-ЦТП-1**. Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для тупикового направления, путь 4-01-К-87 -- 4-01-ЦТП-1, равна: $P_{бр} = 1$, $P_{от} = 0$.

Совокупная вероятность безотказной работы тепловой сети основного направления, путь **ТЭЦ-14 -- 4-01-ЦТП-1**, равна произведению вероятности безотказной работы промежуточных направлений:
 $P_{бр} = P_1 * P_2 * P_3 * \dots * P_n = 0.88191 * 0.96590 * 0.96608 * 0.80716 * 0.85502 * 0.84383 * 1 = 0.47925$

В качестве второго наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем узел 4-02-ЦТП-28, находящийся по адресу ул. Панфилова, 17а. Основное направление движения теплоносителя для потребителя 4-02-ЦТП-28 определено по пути **ТЭЦ-14 -- 4-02-ЦТП-28**. Основное направление содержит кольцевые участки, расчет надежности которых необходимо определить по отдельности.

Расчет промежуточного кольцевого направления **ТЭЦ-14 -- 4-02-Т-2** определяется двумя полукольцами магистрали М4-02, путь ТЭЦ-14 -- 4-02-Т-2 и 4-01-Т-0 -- 4-02-Т-2.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М4-02, путь ТЭЦ-14 -- 4-02-Т-2, равна: $P_{бр} = 0.96896$, $P_{от} = 0.03104$.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М4-02, путь ТЭЦ-14 -- 4-02-Т-2, равна: $P_{бр} = 0.89803$, $P_{от} = 0.10197$.

Совокупная вероятность отказа двух полуколец тепловой сети ТЭЦ-14 -- 4-02-Т-2 равна: $P_{от} = P_{от1} * P_{от2} = 0.03104 * 0.10197 = 0.00316$

Совокупная вероятность безотказной работы двух полуколец тепловой сети ТЭЦ-14 -- 4-02-Т-2 равна: $P_{бр} = 1 - P_{от} = 1 - 0.00316 = 0.99683$

Расчет промежуточного тупикового направления **4-02-Т-2 -- 4-02-П-10**. Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для тупикового направления, путь 4-02-Т-2 -- 4-02-П-10, равна: $P_{бр} = 0.96617$, $P_{от} = 0.03383$.

Расчет промежуточного тупикового направления **4-02-П-10 -- 4-02-Т-16А**. Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для тупикового направления, путь 4-02-П-10 -- 4-02-Т-16А, равна: $P_{бр} = 0.89329$, $P_{от} = 0.10671$.

Расчет промежуточного тупикового направления **4-02-Т-16А -- 4-02-П-25(П-3)**. Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для тупикового направления, путь 4-02-Т-16А -- 4-02-П-25(П-3), равна: $P_{бр} = 1$, $P_{от} = 0$.

Расчет промежуточного тупикового направления **4-02-П-25(П-3) -- 4-02-К-22-9**. Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для тупикового направления, путь 4-02-П-25(П-3) -- 4-02-К-22-9, равна: $P_{бр}=0.97399$, $P_{от}=0.02601$.

Расчет промежуточного тупикового направления **4-02-К-22-9 -- 4-02-ЦТП-28**. Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для тупикового направления, путь 4-02-К-22-9 -- 4-02-ЦТП-28, равна: $P_{бр}=0.98620$, $P_{от}=0.01380$.

Совокупная вероятность безотказной работы тепловой сети второго направления, путь **ТЭЦ-14 -- 4-02-ЦТП-28**, равна произведению вероятности безотказной работы промежуточных направлений: $P_{бр}=P_1*P_2*P_3*....*P_n=0.99683*0.96617*0.89329*1*0.97399*0.98620=0.82639$

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ТЭЦ-14 начинается с узлов 4-02-Т-16А, 4-01-П-17 до конечных потребителей. Материальная характеристика зоны ненормативной надежности равна 47256 м^2 , что в процентном соотношении составляет 82.9 % от всей зоны действия источника.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы по каждому промежуточному направлению представлены в **приложении 21**. В результате расчета определена зона ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения, которая представлена в графических материалах в **приложении 21**.

Для ликвидации зоны ненормативной надежности теплорайона ТЭЦ-14 предлагаются следующие мероприятия:

- ✓ Реконструкция тепловых сетей определенных результатами гидравлических расчетов. Перечень участков представлен в **главе 7, пункт «е»**.
- ✓ Реконструкция тепловых сетей определенных расчетом вероятности безотказной работы. Перечень участков представлен в **главе 7, пункт «д»**.
- ✓ Строительство резервных тепловых сетей определенных расчетом вероятности безотказной работы. Перечень вновь строящихся участков представлен в **главе 7, пункт «д»**.

Обоснованием мероприятий по приведению показателя надежности тепловых сетей до нормативного значения служит расчет вероятности безотказной работы трубопроводов с реализованными мероприятиями по реконструкции тепловых сетей.

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ТЭЦ-14 с учетом мероприятий по строительству и реконструкции тепловых сетей

Основное направление **ТЭЦ-14 -- 4-01-ЦТП-1**.

Расчет промежуточного кольцевого направления **ТЭЦ-14 -- 4-01-Т-19** определяется двумя полукольцами магистралей М4-01, путь ТЭЦ-14 -- 4-01-Т-19 и М4-03, путь ТЭЦ-14 -- 4-01-Т-19-3.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М4-01, путь ТЭЦ-14 -- 4-01-Т-19, равна: $P_{бр}=0.69871$, $P_{от}=0.30129$.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М4-03, путь ТЭЦ-14 -- 4-01-Т-19-3, равна: $P_{бр}=1$, $P_{от}=0$

Совокупная вероятность отказа двух полуколец тепловой сети ТЭЦ-14 -- 4-01-Т-19 равна: $P_{от}=P_{от1}*P_{от2}=0.30129*0=0$

Совокупная вероятность безотказной работы двух полуколец тепловой сети ТЭЦ-14 -- 4-01-Т-19 равна: $P_{бр}=1-P_{от}=1-0=1$

Расчет промежуточного кольцевого направления **4-01-Т-19 -- 4-01-Т-27** определяется двумя полукольцами магистралей М4-01, путь 4-01-Т-19 -- 4-01-Т-27 и М4-03, путь 4-03-П-19-3 -- 4-03-Т-27.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М4-01, путь 4-01-Т-19 -- 4-01-Т-27, равна: $P_{бр} = 0.82496$, $P_{от} = 0.17504$.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М4-03, путь 4-03-П-19-3 -- 4-03-Т-27, равна: $P_{бр} = 0.80520$, $P_{от} = 0.19480$.

Совокупная вероятность отказа двух полуколец тепловой сети 4-01-Т-19 -- 4-01-Т-27 равна: $P_{от} = P_{от1} * P_{от2} = 0.17504 * 0.19480 = 0.03409$.

Совокупная вероятность безотказной работы двух полуколец тепловой сети 4-01-Т-19 -- 4-01-Т-27 равна: $P_{бр} = 1 - P_{от} = 1 - 0.03409 = 0.96590$.

Расчет промежуточного кольцевого направления **4-01-Т-27 -- 4-01-П-38** определяется двумя полукольцами магистралей М4-01, путь 4-01-Т-27 -- 4-01-П-38 и М4-03, путь 4-03-Т-27 -- 4-01-П-38.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М4-01, путь 4-01-Т-27 -- 4-01-П-38, равна: $P_{бр} = 0.82671$, $P_{от} = 0.17329$.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М4-03, путь 4-03-Т-27 -- 4-01-П-38, равна: $P_{бр} = 0.80427$, $P_{от} = 0.19573$.

Совокупная вероятность отказа двух полуколец тепловой сети 4-01-Т-27 -- 4-01-П-38, равна: $P_{от} = P_{от1} * P_{от2} = 0.17329 * 0.19573 = 0.03392$.

Совокупная вероятность безотказной работы двух полуколец тепловой сети 4-01-Т-27 -- 4-01-П-38 равна: $P_{бр} = 1 - P_{от} = 1 - 0.03392 = 0.96608$.

Расчет промежуточного тупикового направления **4-01-П-38 -- 4-01-Т-49**. Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для тупикового направления, путь 4-01-П-38 -- 4-01-Т-49, равна: $P_{бр} = 1$, $P_{от} = 0$

Расчет промежуточного тупикового направления **4-01-Т-49 -- 4-01-П-68**. Для ликвидации зоны ненормативной надежности предлагается строительство новой тепловой сети, что позволит повысить надежность промежуточного направления 4-01-Т-49 -- 4-01-П-68 путем его резервирования. Расчет определяется двумя полукольцами магистралей М4-01, путь 4-01-Т-49 -- 4-01-П-68 и М4-10, путь 4-01-Т-49 -- 4-01-П-68.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М4-01, путь 4-01-Т-49 -- 4-01-П-68, равна: $P_{бр} = 0.85502$, $P_{от} = 0.14498$.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М4-10, путь 4-01-Т-49 -- 4-01-П-68, равна: $P_{бр} = 0.89676$, $P_{от} = 0.10324$

Совокупная вероятность отказа двух полуколец тепловой сети 4-01-Т-49 -- 4-01-П-68 равна: $P_{от} = P_{от1} * P_{от2} = 0.14498 * 0.10324 = 0.01469$

Совокупная вероятность безотказной работы двух полуколец тепловой сети 4-01-Т-49 -- 4-01-П-68 равна: $P_{бр} = 1 - P_{от} = 1 - 0.01469 = 0.98531$

Расчет промежуточного тупикового направления **4-01-Т-68 -- 4-01-К-87**. Для ликвидации зоны ненормативной надежности предлагается строительство новой тепловой сети,

что позволит повысить надежность промежуточного направления 4-01-Т-68 -- 4-01-К-87 путем его резервирования. Расчет определяется двумя полукольцами магистралей М4-01, путь 4-01-Т-68 -- 4-01-К-87 и М4-08, путь 4-01-Т-68 -- 4-01-К-87.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М4-01, путь 4-01-Т-68 -- 4-01-К-87, равна: $P_{бр} = 0.84383$, $P_{от} = 0.15617$.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М4-08, путь 4-01-Т-68 -- 4-01-К-87, равна: $P_{бр} = 0.93932$, $P_{от} = 0.06068$

Совокупная вероятность отказа двух полуколец тепловой сети 4-01-Т-68 -- 4-01-К-87 равна: $P_{от} = P_{от1} * P_{от2} = 0.15617 * 0.06068 = 0.00947$

Совокупная вероятность безотказной работы двух полуколец тепловой сети 4-01-Т-68 -- 4-01-К-87 равна: $P_{бр} = 1 - P_{от} = 1 - 0.00947 = 0.99052$

Расчет промежуточного тупикового направления **4-01-К-87 -- 4-01-ЦТП-1**. Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для тупикового направления, путь 4-01-К-87 -- 4-01-ЦТП-1, равна: $P_{бр} = 1$, $P_{от} = 0$.

Совокупная вероятность безотказной работы тепловой сети основного направления, путь **ТЭЦ-14 -- 4-01-ЦТП-1**, равна произведению вероятности безотказной работы промежуточных направлений: $P_{бр} = P_1 * P_2 * P_3 * \dots * P_n = 1 * 0.96590 * 0.96608 * 1 * 0.98503 * 0.99052 * 1 = 0.91045$

Второе направление **ТЭЦ-14 -- 4-01-ЦТП-28**.

Расчет промежуточного кольцевого направления **ТЭЦ-14 -- 4-02-Т-2** определяется двумя полукольцами магистрали М4-02, путь ТЭЦ-14 -- 4-02-Т-2 и 4-01-Т-0 -- 4-02-Т-2.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М4-02, путь ТЭЦ-14 -- 4-02-Т-2, равна: $P_{бр} = 0.96896$, $P_{от} = 0.03104$.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М4-02, путь ТЭЦ-14 -- 4-02-Т-2, равна: $P_{бр} = 0.89803$, $P_{от} = 0.10197$.

Совокупная вероятность отказа двух полуколец тепловой сети ТЭЦ-14 -- 4-02-Т-2 равна: $P_{от} = P_{от1} * P_{от2} = 0.03104 * 0.10197 = 0.00316$.

Совокупная вероятность безотказной работы двух полуколец тепловой сети ТЭЦ-14 -- 4-02-Т-2 равна: $P_{бр} = 1 - P_{от} = 1 - 0.00316 = 0.99683$.

Расчет промежуточного тупикового направления **4-02-Т-2 -- 4-02-П-10**. Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для тупикового направления, путь 4-02-Т-2 -- 4-02-П-10, равна: $P_{бр} = 0.96617$, $P_{от} = 0.03383$.

Расчет промежуточного тупикового направления **4-02-П-10 -- 4-02-Т-16А**. Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для тупикового направления, путь 4-02-П-10 -- 4-02-Т-16А, равна: $P_{бр} = 1$, $P_{от} = 0$.

Расчет промежуточного тупикового направления **4-02-Т-16А -- 4-02-П-25(П-3)**. Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для тупикового направления, путь 4-02-Т-16А -- 4-02-П-25(П-3), равна: $P_{бр} = 1$, $P_{от} = 0$.

Расчет промежуточного тупикового направления **4-02-П-25(П-3) -- 4-02-К-22-9**. Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для тупикового направления, путь 4-02-П-25(П-3) -- 4-02-К-22-9, равна: $P_{бр} = 0.97399$, $P_{от} = 0.02601$.

Расчет промежуточного тупикового направления **4-02-К-22-9 -- 4-02-ЦТП-28**. Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для тупикового направления, путь 4-02-К-22-9 -- 4-02-ЦТП-28, равна: $P_{бр} = 0.98620$, $P_{от} = 0.01380$.

Совокупная вероятность безотказной работы тепловой сети второго направления, путь **ТЭЦ-14 -- 4-02-ЦТП-28**, равна произведению вероятности безотказной работы промежуточных направлений: $P_{бр} = P_1 * P_2 * P_3 * \dots * P_n = 0.99683 * 0.96617 * 1 * 1 * 0.97399 * 0.98620 = 0.92511$.

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей с учетом мероприятий по строительству и реконструкциям показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ТЭЦ-14 полностью ликвидирована.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы по каждому промежуточному направлению, с учетом мероприятий по строительству и реконструкциям тепловых сетей, представлены в [приложении 21](#).

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК-1.

Водогрейная котельная ВК-1 выведена из эксплуатации в связи с её не востребованностью по выработке тепловой энергии и наличием запаса мощности на ТЭЦ-6. В связи с сохранением принципиального распределения потоков теплоносителя от ТЭЦ-6 в бывшей зоне действия ВК-1, результаты данного расчета с высокой долей достоверностью можно отнести к новому режиму работы.

В качестве наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем узел 1-09-ЦТП-17, находящийся по адресу ул. Гусарова, 9/1. Основное направление движения теплоносителя для потребителя 1-09-ЦТП-17 определено по пути **ВК-1 -- 1-09-ЦТП-17**. Основное направление содержит множество кольцевых участков, расчет надежности которых необходимо определить по отдельности.

Расчет промежуточного тупикового направления **ВК-1 -- 1-05-Т-24**. Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для тупикового направления, путь ВК-1 -- 1-05-Т-24, равна: $P_{бр} = 0.98529$, $P_{от} = 0.01471$.

Расчет промежуточного кольцевого направления **1-05-Т-24 -- 1-02-П-16** определяется двумя полукольцами магистралей М1-05, путь 1-05-Т-24 -- 1-02-П-16 и М1-02, путь 1-05-Т-24 -- 1-02-П-16.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М1-05, путь 1-05-Т-24 -- 1-02-П-16, равна: $P_{бр} = 0.92301$, $P_{от} = 0.07699$.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М1-02, путь 1-05-Т-24 -- 1-02-П-16, равна: $P_{бр} = 0.84058$, $P_{от} = 0.15942$.

Совокупная вероятность отказа двух полуколец тепловой сети 1-05-Т-24 -- 1-02-П-16 равна: $P_{от} = P_{от1} * P_{от2} = 0.07699 * 0.15942 = 0.01227$.

Совокупная вероятность безотказной работы двух полуколец тепловой сети 1-05-Т-24 -- 1-02-П-16 равна: $P_{бр} = 1 - P_{от} = 1 - 0.01227 = 0.98772$.

Расчет промежуточного тупикового направления **1-02-П-16 -- 1-02-Т-14**. Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для тупикового направления, путь 1-02-П-16 -- 1-02-Т-14, равна: $P_{бр}=0.96748$, $P_{от}= 0.03252$.

Расчет надежности в узле **1-02-Т-14** резервируется возможностью работой с разных источников и определяется двумя направлениями, путь ВК-1 -- 1-02-Т-14 и ТЭЦ-6 -- 1-02-Т-14.

Совокупная вероятность безотказной работы тепловой сети ВК-1 -- 1-02-Т-14, равна произведению вероятности безотказной работы промежуточных направлений: $P_{бр}=P_1*P_2*P_3*...*P_n=0.98529*0.98772*0.96748=0.94154$, $P_{от}=0.05846$.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для магистрали М1-02, путь ТЭЦ-6 -- 1-02-Т-14, равна: $P_{бр}=1$, $P_{от}= 0$.

Совокупная вероятность отказа двух направлений для узла **1-02-Т-14** равна: $P_{от}=P_{от1}*P_{от2}=0*0.05846=0$.

Совокупная вероятность безотказной работы для узла **1-02-Т-14** определяется $P_{бр}=1-P_{от}=1-0=1$.

Расчет промежуточного тупикового направления **1-02-Т-14 -- 1-09-П-2**. Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для тупикового направления, путь 1-02-Т-14 -- 1-09-П-2, равна: $P_{бр}=0.94216$, $P_{от}= 0.05784$

Расчет промежуточного кольцевого направления **1-09-П-2 -- 1-09-К-763** определяется двумя полукольцами магистралей М1-09, путь 1-09-П-2 -- 1-09-К-763 и М1-10, путь 1-09-П-2 -- 1-09-К-763.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М1-09, путь 1-09-П-2 -- 1-09-К-763, равна: $P_{бр}=0.94306$, $P_{от}= 0.05694$.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М1-10, путь 1-09-П-2 -- 1-09-К-763, равна: $P_{бр}=0.92576$, $P_{от}= 0.07424$.

Совокупная вероятность отказа двух полуколец тепловой сети 1-09-П-2 -- 1-09-К-763 равна: $P_{от}=P_{от1}*P_{от2}=0.05694*0.07424=0.00422$.

Совокупная вероятность безотказной работы двух полуколец тепловой сети 1-09-П-2 -- 1-09-К-763: $P_{бр}=1-P_{от}=1-0.00422=0.99577$.

Расчет промежуточного кольцевого направления **1-09-К-763 -- 1-09-К-760** определяется двумя полукольцами магистралей М1-09, путь 1-09-К-763 -- 1-09-К-760 и 1-09-К-14К -- 1-09-К-760.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М1-09, путь 1-09-К-763 -- 1-09-К-760, равна: $P_{бр}=0.95776$, $P_{от}= 0.04224$.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М1-09, путь 1-09-К-14К -- 1-09-К-760, равна: $P_{бр}=0.97927$, $P_{от}= 0.02073$.

Совокупная вероятность отказа двух полуколец тепловой сети 1-09-К-763 -- 1-09-К-760 равна: $P_{от}=P_{от1}*P_{от2}=0.04224*0.02073=0.000875$.

Совокупная вероятность безотказной работы двух полуколец тепловой сети 1-09-К-763 -- 1-09-К-760: $P_{бр}=1-P_{от}=1-0.000875=0.99912$.

Расчет промежуточного тупикового направления **1-09-К-760 -- 1-09-ЦТП-17**. Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для тупикового направления, путь 1-09-К-760 -- 1-09-ЦТП-17, равна: $P_{бр}=0.97545$, $P_{от}= 0.02455$.

Совокупная вероятность безотказной работы тепловой сети основного направления, путь **ВК-1 -- 1-09-ЦТП-17**, равна произведению вероятности безотказной работы промежуточных направлений: $P_{бр}=P_1*P_2*P_3*....*P_n= 1*0.94216*0.99577*0.99912*0.97545=0.91433$.

В качестве второго наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем узел 1-02-ЦТП-43, находящийся по адресу ул. Героев Хасана, 147. Основное направление движения теплоносителя для потребителя по ул. Героев Хасана, 147 определено по пути **ВК-1 -- 1-02-ЦТП-43**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети второго направления равна: $P_{бр}=0.98808$

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ВК-1 отсутствует.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы по каждому промежуточному направлению представлены в [приложении 21](#).

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК-5.

При расчете показателей надежности тепловых сетей в теплорайоне ВК-5 следует учесть, что потребители тепловой зоны после узла 2-09-К-900 в аварийной ситуации могут быть полностью переведены в зону действия источника ТЭЦ-9, что позволяет производить расчет надежности тепловых сетей до и после камеры 2-09-К-900 независимо друг от друга.

Расчет показателей надежности тепловых сетей в первой зоне теплоснабжения, до тепловой камеры 2-09-К-900.

В качестве наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем узел 2-09-К-896, находящийся по адресу ул. Боровая, 32, к. 2. Основное направление движения теплоносителя для узла 2-09-К-896 определено по пути **ВК-5 -- 2-09-К-896**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети основного направления равна: $P_{бр}=0.62902$

В качестве второго наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем узел 2-09-ЦТП-28, находящийся по адресу ул. Куфониной, 18. Основное направление движения теплоносителя для потребителя 2-09-ЦТП-28 определено по пути **ВК-5-- 2-09-ЦТП-28**

Вероятность безотказной работы тепловой сети второго направления равна: $P_{бр}=0.90802$

Расчет показателей надежности тепловых сетей во второй зоне теплоснабжения, после тепловой камеры 2-09-К-900.

В качестве наиболее отдаленного потребителя от тепловой камеры 2-09-К-900 выбираем узел 2-17-К-931-4, находящийся по адресу ул. Дзержинского, 10. Основное направление движения теплоносителя для узла 2-17-К-931-4 определено по пути **2-09-К-900 -- 2-17-К-931-4**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети основного направления равна: $P_{бр}=0.84750$

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ВК-5 начинается с узла 2-09-К-872А до узла 2-09-К-896 и от узла 2-17-К-922 до конечных потребителей. Материальная характеристика зоны

ненормативной надежности равна 7010 м^2 , что в процентном соотношении составляет 38.5 % от всей зоны действия источника.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы по каждому направлению представлены в **приложении 21**. В результате расчета определена зона ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения, которая представлена в графических материалах в **приложении 21**.

Для ликвидации зоны ненормативной надежности теплорайона ВК-5 предлагаются следующие мероприятия:

- ✓ Реконструкция тепловых сетей определенных результатами гидравлических расчетов. Перечень участков представлен в **главе 7, пункт «е»**.
- ✓ Реконструкция тепловых сетей определенных расчетом вероятности безотказной работы. Перечень участков представлен в **главе 7, пункт «д»**.

Обоснованием мероприятий по приведению показателя надежности тепловых сетей до нормативного значения служит расчет вероятности безотказной работы трубопроводов с реализованными мероприятиями по реконструкции тепловых сетей

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК-5 с учетом мероприятий по реконструкции тепловых сетей.

Расчет показателей надежности тепловых сетей в тепловой зоне, до узла 2-09-К-900.

В качестве наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем узел 2-09-К-896, находящийся по адресу ул. Боровая, 32, к. 2. Основное направление движения теплоносителя для узла 2-09-К-896 определено по пути **ВК-5 -- 2-09-К-896**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети основного направления равна: $P_{бр}=1$

В качестве второго наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем узел 2-09-ЦТП-28, находящийся по адресу ул. Куфониная, 18. Основное направление движения теплоносителя для потребителя 2-09-ЦТП-28 определено по пути **ВК-5-- 2-09-ЦТП-28**

Вероятность безотказной работы тепловой сети второго направления равна: $P_{бр}=1$

Расчет показателей надежности тепловых сетей во второй зоне теплоснабжения, после тепловой камеры 2-09-К-900.

В качестве наиболее отдаленного потребителя от тепловой камеры 2-09-К-900 выбираем узел 2-17-К-931-4, находящийся по адресу ул. Дзержинского, 10. Основное направление движения теплоносителя для узла 2-17-К-931-4 определено по пути **2-09-К-900 -- 2-17-К-931-4**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети основного направления равна: $P_{бр}=0.90568$

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей с учетом мероприятий по строительству и реконструкциям показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ВК-5 полностью ликвидирована.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы с учетом мероприятий по реконструкциям тепловых сетей представлены в **приложении 21**.

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ТЭЦ-13

В качестве наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем узел 3-01-ЦТП-9, находящийся по адресу ул. Маршала Толбухина, 40. Основное направление движения теплоносителя для потребителя 3-01-ЦТП-9 определено по пути **ТЭЦ-13 -- 3-01-ЦТП-9**. Основное направление содержит кольцевые участки, расчет надежности которых необходимо определить по отдельности.

Расчет промежуточного тупикового направления **ТЭЦ-13 -- 3-01-Т-16А**. Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для тупикового направления, путь ТЭЦ-13 -- 3-01-Т-16А, равна: $P_{бр}=0.97019$, $P_{от}= 0.02981$

Расчет промежуточного кольцевого направления **3-01-Т-16А -- 3-01-К-55** определяется двумя полукольцами магистралей М3-01, путь 3-01-Т-16А -- 3-01-К-55 и М3-03, путь 3-01-Т-16А -- 3-01-К-55.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М3-01, путь 3-01-Т-16А -- 3-01-К-55, равна: $P_{бр}=0.91006$, $P_{от}= 0.08994$.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М3-03, путь 3-01-Т-16А -- 3-01-К-55, равна: $P_{бр}=0.87928$, $P_{от}= 0.12072$.

Совокупная вероятность отказа двух полуколец тепловой сети 3-01-Т-16А -- 3-01-К-55 равна: $P_{от}=P_{от1}*P_{от2}=0.08994*0.12072=0.01086$.

Совокупная вероятность безотказной работы двух полуколец тепловой сети 3-01-Т-16А -- 3-01-К-55 равна: $P_{бр}=1-P_{от}=1-0.01086=0.98914$.

Расчет промежуточного тупикового направления **3-01-К-55 -- 3-01-ЦТП-9**. Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для тупикового направления, путь 3-01-К-55 -- 3-01-ЦТП-9, равна: $P_{бр}=0.95570$, $P_{от}= 0.04430$.

Совокупная вероятность безотказной работы тепловой сети основного направления, путь **ТЭЦ-13 -- 3-01-ЦТП-9**, равна произведению вероятности безотказной работы промежуточных направлений: $P_{бр}=P_1*P_2*P_3*....*P_n= 0.97019*0.98914*0.95570=0.91714$.

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ТЭЦ-13 отсутствует.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы по каждому промежуточному направлению представлены в [приложении 21](#).

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК-2

В качестве наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем административное здание, находящееся по адресу ул. Крупской, 2. Основное направление движения теплоносителя для потребителя ул. Крупской, 2 определено по пути **ВК-2 -- ул. Крупской, 2**. Основное направление содержит кольцевые участки, расчет надежности которых необходимо определить по отдельности.

Расчет промежуточного тупикового направления **ВК-2 -- 1-06-К-524**. Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для тупикового направления, путь ВК-2 -- 1-06-К-524, равна: $P_{бр}=0.76771$, $P_{от}= 0.23229$.

Расчет промежуточного кольцевого направления **1-06-К-524 -- 1-19-К-16-0-23** определяется двумя полукольцами магистралей М1-06, путь 1-06-К-524 -- 1-19-К-16-0-23 и М1-06, М1-19, путь 1-06-К-524 -- 1-19-К-16-0-23.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М1-06, путь 1-06-К-524 -- 1-19-К-16-0-23, равна: $P_{бр}=0.98938$, $P_{от}= 0.01062$.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М1-19, путь 1-06-К-524 -- 1-19-К-16-0-23, равна: $P_{бр}=0.96483$, $P_{от}= 0.03517$.

Совокупная вероятность отказа двух полуколец тепловой сети 1-06-К-524 -- 1-19-К-16-0-23 равна: $P_{от}=P_{от1}*P_{от2}=0.01062*0.03517=0.00037$.

Совокупная вероятность безотказной работы двух полуколец тепловой сети 1-06-К-524 -- 1-19-К-16-0-23 равна: $P_{бр}=1-P_{от}=1-0.00037=0.99962$.

Расчет промежуточного тупикового направления **1-19-К-16-0-23 -- ул. Крупская, 2**. Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для тупикового направления, путь 1-19-К-16-0-23 -- ул. Крупская, 2, равна: $P_{бр}=0.9993$, $P_{от}= 0.0007$.

Совокупная вероятность безотказной работы тепловой сети главного направления, путь **ВК-2 -- ул. Крупской, 2**, равна произведению вероятности безотказной работы промежуточных направлений: $P_{бр}=P_1*P_2*P_3*...*P_n = 0.76771*0.99962*0.9993=0.76688$.

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ВК-2 начинается с узла 1-06-Т-565 до конечных потребителей. Материальная характеристика зоны ненормативной надежности равна 9800 м², что в процентном соотношении составляет 89 % от всей зоны действия источника.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы по каждому промежуточному направлению представлены в **приложении 21**. В результате расчета определена зона ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения, которая представлена в графических материалах в **приложении 21**.

Для ликвидации зоны ненормативной надежности теплорайона ВК-2 предлагаются следующие мероприятия:

- ✓ Реконструкция тепловых сетей определенных результатами гидравлических расчетов. Перечень участков представлен в **главе 7, пункт «е»**.
- ✓ Реконструкция тепловых сетей определенных расчетом вероятности безотказной работы. Перечень участков представлен в **главе 7, пункт «д»**.

Обоснованием мероприятий по приведению показателя надежности тепловых сетей до нормативного значения служит расчет вероятности безотказной работы трубопроводов с реализованными мероприятиями по реконструкции тепловых сетей.

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК-2 с учетом мероприятий по реконструкции тепловых сетей.

Расчет промежуточного тупикового направления **ВК-2 -- 1-06-К-524**. Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для тупикового направления, путь ВК-2 -- 1-06-К-524, равна: $P_{бр}=0.90985$, $P_{от}= 0.09015$

Расчет промежуточного кольцевого направления **1-06-К-524 -- 1-19-К-16-0-23** определяется двумя полукольцами магистралей М1-06, путь 1-06-К-524 -- 1-19-К-16-0-23 и М1-06, М1-19, путь 1-06-К-524 -- 1-19-К-16-0-23.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М1-06, путь 1-06-К-524 -- 1-19-К-16-0-23, равна: $P_{бр}=1$, $P_{от}= 0$.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М1-06, М1-19, путь 1-06-К-524 -- 1-19-К-16-0-23, равна: $P_{бр}=0.96483$, $P_{от}= 0.03517$.

Совокупная вероятность отказа двух полуколец тепловой сети 1-06-К-524 -- 1-19-К-16-0-23 равна: $P_{от}=P_{от1}*P_{от2}=0*0.03517=0$.

Совокупная вероятность безотказной работы двух полуколец тепловой сети 1-06-К-524 -- 1-19-К-16-0-23 равна: $P_{бр}=1-P_{от}=1-0 = 1$.

Расчет промежуточного тупикового направления **1-19-К-16-0-23 -- ул. Крупская, 2**. Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для тупикового направления, путь 1-19-К-16-0-23 -- ул. Крупская, 2, равна: $P_{бр}=0.9993$, $P_{от}= 0.0007$.

Совокупная вероятность безотказной работы тепловой сети главного направления, путь **ВК-2 -- ул. Крупской, 2**, равна произведению вероятности безотказной работы промежуточных направлений: $P_{бр}=P_1*P_2*P_3*...*P_n = 0.90985*1*0.9993=0.90921$.

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей с учетом мероприятий по строительству и реконструкциям показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ВК-2 полностью ликвидирована.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы с учетом мероприятий по реконструкциям тепловых сетей представлены в [приложении 21](#).

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК Вышка-2

В качестве наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем узел 60-ЦТП-8, находящийся по адресу ул. Гашкова, 9. Основное направление движения теплоносителя для потребителя 60-ЦТП-8 определено по пути **ВК Вышка-2 -- 60-ЦТП-8**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети основного направления равна: $P_{бр}=0.98257$

В качестве второго наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем узел 60-ЦТП-3, находящийся по адресу ул. Целинная, 11. Основное направление движения теплоносителя для потребителя 60-ЦТП-3 определено по пути **ВК Вышка-2 -- 60-ЦТП-3**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети второго направления равна: $P_{бр}=0.98257$

В качестве третьего наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем узел 60-ЦТП-9, находящийся по адресу ул. Сигаева, 12. Основное направление движения теплоносителя для потребителя 60-ЦТП-9 определено по пути **ВК Вышка-2 -- 60-ЦТП-9**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети третьего направления равна: $P_{бр}=1$

В качестве четвертого наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем узел 60-ЦТП-6, находящийся по адресу ул. Целинная, 29. Основное направление движения теплоносителя для потребителя 60-ЦТП-6 определено по пути **ВК Вышка-2 -- 60-ЦТП-6**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети четвертого направления равна: $P_{бр}=0.98686$

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ВК Вышка-2 отсутствует.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы по каждому направлению представлены в [приложении 21](#).

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК Кислотные Дачи.

В качестве наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем узел 84-ЦТП-2, находящийся по адресу ул. Генерала Черняховского, 90. Основное направление движения теплоносителя для потребителя 84-ЦТП-2 определено по пути **ВК Кислотные Дачи -- 84-ЦТП-2**. Основное направление содержит кольцевые участки, расчет надежности которых необходимо определить по отдельности.

Расчет промежуточного тупикового направления **ВК Кислотные Дачи -- 84-Т-3**. Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для тупикового направления, путь ВК Кислотные Дачи -- 84-Т-3, равна: $P_{бр}=0.99225$, $P_{от}= 0.00775$.

Расчет промежуточного кольцевого направления **84-Т-3 -- 84-К-3-27-1** определяется двумя полукольцами магистрали М-84, путь 84-Т-3 -- 84-К-3-27-1.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для первого полукольца М-84, путь 84-Т-3 -- 84-К-3-27-1, равна: $P_{бр}=0.96464$, $P_{от}= 0.03536$.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для второго полукольца М-84, путь 84-Т-3 -- 84-К-3-27-1, равна: $P_{бр}=0.90109$, $P_{от}= 0.09891$.

Совокупная вероятность отказа двух полуколец тепловой сети 84-Т-3 -- 84-К-3-27-1 равна: $P_{от}=P_{от1}*P_{от2}=0.03536*0.09891=0.003497$.

Совокупная вероятность безотказной работы двух полуколец тепловой сети 84-Т-3 -- 84-К-3-27-1 равна: $P_{бр}=1-P_{от}=1-0.003497=0.99650$.

Расчет промежуточного тупикового направления **84-К-3-27-1 -- 84-ЦТП-2**. Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для тупикового направления, путь 84-К-3-27-1 -- 84-ЦТП-2, равна: $P_{бр}=0.99741$, $P_{от}= 0.00259$.

Совокупная вероятность безотказной работы тепловой сети главного направления, путь **ВК Кислотные Дачи -- 84-ЦТП-2**, равна произведению вероятности безотказной работы промежуточных направлений: $P_{бр}=P_1*P_2*P_3*....*P_n = 0.99225*0.99650*0.99741=0.98621$.

В качестве второго наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем узел 84-ЦТП-7, находящийся по адресу ул. Колвинская, 23. Основное направление движения теплоносителя для потребителя 84-ЦТП-7 определено по пути **ВК Кислотные Дачи -- 84-ЦТП-7**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети второго направления равна: $P_{бр}=0.92531$

В качестве третьего наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем узел 84-Т-24, находящийся по адресу ул. Рабкоровская, 23. Основное направление движения теплоносителя для узла 84-Т-24 определено по пути **ВК Кислотные Дачи -- 84-Т-24**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети третьего направления равна: $P_{бр}=0.89961$

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ВК Кислотные Дачи начинается с узла 84-Т-23 до конечных потребителей. Материальная характеристика зоны ненормативной надежности равна 100 м², что в процентном соотношении составляет 1.6 % от всей зоны действия источника.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы по каждому промежуточному направлению представлены в **приложении 21**. В результате расчета определена зона ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения, которая представлена в графических материалах в **приложении 21**.

Для ликвидации зоны ненормативной надежности теплорайона ВК Кислотные Дачи предлагаются мероприятия по реконструкции тепловых сетей определенных расчетом вероятности безотказной работы. Перечень участков представлен в [главе 7, пункт «д»](#).

Обоснованием мероприятий по приведению показателя надежности тепловых сетей до нормативного значения служит расчет вероятности безотказной работы трубопроводов с реализованными мероприятиями по реконструкции тепловых сетей.

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК Кислотные дачи с учетом мероприятий по реконструкции тепловых сетей.

Вероятность безотказной работы тепловой сети третьего направления, пути **ВК Кислотные Дачи -- 84-Т-24**, равна: $P_{бр}=0.91265$.

Вероятность безотказной работы тепловых сетей основного направления определенного по пути **ВК Кислотные Дачи -- 84-ЦТП-2** и второго направления по пути **ВК Кислотные Дачи -- 84-ЦТП-7** остается неизменной.

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей с учетом мероприятий по строительству и реконструкциям показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ВК Кислотные Дачи полностью ликвидирована.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы с учетом мероприятий по реконструкциям тепловых сетей представлены в [приложении 21](#).

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК ПЗСП

В качестве наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем узел 91-ЦТП-1, находящийся по адресу ул. Докучаева, 20. Основное направление движения теплоносителя для потребителя 91-ЦТП-1 определено по пути **ВК ПЗСП -- 91-ЦТП-1**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети основного направления равна: $P_{бр}=1$

В качестве второго наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем узел 91-ЦТП-2, находящийся по адресу ул. Костычева, 44а. Основное направление движения теплоносителя для потребителя 91-ЦТП-2 определено по пути **ВК ПЗСП -- 91-ЦТП-2**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети второго направления равна: $P_{бр}=1$

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ВК ПЗСП отсутствует.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы по каждому направлению представлены в [приложении 21](#).

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК Хабаровска, 139.

В качестве наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем жилой дом, находящийся по адресу ул. Заречная, 131. Основное направление движения теплоносителя для потребителя по ул. Заречная, 131 определено по пути **ВК Хабаровска, 139 -- ул. Заречная, 131**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети основного направления равна: $P_{бр}=0.98903$

В качестве второго наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем жилой дом, находящийся по адресу ул. Красноводская, 13. Основное направление движения теплоносителя

для потребителя по ул. Красноводская, 13 определено по пути **ВК Хабаровска, 139 -- ул. Красноводская, 13.**

Вероятность безотказной работы тепловой сети второго направления равна: $P_{бр}=0.98913$

В качестве третьего наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем ЦТП, находящееся по адресу ул. Хабаровская, 36а. Основное направление движения теплоносителя для потребителя по ул. Хабаровская, 36а определено по пути **ВК Хабаровска, 139 -- ул. Хабаровская, 36а.**

Вероятность безотказной работы тепловой сети третьего направления равна: $P_{бр}=0.99378$

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ВК Хабаровская, 139 отсутствует.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы по каждому направлению представлены в [приложении 21](#).

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК ПГТУ.

В качестве наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем административное здание, находящееся по адресу ул. Академика Королева, 1. Основное направление движения теплоносителя для потребителя по ул. Академика Королева, 1 определено по пути **ВК ПГТУ -- Академика Королева, 1.**

Вероятность безотказной работы тепловой сети основного направления равна: $P_{бр}=0.95983$

В качестве второго наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем узел 96-ЦТП-1, находящийся по адресу ул. Академика Королева, 10. Основное направление движения теплоносителя для потребителя по ул. Академика Королева, 10 определено по пути **ВК ПГТУ-- Академика Королева, 10.**

Вероятность безотказной работы тепловой сети второго направления равна: $P_{бр}=0.98643$

В качестве третьего наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем здание, находящееся по адресу ул. Академика Королева, 21. Основное направление движения теплоносителя для потребителя по ул. Академика Королева, 21 определено по пути **ВК ПГТУ-- Академика Королева, 21.**

Вероятность безотказной работы тепловой сети третьего направления равна: $P_{бр}=0.92784$

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ВК ПГТУ отсутствует.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы по каждому направлению представлены в [приложении 21](#).

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК НПО «Искра».

В качестве наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем узел 73-ЦТП-5, находящийся по адресу ул. Лобачевского, 26 к.7. Основное направление движения теплоносителя для потребителя 73-ЦТП-5 определено по пути **ВК НПО «Искра»-- 73-ЦТП-5.**

Вероятность безотказной работы тепловой сети основного направления равна: $P_{бр}=0.98745$

В качестве второго наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем узел 73-ЦТП-1, находящийся по адресу ул. Академика Веденеева, 85. Основное направление движения теплоносителя для потребителя 73-ЦТП-1 определено по пути **ВК НПО «Искра»-- 73-ЦТП-1.**

Вероятность безотказной работы тепловой сети второго направления равна: $P_{бр}=1$

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ВК «НПО Искра» отсутствует.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы по каждому направлению представлены в [приложении 21](#).

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК Новые Ляды.

В качестве наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем очистные сооружения ООО «Новогор-Прикамье», находящиеся по ул. 40 лет Победы, 1а. Основное направление движения теплоносителя для выбранного потребителя определено по пути **ВК Новые Ляды -- очистные сооружения.**

Вероятность безотказной работы тепловой сети основного направления равна: $P_{бр}=0.96515$

В качестве второго наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем жилой дом, находящийся по адресу ул. 40 лет Победы, 10. Основное направление движения теплоносителя для потребителя по ул. 40 лет Победы, 10 определено по пути **ВК Новые Ляды -- ул. 40 лет Победы, 10.**

Вероятность безотказной работы тепловой сети второго направления равна: $P_{бр}=0.94353$

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ВК Новые Ляды отсутствует.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы по каждому направлению представлены в [приложении 21](#).

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК Голованово.

В качестве наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем ЦТП-2, находящееся по адресу ул. Евгения Пузырева, 14. Основное направление движения теплоносителя для выбранного потребителя определено по пути **ВК Голованово–ЦТП-2.**

Вероятность безотказной работы тепловой сети основного направления равна: $P_{бр}=0.93061$

В качестве второго наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем жилой дом, находящийся по адресу ул. Бенгальская, 16. Основное направление движения теплоносителя для потребителя по ул. Бенгальская, 16 определено по пути **ВК Голованово -- Бенгальская, 16.**

Вероятность безотказной работы тепловой сети второго направления равна: $P_{бр}=0.92192$

В качестве третьего наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем жилой дом, находящийся по адресу ул. Сестрорецкая, 24. Основное направление движения теплоносителя для потребителя по ул. Сестрорецкая, 24 определено по пути **ВК Голованово-- Сестрорецкая, 24.**

Вероятность безотказной работы тепловой сети третьего направления равна: $P_{бр}=0.96534$

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ВК Голованово отсутствует.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы по каждому направлению представлены в [приложении 21](#).

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК Молодежный.

В качестве наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем жилой дом, находящийся по адресу ул. Косякова, 5. Основное направление движения теплоносителя для потребителя по ул. Косякова, 5 определено по пути **ВК Молодежный -- ул. Косякова, 5**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети основного направления равна: $P_{бр}=0.99223$

В качестве второго наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем жилой дом, находящийся по адресу ул. Академика Веденеева, 55. Основное направление движения теплоносителя для потребителя по ул. Академика Веденеева, 55 определено по пути **ВК Молодежный -- Академика Веденеева, 55**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети второго направления равна: $P_{бр}=0.96877$

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ВК Молодежный отсутствует.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы по каждому направлению представлены в [приложении 21](#).

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК Левшино.

В качестве наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем узел 65-ЦТП-25, находящийся по адресу ул. Социалистическая, 28. Основное направление движения теплоносителя для потребителя 65-ЦТП-25 определено по пути **ВК Левшино -- 65-ЦТП-25**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети основного направления равна: $P_{бр}=0.93256$

В качестве второго наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем узел 65-К-61, находящийся по адресу ул. Левшинская, 34. Основное направление движения теплоносителя для выбранного узла определено по пути **ВК Левшино -- 65-К-61**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети второго направления равна: $P_{бр}=0.97376$

В качестве третьего наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем узел 65-К-57, находящийся по адресу ул. Томская, 41. Основное направление движения теплоносителя для выбранного узла определено по пути **ВК Левшино – 65-К-57**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети третьего направления равна: $P_{бр}=0.99947$

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ВК Левшино отсутствует.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы по каждому направлению представлены в [приложении 21](#).

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК-5 «Заостровка».

В качестве наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем жилой дом, находящийся по адресу ул. Маяковского, 1. Основное направление движения теплоносителя для потребителя по ул. Маяковского, 1 определено по пути **ВК-5 «Заостровка» -- Маяковского, 1**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети основного направления равна: $P_{бр}=1$

В качестве второго наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем комплекс промышленных зданий, находящихся по адресу ул. Фоминская, 43. Основное направление движения теплоносителя для потребителя по ул. Фоминская, 43 определено по пути **ВК-5 «Заостровка» -- Фоминская, 43.**

Вероятность безотказной работы тепловой сети второго направления равна: $P_{бр}=0.96926$

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ВК-5 «Заостровка» отсутствует.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы по каждому направлению представлены в [приложении 21](#).

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК-20.

В качестве наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем жилой дом, находящийся по адресу ул. Щербакова, 47а. Основное направление движения теплоносителя для потребителя по ул. Щербакова, 47а определено по пути **ВК-20 -- Щербакова, 47а.**

Вероятность безотказной работы тепловой сети основного направления равна: $P_{бр}=0.96209$

В качестве второго наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем жилой дом, находящийся по адресу ул. Менжинского, 51. Основное направление движения теплоносителя для потребителя по Менжинского, 51 определено по пути **ВК-20 -- Менжинского, 51.**

Вероятность безотказной работы тепловой сети второго направления равна: $P_{бр}=0.97864$

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ВК-20 отсутствует.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы по каждому направлению представлены в [приложении 21](#).

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК ПДК.

В качестве наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем жилой дом, находящийся по адресу ул. Щербакова, 49. Основное направление движения теплоносителя для потребителя по ул. Щербакова, 49 определено по пути **ВК ПДК-- Щербакова, 49.**

Вероятность безотказной работы тепловой сети основного направления равна: $P_{бр}=0.98423$

В качестве второго наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем жилой дом, находящийся по адресу ул. Песочная, 1. Основное направление движения теплоносителя для потребителя по ул. Песочная, 1 определено по пути **ВК ПДК -- Песочная, 1.**

Вероятность безотказной работы тепловой сети второго направления равна: $P_{бр}=0.99314$

В качестве третьего наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем здание школы, находящееся по адресу ул. Валежная, 15. Основное направление движения теплоносителя для потребителя по ул. Валежная, 15 определено по пути **ВК ПДК-- Валежная, 15.**

Вероятность безотказной работы тепловой сети третьего направления равна: $P_{бр}=0.99266$

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ВК ПДК отсутствует.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы по каждому направлению представлены в **приложении 21**.

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК НПО «БИОМЕД».

В качестве наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем ЦТП, находящееся по адресу ул. Казахская, 106. Основное направление движения теплоносителя для выбранного потребителя определено по пути **ВК НПО «БИОМЕД -- ЦТП**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети основного направления равна: $P_{бр}=0.97402$

В качестве второго наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем промышленное здание, находящееся по адресу ул. Братская, 177, к.13. Основное направление движения теплоносителя для потребителя по ул. Братская, 177, к.13 определено по пути **ВК НПО «БИОМЕД»—ул. Братская, 177, к.13**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети второго направления равна: $P_{бр}=0.98648$

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ВК НПО «БИОМЕД» отсутствует.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы по каждому направлению представлены в **приложении 21**.

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК Новомет-Пермь.

В качестве наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем жилой дом, находящийся по адресу ул. 2-я Казанцевская, 3. Основное направление движения теплоносителя для потребителя по ул. 2-я Казанцевская, 3 определено по пути **ВК Новомет-Пермь—ул. 2-я Казанцевская, 3**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети второго направления равна: $P_{бр}=0.99650$

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ВК Новомет-Пермь отсутствует.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы основного направления представлены в **приложении 21**.

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК Криворожская.

В качестве наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем жилой дом, находящийся по адресу ул. Цимлянская, 11. Основное направление движения теплоносителя для потребителя по ул. Цимлянская, 11 определено по пути **ВК Криворожская -- Цимлянская, 11**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети основного направления равна: $P_{бр}=1$

В качестве второго наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем жилой дом, находящийся по адресу ул. Томская, 44. Основное направление движения теплоносителя для потребителя по ул. Томская, 44 определено по пути **ВК Криворожская -- Томская, 44**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети второго направления равна: $P_{бр}=1$

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ВК Криворожская отсутствует.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы по каждому направлению представлены в [приложении 21](#).

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК Заозерье.

В качестве наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем ЦТП больницы, находящееся по адресу ул. Судоремонтная, 23. Основное направление движения теплоносителя для потребителя ЦТП больницы определено по пути **ВК Заозерье–ЦТП больницы**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети основного направления равна: $P_{бр}=1$

В качестве второго наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем жилой дом, находящийся по адресу ул. Портовая, 17. Основное направление движения теплоносителя для потребителя по ул. Портовая, 17 определено по пути **ВК Заозерье -- Портовая, 17**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети второго направления равна: $P_{бр}=1$

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ВК Заозерье отсутствует.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы по каждому направлению представлены в [приложении 21](#).

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК Лепешинской.

В качестве наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем жилой дом, находящийся по адресу ул. Ветлужская, 48. Основное направление движения теплоносителя для потребителя по ул. Ветлужская, 48 определено по пути **ВК Лепешинской– ул. Ветлужская, 48**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети основного направления равна: $P_{бр}=1$

В качестве второго наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем жилой дом, находящийся по адресу ул. Генерала Наумова, 5. Основное направление движения теплоносителя для потребителя по ул. Генерала Наумова, 5 определено по пути **ВК Лепешинской -- Генерала Наумова, 5**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети второго направления равна: $P_{бр}=1$

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ВК Лепешинской отсутствует.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы по каждому направлению представлены в [приложении 21](#).

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК Генерала Наумова.

В качестве наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем жилой дом, находящийся по адресу ул. Машинистов, 47. Основное направление движения теплоносителя для потребителя по ул. Машинистов, 47 определено по пути **ВК Генерала Наумова– ул. Машинистов, 47**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети основного направления равна: $P_{бр}=1$

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ВК Генерала Наумова отсутствует.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы основного направления представлены в [приложении 21](#).

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК Запруд.

В качестве наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем узел 69-К-31, находящийся по адресу ул. Колыбалова, 16. Основное направление движения теплоносителя для узла 69-К-31 определено по пути **ВК Запруд – 69-К-31**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети основного направления равна: $P_{бр}=1$

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ВК Запруд отсутствует.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы основного направления представлены в [приложении 21](#).

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК Окуловский.

В качестве наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем жилой дом, находящийся по адресу ул. Сочинская, 8. Основное направление движения теплоносителя для потребителя по ул. Сочинская, 8 определено по пути **ВК Окуловский – ул. Сочинская, 8**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети основного направления равна: $P_{бр}=1$

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ВК Окуловский отсутствует.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы основного направления представлены в [приложении 21](#).

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК Банная гора.

В качестве наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем здание больницы, находящееся по адресу ул. Корсуньская, 1 к.2. Основное направление движения теплоносителя для потребителя по ул. Корсуньская, 1 к.2 определено по пути **ВК Банная гора – ул. Корсуньская, 1 к.2**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети основного направления равна: $P_{бр}=1$

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ВК Банная гора отсутствует.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы основного направления представлены в [приложении 21](#).

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК Чапаевский.

В качестве наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем здание лицея, находящееся по адресу ул. Александра Пархоменко, 2. Основное направление движения теплоносителя для потребителя по ул. Александра Пархоменко, 2 определено по пути **ВК Чапаевский – Александра Пархоменко, 2**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети основного направления равна: $P_{бр}=0.99943$

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ВК Чапаевский отсутствует.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы основного направления представлены в [приложении 21](#).

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК Костычева, 9.

В качестве наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем жилой дом, находящийся по адресу ул. Сочинская, 2. Основное направление движения теплоносителя для потребителя по ул. Сочинская, 2 определено по пути **ВК Костычева, 9 – ул. Сочинская, 2**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети основного направления равна: $P_{\text{бр}}=1$

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ВК Костычева, 9 отсутствует.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы основного направления представлены в [приложении 21](#).

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК ДИПИ.

В качестве наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем узел 71-К-6-4, находящийся по адресу ул. 10-я Линия, 10. Основное направление движения теплоносителя для узла 71-К-6-4 определено по пути **ВК ДИПИ – 71-К-6-4**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети основного направления равна: $P_{\text{бр}}=1$

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ВК ДИПИ отсутствует.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы основного направления представлены в [приложении 21](#).

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК Каменского.

В качестве наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем жилой дом, находящийся по адресу Каслинский пер., 8. Основное направление движения теплоносителя для потребителя по Каслинский пер., 8 определено по пути **ВК Каменского – Каслинский пер., 8**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети основного направления равна: $P_{\text{бр}}=0.99829$

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ВК Каменского отсутствует.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы основного направления представлены в [приложении 21](#).

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК Чусовская.

В качестве наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем узел 86-Т-20, находящийся по адресу ул. Коммунистическая, 9. Основное направление движения теплоносителя для узла 86-Т-20 определено по пути **ВК Чусовская – 86-Т-20**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети основного направления равна: $P_{\text{бр}}=0.99921$

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ВК Чусовская отсутствует.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы основного направления представлены в [приложении 21](#).

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК Бахаревка.

В качестве наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем жилой дом, находящийся по адресу ул. Пристанционная, 2. Основное направление движения теплоносителя для потребителя по ул. Пристанционная, 2 определено по пути **ВК Бахаревка – ул. Пристанционная, 2**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети основного направления равна: $P_{бр}=1$

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ВК Бахаревка отсутствует.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы основного направления представлены в [приложении 21](#).

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК Лесопарковая.

В качестве наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем жилой дом, находящийся по адресу ул. Дос, 1. Основное направление движения теплоносителя для потребителя по ул. Дос, 1 определено по пути **ВК Лесопарковая – ул. Дос, 1**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети основного направления равна: $P_{бр}=1$

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ВК Лесопарковая отсутствует.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы основного направления представлены в [приложении 21](#).

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК Пышминская.

В качестве наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем здание, находящееся по адресу ул. Невская, 15. Основное направление движения теплоносителя для потребителя по ул. Невская, 15 определено по пути **ВК Пышминская – ул. Невская, 15**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети основного направления равна: $P_{бр}=0.99750$

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ВК Пышминская отсутствует.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы основного направления представлены в [приложении 21](#).

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК Подснежник.

В качестве наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем лечебный корпус, находящийся по адресу ул. Пристанционная, 37. Основное направление движения теплоносителя для потребителя по ул. Пристанционная, 37 определено по пути **ВК Подснежник – Пристанционная, 37**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети основного направления равна: $P_{бр}=0.99728$

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ВК Подснежник отсутствует.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы основного направления представлены в **приложении 21**.

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК Брикетная.

В качестве наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем жилой дом, находящийся по адресу ул. Борцов Революции, 347. Основное направление движения теплоносителя для потребителя по ул. Борцов Революции, 347 определено по пути **ВК Брикетная– ул. Борцов Революции, 347**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети основного направления равна: $P_{бр}=1$

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ВК Брикетная отсутствует.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы основного направления представлены в **приложении 21**.

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК Гор. Больница.

В качестве наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем лечебный корпус, находящийся по адресу ул. Сельскохозяйственная, 25. Основное направление движения теплоносителя для потребителя по ул. Сельскохозяйственная, 25 определено по пути **ВК Гор. Больница – ул. Сельскохозяйственная, 25**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети основного направления равна: $P_{бр}=1$

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ВК Гор. Больница отсутствует.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы основного направления представлены в **приложении 21**.

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК Вышка-1.

В качестве наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем жилой дом, находящийся по адресу ул. Труда, 61. Основное направление движения теплоносителя для потребителя по ул. Труда, 61 определено по пути **ВК Вышка-1– ул. Труда, 61**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети основного направления равна: $P_{бр}=0.99981$

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ВК Вышка-1 отсутствует.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы основного направления представлены в **приложении 21**.

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК Борцов Революции.

В качестве наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем здание детского сада, находящегося по адресу ул. Борцов Революции, 153а. Основное направление движения теплоносителя для потребителя по ул. Борцов Революции, 153а определено по пути **ВК Борцов Революции – ул. Борцов Революции, 153а**.

Вероятность безотказной работы тепловой сети основного направления равна: $P_{бр}=0.99921$

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ВК Борцов Революции отсутствует.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы основного направления представлены в [приложении 21](#).

Результаты расчетов показателей надежности тепловых сетей в разрезе тепловых зон по наиболее отдаленным потребителям от источника теплоснабжения представлены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 - Результаты расчетов показателей надежности тепловых сетей в разрезе тепловых зон по наиболее отдаленным потребителям от источника теплоснабжения

Тепловая зона	Контрольная точка	Адрес потребителя	Показатели надежности тепловых сетей на 2012 год	
			Без реализации мероприятий по реконструкции т/с	С реализацией мероприятий по реконструкции т/с
ТЭЦ-6	ЦТП-9	Советская, 66	0.99375	0.99375
	ИТП	Максима Горького, 5	1	1
	ЦТП-2	Н. Островского, 9	0.90711	0.90711
	ИТП	Революции, 68	0.95731	0.95731
	ЦТП-21	Яблочкова, 16а	0.99017	0.99017
	Т-25	Нейвинская, 14а	0.9742	0.9742
	ЦТП-17	Гусарова, 9/1	0.91433	0.91433
	ЦТП-43	Г. Хасана, 147	0.98808	0.98808
ВК-3	ЦТП-26	Ким, 99а	0.9054	0.9054
	ИТП	Макаренко, 18	0.90898	0.90898
ТЭЦ-9	ИТП	Окулова, 18	0.9378	0.9378
ТЭЦ-14	ЦТП-1	Калинина, 74	0.47925	0.91045
	ЦТП-28	Панфилова, 17а	0.82639	0.92511
ВК-5	ИТП	Боровая, 32, к. 2	0.62902	1
	ЦТП-28	Куфониная, 18	0.90802	1
	ИТП	Дзержинского, 10	0.8475	0.90568
ТЭЦ-13	ЦТП-9	М. Толбухина, 40	0.91714	0.91714
ВК-2	ИТП	Крупской, 2	0.76688	0.90921
ВК Вышка-2	ЦТП-8	Гашкова, 9	0.98257	0.98257
	ЦТП-3	Целинная, 11	0.98257	0.98257
	ЦТП-9	Сигаева, 12	1	1
	ЦТП-6	Целинная, 29	0.98686	0.98686
ВК Кислотные Дачи	ЦТП-2	Черняховского, 90	0.98621	0.98621
	ЦТП-7	Колвинская, 23	0.92531	0.92531
	ИТП	Рабкоровская, 23	0.89961	0.91265
ВК ПЗСП	ЦТП-1	Докучаева, 20	1	1
	ЦТП-2	Костычева, 44а	1	1
ВК Хабаровская139	ИТП	Заречная, 131	0.98903	0.98903
	ИТП	Красноводская, 13	0.98913	0.98913
	ЦТП	Хабаровская, 36а	0.99378	0.99378
ВК ПГТУ	ИТП	А.Королева, 1	0.95983	0.95983
	ИТП	А.Королева, 10	0.98643	0.98643
	ИТП	А. Королева, 21	0.92784	0.92784
ВК НПО Искра	ЦТП-5	Лобачевского, 26 к.7	0.98745	0.98745
	ЦТП-1	Веденева, 85	1	1
ВК Новые Ляды	ИТП	40 лет Победы, 1а	0.96515	0.96515
	ИТП	40 лет Победы, 10	0.94353	0.94353
ВК Голованово	ЦТП	Е.Пузырева, 14	0.93061	0.93061
	ИТП	Бенгальская, 16	0.92192	0.92192
	ИТП	Сестрорецкая, 24	0.96534	0.96534
ВК Молодежный	ИТП	Косякова, 5	0.99223	0.99223
	ИТП	Веденева, 55	0.96877	0.96877
ВК Левшино	ЦТП-25	Социалистическая, 28	0.93256	0.93256

Тепловая зона	Контрольная точка	Адрес потребителя	Показатели надежности тепловых сетей на 2012 год	
			Без реализации мероприятий по реконструкции т/с	С реализацией мероприятий по реконструкции т/с
	ИТП	Левшинская, 34	0.97376	0.97376
	ИТП	Томская, 41	0.99947	0.99947
ВК-5 Заостровка	ИТП	Маяковского, 1	1	1
	ИТП	Фоминская, 43	0.96926	0.96926
ВК-20	ИТП	Щербакова, 47а	0.96209	0.96209
	ИТП	Менжинского, 51	0.97864	0.97864
ВК ПДК	ИТП	Щербакова, 49	0.98423	0.98423
	ИТП	Песочная, 1	0.99314	0.99314
	ИТП	Валезная, 15	0.99266	0.99266
ВК НПО БИОМЕД	ЦТП	Казахская, 106	0.97402	0.97402
	ИТП	Братская, 177, к.13	0.98648	0.98648
ВК Новомет-Пермь	ИТП	2-я Казанцевская, 3	0.9965	0.9965
ВК Криворожская	ИТП	Цимлянская, 11	1	1
	ИТП	Томская, 44	1	1
ВК Заозерье	ЦТП	Судоремонтная, 23	1	1
	ИТП	Портовая, 17	1	1
ВК Лепешинской	ИТП	Ветлужская, 48	1	1
	ИТП	Г. Наумова, 5	1	1
ВК Г. Наумова	ИТП	Машинистов, 47	1	1
ВК Запруд	ИТП	Колыбалова, 16	1	1
ВК Окуловский	ИТП	Сочинская, 8	1	1
ВК Банная гора	ИТП	Корсуньская, 1 к.2	1	1
ВК Чапаевский	ИТП	А. Пархоменко, 2	0.99943	0.99943
ВК Костычева 9	ИТП	Сочинская, 2	1	1
ВК ДИПИ	ИТП	10-я Линия, 10	1	1
ВК Каменского	ИТП	Каслинский пер., 8	0.99829	0.99829
ВК Чусовская	ИТП	Коммунистическая, 9	0.99921	0.99921
ВК Бахаревка	ИТП	Пристанционная, 2	1	1
ВК Лесопарковая	ИТП	Дос, 1	1	1
ВК Пышминская	ИТП	Невская, 15	0.9975	0.9975
ВК Подснежник	ИТП	Пристанционная, 37	0.99728	0.99728
ВК Брикетная	ИТП	Б. Революции, 347	1	1
ВК Гор. Больница	ИТП	Сельскохозяйственная, 25	1	1
ВК Вышка 1	ИТП	Труда, 61	0.99981	0.99981
ВК Б. Революции	ИТП	Б. Революции, 153а	0.99921	0.99921

б) Анализ аварийных отключений потребителей.

Анализ аварийных отключений потребителей составлен по результатам аварийного отключения трубопроводов тепловых сетей ОАО "ВоТГК" в отопительный период 2011-12 годов. Зарегистрированные дефекты первого контура нанесены на схему тепловых сетей и представлены в [приложении 12](#).

Количество отключенных абонентов в отопительный период 2011-2012 гг по причине аварийного отключения трубопроводов тепловых сетей ОАО "ВоТГК" и ООО «ПСК» в разрезе диаметра отключаемого трубопровода, представлено в таблице 9.3 и рисунке 9.1.

Таблица 9.3 - Количество отключенных абонентов в отопительный период 2011-2012 гг

Диаметр отключаемого трубопровода, мм	Количество отключенных абонентов, шт.
700	420
600	160
500	188
400	58
300	154
250	62

Диаметр отключаемого трубопровода, мм	Количество отключенных абонентов, шт.
200	174
150	88
125	14
100	10
80	6
70	18
50	28

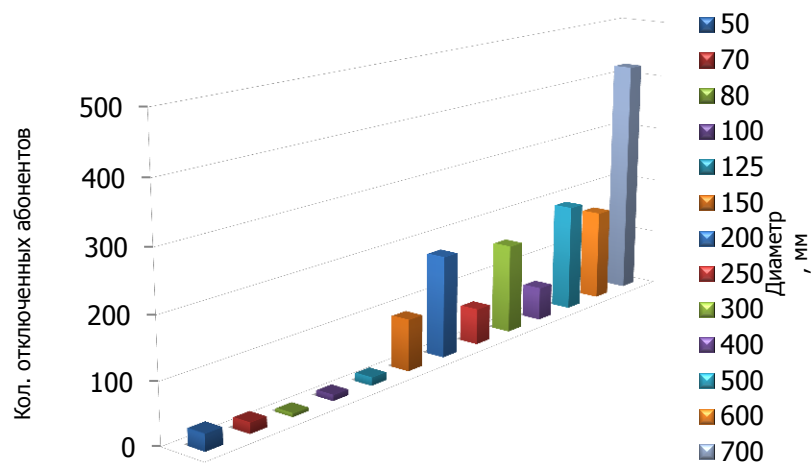


Рисунок 9.1 - Количество отключенных абонентов в отопительный период 2011-2012 гг

Количество отключенных абонентов в отопительный период 2012-2013 гг по причине аварийного отключения трубопроводов тепловых сетей ОАО "ВоТГК" и ООО «ПСК» в разрезе диаметра отключаемого трубопровода, представлено в таблице 9.4 и рисунке 9.2.

Таблица 9.4 - Количество отключенных абонентов в отопительный период 2012-2013 гг

Диаметр отключаемого трубопровода, мм	Количество отключенных абонентов, шт.
800	11
700	28
600	170
500	130
400	224
350	54
300	142
250	179
200	153
150	164
100	40
80	31
50	14

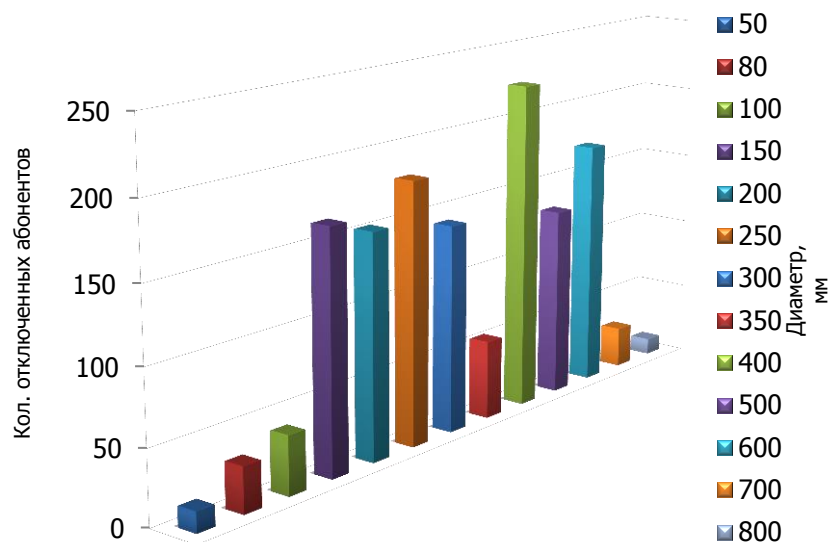


Рисунок 9.2 - Количество отключенных абонентов в отопительный период 2012-2013 гг

В зоне СЦТ аварийное отключение участков тепловой сети во многих случаях не приводит к отключению потребительских систем отопления. Как правило, большая часть потребителей не попадает в зону отключения и включается в работу с ухудшенными параметрами теплоносителя с резервных участков тепловых сетей. С увеличением диаметра отключенного трубопровода тепловой сети, при отсутствии резервирования, количество абонентов без циркуляции теплоносителя значительно возрастает.

Количество отключенных абонентов в отопительный период 2011-2012 гг по причине аварийного отключения трубопроводов тепловых сетей ОАО "ВоТГК" в разрезе типа отключаемого трубопровода, представлено в таблице 9.5 и рисунке 9.3.

Таблица 9.5 - Количество отключенных абонентов в отопительный период 2011-2012 гг по типу отключаемого оборудования

Тип отключаемого трубопровода	Количество отключенных абонентов, шт.
Подающий	954
Обратный	426

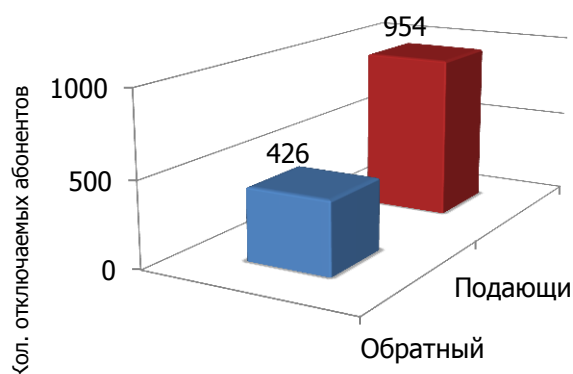


Рисунок 9.3 - Количество отключенных абонентов в отопительный период 2011-2012 гг по типу отключаемого оборудования

Количество отключенных абонентов в отопительный период 2012-2013 гг по причине аварийного отключения трубопроводов тепловых сетей ОАО "ВоТГК" в разрезе типа отключаемого трубопровода, представлено в таблице 9.6 и рисунке 9.4

Таблица 9.6 - Количество отключенных абонентов в отопительный период 2012-2013 гг. по типу отключаемого оборудования

Тип отключаемого трубопровода	Количество отключенных абонентов, шт.
Подающий	934
Обратный	406

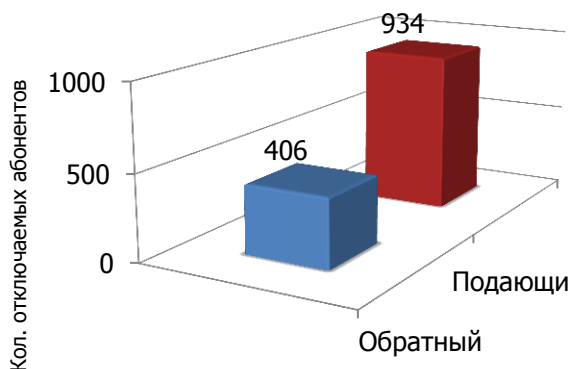


Рисунок 9.4 - Количество отключенных абонентов в отопительный период 2012-2013 гг по типу отключаемого оборудования

Количество отключенных абонентов по причине аварийного отключения подающих трубопроводов значительно выше, так как подающий трубопровод работает в более тяжелых условиях в сравнении с обратным:

- ✓ повышенная температура теплоносителя, благоприятно сказывающаяся на внутренней коррозии металла;
- ✓ повышенная механическая нагрузка на компенсаторы температурных удлинений, стимулирующая образованию трещин сварных стыков.

Количество отключенных абонентов в отопительный период 2011-12 гг по причине аварийного отключения трубопроводов тепловых сетей ОАО "ВоТГК" в разрезе вида прокладки отключаемого трубопровода, представлено в таблице 9.7 и рисунке 9.5.

Таблица 9.7 - Количество отключенных абонентов в отопительный период 2011-2012 гг по типу прокладки

Вид прокладки трубопровода	Количество отключенных абонентов, шт.
Надземная	126
Подземная	1254

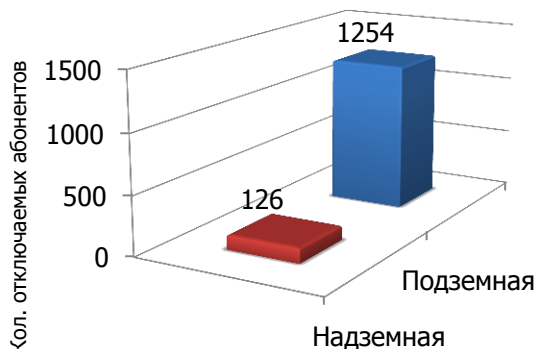


Рисунок 9.5 - Количество отключенных абонентов в отопительный период 2011-2012 гг по типу прокладки

Количество отключенных абонентов по причине аварийного отключения подземных трубопроводов значительно выше, так как подземный трубопровод работает в менее благоприятных условиях в сравнении с надземной прокладкой:

- ✓ повышенная влажность воздуха внутри канала;
- ✓ возможность подтопления (затопления) канала водой.

Количество отключенных абонентов в отопительный период 2011-12 г по причине аварийного отключения трубопроводов тепловых сетей ОАО "ВоТГК" в разрезе года капитального ремонта отключаемого трубопровода, представлено в таблице 9.8 и рисунке 9.6.

Таблица 9.8 - Количество отключенных абонентов в отопительный период 2011-2012 гг по году капитального ремонта

Год капитального ремонта трубопровода	Количество отключенных абонентов, шт.
1957	108
1964	6
1968	6
1970	4
1973	34
1974	8
1975	12
1977	18
1980	2
1981	88
1982	2
1984	34
1985	18
1987	18
1989	248
1991	4
1992	82
1993	62
1994	188
1995	50
1996	190
1997	60
1999	34
2000	14
2001	12
2002	26
2003	4
2005	48

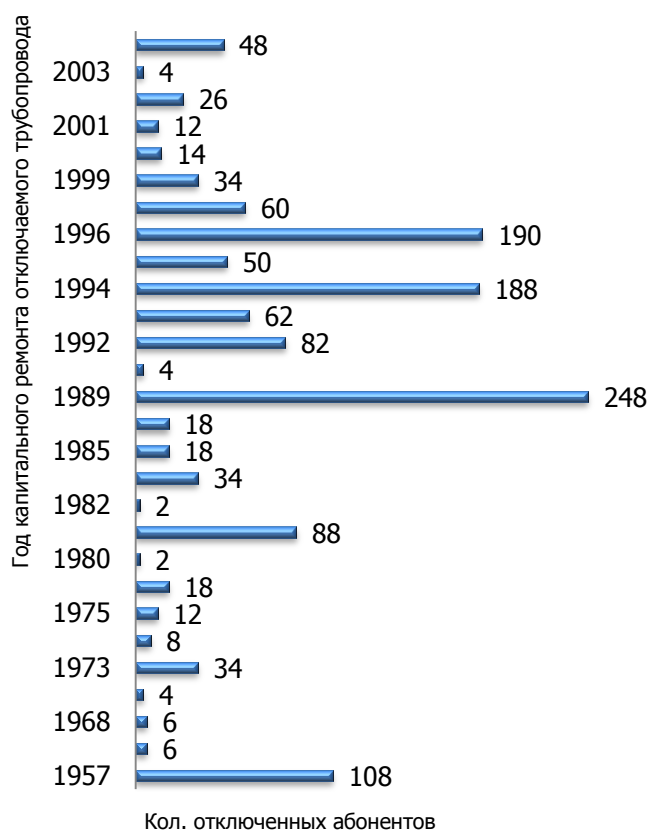


Рисунок 9.6 - Количество отключенных абонентов в отопительный период 2011-2012 гг по году капитального ремонта

Прямая зависимость между количеством отключенных абонентов и годом капитального ремонта трубопроводов тепловой сети отсутствует.

в) Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений.

Время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений, в значительной степени зависит от следующих факторов: диаметр трубопровода, тип прокладки, объем дренирования и заполнения тепловой сети, а также времени затраченного на согласование раскопок с собственниками смежных коммуникаций.

Среднее время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений в отопительный период, зависит от характеристик трубопровода отключаемой теплосети, и соответствует установленным нормативам. Нормативный перерыв теплоснабжения (с момента обнаружения, идентификации дефекта и подготовки рабочего места, включающего в себя установление точного места повреждения (со вскрытием канала) и начала операций по локализации поврежденного трубопровода). Указанные нормативы представлены в таблице 9.9.

Таблица 9.9 - Среднее время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений

Условный диаметр трубопровода отключаемой тепловой сети, мм	Среднее время на восстановление теплоснабжения при отключении т/с, час
50	2
80	3
100	4
150	5
200	6

Условный диаметр трубопровода отключаемой тепловой сети, мм	Среднее время на восстановление теплоснабжения при отключении т/с, час
300	7
400	8
500	9
600	8
700	9
800	10
1000	12

Статистика восстановлений тепловых сетей за 5 последних лет представлена в [приложении 13](#).

Существенных отклонений от нормативного времени восстановления теплоснабжения за 5-летний период не наблюдалось (исключение составляют повреждения с величиной утечки теплоносителя, превышающей номинальную производительность ХВО источников тепла). При этом, в целях соблюдения нормативного времени на восстановление теплоснабжения, предусматривается реорганизация аварийно-ремонтного обслуживания в составе оперативно-диспетчерской службы ООО «Пермская сетевая компания» в 2013 г. В рамках оптимизации процесса аварийно-ремонтного обслуживания предусматривается создание дежурных бригад в составе АДС в зоне теплоснабжения ТЭЦ-14, с распространением территории обслуживания на правобережную часть города (включая зону теплоснабжения ТЭЦ-13). Указанные мероприятия позволят снизить время установления и локализации поврежденных трубопроводов и как следствие, продолжительность снижения параметров качества теплоснабжения у потребителей в правобережной части города на 3-4 часа.

г) Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения).

Карты-схемы тепловых сетей, с нанесенными зонами ненормативной надежности и безопасности системы теплоснабжения, мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей для ликвидации зон ненормативной надежности и поддержания надежности системы теплоснабжения в удовлетворительном состоянии, представлены в [приложении 21](#). Зоны с ненормативной надежностью и мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей нанесены на основании расчетов показателей вероятности безопасной работы на период 2012 и 2027 года.

ЧАСТЬ 10. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ И ТЕПЛОСЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждению», схема теплоснабжения г. Перми на период до 2027 года актуализируется на 2015 год, при этом за базовый год принят 2013.

Основные технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций представлены в таблице 10.1.

Таблица 10.1 - Основные технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

Теплоснабжающая организация	Протяженность ТС в однострубнои исчислении, км.	Кол-во ТЭЦ	Кол-во котельных	Количество ЦТП	Численность ППП, чел.	структура тарифа, % в НВВ					
						Затраты на топливо	Затраты на покупную теплоэнергию	Затраты на передачу теплоэнергии	Затраты на персонал	Затраты на ремонт	Прочие затраты
ООО "Пермская сетевая компания"	509.826			298	1 161	0.00	75.38	4.83	8.29	0.77	10.74
ОАО «ВоТГК»*	550.778	4	2	2	924	66.84	0.08	0.41	6.16	5.46	21.05
ООО "Тепловая станция Кондратово"	3.470		1		166	67.26	0.00	1.80	8.13	5.38	17.43
ООО "Пермгазэнергосервис"	233.168		18	20	501	60.09	0.00	0.00	11.11	3.08	25.73
ПМУЖЭП "Моторостроитель"	332.000		13	39	301	30.36	0.00	0.00	13.05	1.49	10.04
ООО "СпецСтройМонтаж"	0.000		1		69	60.31	2.63	0.00	3.94	4.78	28.34
филиал "Пермское НПО "Биомед" ФГУП "Микроген"	4.540		1	1	25	54.40	0.00	0.00	11.67	3.67	30.25
ЗАО "Новомет-Пермь"	7.000		1	28	19	53.52	0.00	0.00	15.84	2.09	28.56
ОАО НПО "Искра"	11.740		1		62	62.33	0.00	0.00	11.38	1.53	24.76
ООО "Пермский картон"	47.400		1	2	9	68.41	0.00	0.00	3.28	6.63	21.68
ОАО "Пермский завод силикатных панелей"	5.470		3	3	53	65.16	0.00	0.00	13.57	0.00	21.27
ФГБОУВПО "Пермский национальный исследовательский политехнический университет"	10.000		2	3	62	63.49	0.00	0.00	13.42	1.32	21.77
Дирекция по теплоснабжению Свердловской железной дороги - филиал ОАО "Российские железные дороги" (г. Пермь)	28.615	0	5	8	135	43.56	16.15	0.00	16.19	2.24	21.85

*ОАО «ВоТГК» является правопреемником ОАО «ТГК-9» с декабря 2014 года.

Основные теплоснабжающие организации г. Перми (более 89% объема тепловой энергии и коммунальных ресурсов, реализовываемых на рынке теплоснабжения (за исключением собственных нужд промышленных предприятий на площадках которых находятся ведомственные котельные) по договорам на поставку товарной продукции конечным потребителям – ОАО «ВоТГК» и ООО «ПСК».

При этом проблема наличия двух разных тарифов в системе теплоснабжения, вызывает социальную напряженность среди конечных потребителей (населения) подключенных от сетей двух теплоснабжающих организаций. Данный фактор является одним из ключевых проблем в системе теплоснабжения г. Перми, при которой, при одних и тех же нормативах и одинаковой платежеспособности потребителей – физических лиц, счет за коммунальные услуги отопления и горячего водоснабжения на однотипном жилье могут отличаться на 30-40 %.

Переплата граждан, проживающих в домах, подключенных от сетей ООО «ПСК», является одним из видов перекрёстного субсидирования, осуществляемого внутри единой системы централизованного теплоснабжения.

Для решения данной проблемы предлагается усреднение тарифов ОАО «ВоТГК» и ООО «ПСК» и получением ООО «ПСК» статуса единой теплоснабжающей организации, согласно действующих критериев.

ЧАСТЬ 11. ЦЕНЫ (ТАРИФЫ) В СФЕРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

а) Анализ динамики утвержденных тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет.

Таблица 11.1 - Анализ динамики утвержденных тарифов

Теплоснабжающая организация	2009	2010		2011		2012 (с 01.09.2012)		2013 (с 01.07.2013)		2014 (с 01.07.2014)	
	тариф, руб./Гкал	тариф, руб./Гкал	рост, %	тариф, руб./Гкал	рост, %	тариф, руб./Гкал	рост, %	тариф, руб./Гкал	рост, %	тариф, руб./Гкал	рост, %
ООО "Пермская сетевая компания"	742.55	851.96	114.73	970.06	113.86	1 084.80	111.83	1 232.33	113.60	1 291.48	104.80
ОАО «ВоТГК»	520.06	610.02	117.30	679.66	111.42	760.79	111.94	864.25	113.60	908.33	105.10
ООО "Тепловая станция Кондратово"		760.79		650.21	85.47	727.90	111.95	776.83	106.72	808.77	104.11
ООО "Пермгазэнергосервис"											
филиал "Прикамье"	1 260.70	873.24	69.27	999.86	114.50	1 119.20	111.94	1 242.32	111.00	1 305.62	105.10
ПМУЖЭП "Моторостроитель"								1 242.31		1 305.68	105.10
ООО "СпецСтройМонтаж"				588.90		758.10	128.73	847.40	111.78	871.80	102.88
филиал "Пермское НПО "Биомед" ФГУП "Микроген" МЗ РФ	555.90	650.64	117.04	741.79	114.01	831.00	112.03	961.18	115.67	1 010.30	105.11
ЗАО "Новомет-Пермь"	736.82	806.62	109.47	901.85	111.81	988.43	109.60	1 111.00	112.40	1 138.68	102.49
ОАО НПО "Искра"	520.42	577.88	111.04	663.33	114.79	742.55	111.94	843.74	113.63	886.77	105.10
ООО "Пермский картон"	435.10	469.31	107.86	512.45	109.19	573.70	111.95	642.33	111.96	675.32	105.14
ОАО "Пермский завод силикатных панелей"	552.98	643.27	116.33	742.55	115.43	792.20	106.69	879.81	111.06	895.52	101.79
ФГБОУВПО "Пермский национальный исследовательский политехнический университет"	608.20	676.24	111.19	782.27	115.68	860.43	109.99	938.02	109.02	977.71	104.23
Дирекция по теплоснабжению Свердловской железной дороги - филиал ОАО "Российские железные дороги" (г. Пермь)											
котельная Западная	533.31	605.56	113.55	878.00	144.99	948.89	108.07	1 029.60	108.51	1 070.83	104.00
котельная Восточная	533.31	621.65	116.56	896.40	144.20	1 001.78	111.76	1 140.02	113.80	1 198.16	105.10
котельная Блочная	533.31	627.27	117.62	725.13	115.60	809.88	111.69	921.64	113.80	968.64	105.10
котельная Боровая-4	533.31	627.17	117.60	725.05	115.61	810.48	111.78	922.32	113.80	967.21	104.87
котельная Цимлянская -4	533.31	624.82	117.16	721.92	115.54	792.93	109.84	902.35	113.80	931.78	103.26
ЦТП, ул. Дзержинского, 44				1 946.00		2 135.88	109.76	2 430.63	113.80	2 540.33	104.51
прочие ЦТП				1 162.92		1 300.62	111.84	1 480.11	113.80	1 521.08	102.77

б) Анализ структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения.

Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения, представлены в таблице «Технико-экономические показатели и структура тарифов теплоснабжающих организаций г. Перми на 2012 г.» находящейся в [главе 1, часть 10](#).

При этом, анализ представленной структуры тарифов указывает на ее неоднородность, позволяющую сделать выводы о необходимости рассмотрения органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) следующих вопросов, в рамках установленных полномочий:

в части возможного занижения лимита финансирования затрат на ремонтную деятельность (менее 5% от общего уровня затрат в структуре тарифа) организаций

- ОАО «ВоТГК»;
- ООО «Пермская сетевая компания»;
- ООО «Спецстроймонтаж»;
- ОАО НПО «Искра»;
- ОАО «Пермский завод силикатных панелей»

в части подтверждения текущего уровня прочих затрат, в случае превышения их уровня более чем на 25% от общего уровня установленных затрат в структуре тарифов.

Величина тарифа на момент разработки схемы теплоснабжения представлена в [главе 1, часть 11, пункт а](#).

При этом следует учитывать, что при установлении единой теплоснабжающей организации в соответствии с установленными критериями, разница в тарифах для конечных потребителей в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации составит 42,6%. При этом указанный фактор в отношении потребителей тепловой энергии, находящихся в единой системе теплоснабжения, будет носить характер внутриузлового перекрестного субсидирования (в соответствии с редакцией пункта 13 Статьи 10 Федерального закона от 27.07.2010 N 190-ФЗ "О теплоснабжении" - о недопустимости повышения тарифов на тепловую энергию (мощность) для других потребителей при установлении для отдельных категорий потребителей льготных тарифов на тепловую энергию (мощность)). Наличие вышеуказанного фактора определяется требованиями Федерального закона «О теплоснабжении», определяющего необходимость обеспечения единых тарифов для потребителей тепловой энергии (мощности), теплоносителя, находящихся в одной зоне деятельности единой теплоснабжающей организации и относящихся к одной категории потребителей, для которых законодательством Российской Федерации предусмотрена дифференциация тарифов на тепловую энергию (мощность), теплоноситель. Исключение составляют заключившие:

- договоры теплоснабжения и (или) договоры поставки тепловой энергии (мощности), теплоносителя по ценам, определенным соглашением сторон в отношении объема таких поставок;
- долгосрочные договоры теплоснабжения и (или) договоры поставки тепловой энергии (мощности), теплоносителя с применением долгосрочных тарифов в отношении объема таких поставок.

В целях исключения перекрестного субсидирования между потребителями в одной системе теплоснабжения, предлагается реализация одного из двух вариантов решения данного вопроса:

Первый – исключение перекрестного субсидирования путем изменения тарифов для конечных потребителей при сохранении НВВ регулируемых организаций, при условии согласования в установленном порядке тарифов на тепловую энергию (мощность), установленных на уровне выше максимального или ниже минимального уровня, установленного федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в сфере теплоснабжения (в соответствии с пунктом 7 статьи 10 Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ "О теплоснабжении"). При этом допускается исключение перекрестного субсидирования, за счет изменения вида тарифов переход с одноставочных на двухставочные тарифы;

Второй - в соответствии с пунктом 27 «Основ ценообразования в сфере теплоснабжения», утвержденных Постановлением Правительства РФ от 22 октября 2012 г. № 1075, путем утверждения переходного периода, в течение которого осуществляется постепенное приведение устанавливаемых органом регулирования тарифов на тепловую энергию в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации для потребителей тепловой энергии г. Пермь, с учетом увеличения совокупного платежа для потребителей более низкой тарифной группы не более чем на 20 процентов в предлагаемой модели, при этом:

- срок действия переходного периода устанавливается не более 5 лет для потребителей тепловой энергии в горячей воде, подключенных к тепловым сетям, принадлежащим разным регулируемым организациям с учетом увеличения совокупного платежа для потребителей находящихся в зоне действия единой теплоснабжающей организации и относящихся к группе потребителей с более низкими тарифами. При этом длительность переходного периода определяется количеством периодов проведения индексации тарифов с уровнем роста совокупного платежа для таких потребителей на 20% до момента установления единого тарифа для всех потребителей СЦТ (за исключением потребителей групп, в отношении которых устанавливается льготный тариф в соответствии с действующим законодательством);
- для источников тепловой энергии расположенных в пределах одной системы теплоснабжения и принадлежащих одной регулируемой организации на праве собственности, тарифы на тепловую энергию (мощность) устанавливаются без дифференциации по каждому источнику тепловой энергии (в соответствии с пунктом 24 «Основ ценообразования в сфере теплоснабжения», утвержденных Постановлением Правительства РФ от 22 октября 2012 г. № 1075);

При реализации двух предложенных вариантов, предусматривается обязательное исполнение следующих обязательств единой теплоснабжающей организации в зоне эксплуатационной ответственности:

- максимально-возможное перераспределение потоков тепловой энергии в обслуживаемых зонах эксплуатационной ответственности, в пользу генераторов, с наиболее низкой стоимостью производимого тепла, за счет формирования оперативной схемы и закрепления балансовых решений на уровне договоров об управлении системой теплоснабжения (в системах, где источники тепловой энергии принадлежат трем и более собственникам);
- реализации мероприятий инвестиционной программы, направленных на увеличение эффективности обслуживаемой зоны эксплуатационной ответственности с формированием баланса с наиболее низким удельным расходом топлива на единицу полезно отпущенной тепловой энергии;
- минимизация уровня компенсации за обслуживание резервных мощностей, находящихся в зоне эксплуатационной ответственности;
- формирование договорных обязательств стимулирующих контрагентов, оказывающих услуги по транспортировке тепловой энергии, а также сопутствующую сервисную деятельность, к снижению издержек.

Решение о реализации одного из вариантов, либо их комбинации, принимается органами, осуществляющими функции государственного регулирования цен в соответствии с установленными полномочиями.

в) Анализ платы за подключение к системе теплоснабжения и поступлений денежных средств от осуществления указанной деятельности.

Величина платы за подключение к системе теплоснабжения и поступлений денежных средств от осуществления указанной деятельности регулируется в соответствии с требованиями действующего законодательства РФ.

В случае если подключаемая тепловая нагрузка более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч, в состав платы за подключение, устанавливаемой органом регулирования с учетом подключаемой тепловой нагрузки, включаются средства для компенсации регулируемой организации расходов на проведение мероприятий по подключению объекта капитального строительства потребителя, в том числе застройщика, расходов на создание тепловых сетей от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точки подключения объекта капитального строительства потребителя, а также налог на прибыль, определяемый в соответствии с налоговым законодательством.

При отсутствии технической возможности подключения к системе теплоснабжения плата за подключение для потребителя, суммарная подключаемая тепловая нагрузка которого превышает 1,5 Гкал/ч суммарной установленной тепловой мощности системы теплоснабжения, к которой осуществляется подключение, устанавливается в индивидуальном порядке.

В размер платы за подключение, устанавливаемой в индивидуальном порядке, включаются средства для компенсации регулируемой организации:

а) расходов на проведение мероприятий по подключению объекта капитального строительства потребителя, в том числе - застройщика;

б) расходов на создание (реконструкцию) тепловых сетей от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точки подключения объекта капитального строительства потребителя, рассчитанных в соответствии со сметной стоимостью создания (реконструкции) соответствующих тепловых сетей;

в) расходов на создание (реконструкцию) источников тепловой энергии и (или) развитие существующих источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей, необходимых для создания технической возможности такого подключения, в том числе в соответствии со сметной стоимостью создания (реконструкции, модернизации) соответствующих тепловых сетей и источников тепловой энергии;

г) налога на прибыль, определяемого в соответствии с налоговым законодательством.

г) Анализ платы 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, отсутствует.

ЧАСТЬ 12. ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА.

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

Основные проблемы организации качественного теплоснабжения сводятся к перечню финансовых и технических причин приводящих к снижению качества теплоснабжения:

1. Крайне высокий износ основного оборудования тепловых сетей и источников теплоснабжения, при повышении требований установленных законодательными актами и нормативными документами, к оснащенности этих объектов средствами автоматизации и противоаварийными защитами.
2. Недостаточный для реновации эксплуатируемых активов, объем реконструкции и капитальных ремонтов, производимых на источниках теплоснабжения и передаточных устройствах, определенный наличием следующих факторов:
 - снижение базы, устанавливаемой тарифно-балансовыми решениями, за счет ежегодной вынужденной корректировки, связанной с опережающим снижением полезного отпуска над плановыми величинами за счет реализации мероприятий по увеличению энергоэффективности и технологического потребления промышленными предприятиями;
 - снижение доступного лимита оборотных средств по причине неплатежей со стороны абонентами ЖКС.
3. Несоответствие потребительских схем теплоснабжения, фактическим энергетическим характеристикам тепловых сетей в точках поставки (особенно у потребителей, находящихся вблизи или за границей радиуса эффективного теплоснабжения). При этом указанное несоответствие, как правило, определяется:
 - наличием элеваторных схем в точках поставки с недостаточным (для обеспечения работы такой схемы) располагаемым напором;
 - наличия потребителей подключенных по зависимой схеме в точках, где давление сетевой воды в обратном трубопроводе превышает величину рабочего давления, установленного для типа фактически используемых нагревательных приборов;
 - наличием самовольных изменений, вносимых потребителем без корректировки проекта теплоснабжения объектов (самовольное присоединение или изменение мощности системы теплоснабжения, либо отдельных ее конструктивных частей или элементов, а также демонтаж внутри объектового оборудования и сетей, обеспечивающих рециркуляцию горячей воды в системе горячего водоснабжения).

Существуют так же юридические и технологические и прочие проблемы качественного теплоснабжения:

1. Отсутствие платы за присоединение к системе централизованного теплоснабжения (СЦТ). Плата за присоединение к СЦТ позволит частично ликвидировать высокий износ основного оборудования тепловых сетей и будет стимулировать развитие СЦТ.
2. Отсутствие стимулирования потребителей по снижению температуры в обратном трубопроводе и штрафных санкций за нарушение термодинамических параметров возвращаемых теплоносителей. В связи с тем, что указанное нарушение влечет за собой неэкономичный режим работы источников с комбинированным циклом выработки электрической и тепловой энергии, а также завышенный (относительно расчетного) расход сетевой воды и сверхнормативные тепловые потери (вследствие превышения нормируемой температуры в трубопроводах, используемой для определения нормативной величины потерь в СЦТ). Повышенный расход увеличивает затраты электроэнергии на транспорт

теплоносителя и влечет за собой необходимость реализации дорогостоящих мероприятий по увеличению пропускной способности трубопроводов. Кроме того, нарушения термодинамических параметров возвращаемого теплоносителя, в большинстве случаев приводит к ухудшению режима теплоснабжения потребителей, подключенных к тем же трубопроводам общего пользования, что и потребитель допускающий режимные нарушения.

3. Повсеместный отказ от двухступенчатых последовательных схем включения подогревателей ГВС в пользу смешанных, увеличивает пиковый расход сетевой воды и температуру в обратном трубопроводе, стимулирует переход от качественного регулирования (с постоянным минимальным расходом теплоносителя), к количественно-качественному регулированию отпуска тепла с переменным расходом теплоносителя, изменению величины располагаемого напора. Указанный фактор имеет отрицательное влияние на наладку системы теплоснабжения и параметров качества на вводах потребителей. Следует отметить, что не все источники теплоснабжения, из-за отсутствия частотного регулирования в приводах сетевых насосов, готовы обеспечивать необходимые показатели эффективности с переменным расходом теплоносителя в системе теплоснабжения разрезе суточных пиков потребления. Кроме того, реконструкцию существующих теплоиспользующих установок, производят сервисные организации, заключающие соответствующие договоры с собственниками (представителями собственников), без соблюдения требований действующего законодательства, а именно получения технических условий на реконструкцию теплоиспользующего оборудования и без согласования проекта со стороны теплоснабжающих организаций. В данных случаях в связи с отсутствием ответственности сервисных организаций, при реализации таких договоров в результате разбалансировки системы нарушаются права третьих лиц (владельцев теплоиспользующих установок, подключённых к той же сети общего пользования, что и собственники подвергающие собственные теплоиспользующие установки реконструкции), получающих тепловую энергию, теплоноситель с ухудшением параметров качества.
4. Наличие бесхозных тепловых сетей, которые дают основную статистику по количеству дефектов в условиях ОЗМ и являются источником повышенных тепловых потерь и утечек теплоносителя. Здесь следует отметить, что в силу действующих нормативных актов, предусматривающих регулирование объема тепловых потерь, учитываемых в тарифно-балансовых решениях, объемы тепловой энергии и теплоносителя истраченные на восполнение потерь через изоляцию и с утечкой по бесхозным сетевым объектам не учитываются.

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

Проблемы в организации надежного и безопасного теплоснабжения города сводятся к следующим основным причинам:

1. Высокий износ основного оборудования тепловых сетей и источников теплоснабжения.
2. Наличие локальных тепловых зон с необеспеченными параметрами качества предоставляемых услуг (Приложение 9).
3. Отсутствие собственника у бесхозных сетевых объектов, а также программы вывода из эксплуатации и приведения указанных объектов в нормативное состояние.
4. Отсутствие резервного электропитания у ряда потребителей включенных по независимой схеме присоединения к СЦТ.

в) Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения.

Развитие систем теплоснабжения сдерживает ряд факторов:

1. Отсутствие платы за присоединение к СЦТ.
2. Наличие разницы между заявленными параметрами технологических присоединений и фактическому их исполнению, в виде:
 - несоответствие технических характеристик объектов реализуемых на площадках нового строительства, заявленным характеристикам, выдаваемым в рамках запросов на предоставление технических условий на присоединение к сетям инженерно-технического обеспечения;
 - несоответствие проектных решений, современным требованиям, предъявляемым к тепловой защите зданий и сооружений;
 - избыточная концентрация объектов нового строительства в районах с низкой материальной характеристикой распределительных сетей (центральная часть города с распределительными сетями малых диаметров).
3. Сложности в оформлении землеотвода под новое строительство тепловых сетей и насосных станций.

г) Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения.

Глобальные проблемы в снабжении топливом (в том числе запасов) действующих систем теплоснабжения отсутствуют.

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

Предписания надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения, отсутствуют.