

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ
ПО АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА ПЕРМИ НА ПЕРИОД ДО
2032 ГОДА

ГЛАВА 1

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

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ
ПО АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА ПЕРМИ НА ПЕРИОД ДО
2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ НА 2017 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 период до 2032 года

Утверждаемая часть по актуализации схемы теплоснабжения города Перми на период до 2032 года

Обосновывающие материалы по актуализации схемы теплоснабжения города Перми на период до 2032 года:

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 теплопотребляющими 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.....	12
а) Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций.	12
б) Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями.....	20
в) Зоны действия производственных котельных	23
г) Зоны действия индивидуального теплоснабжения	24
ЧАСТЬ 2. ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	24
а) Структура основного оборудования	24
б) Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки	29
в) Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности	33
г) Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто.....	35
д) Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса	40
е) Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии - источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии) ...	46
ж) Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя.....	48
з) Среднегодовая загрузка оборудования	48
и) Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети	50
к) Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии	50
л) Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.....	50
м) Значения базовых целевых показателей эффективности	50
н) Конкурентный отбор мощности источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии	65
ЧАСТЬ 3. ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ, СООРУЖЕНИЯ НА НИХ И ТЕПЛОВЫЕ ПУНКТЫ	71
а) Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до ЦТП или до ввода в жилой квартал или промышленный объект	71
б) Электронные и бумажные схемы тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии.....	83
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	83
г) Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях	83
д) Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов	85
е) Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности	85
ж) Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети	87
з) Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики	87
и) Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за 2007-2015 гг.	88
к) Статистика восстановления (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за 2007-2013 гг.	91
л) Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов	91
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.....	92
н) Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя ..	92
о) Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учета тепловой энергии	94
п) Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети	

и результаты их исполнения	95
р) Описание типов присоединений теплотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям	95
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	98
т) Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи	99
у) Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций	99
ф) Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления	100
х) Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию	100
ч) Значения базовых целевых показателей эффективности	100
Таблица 3.16 - Значения базовых целевых показателей эффективности работы тепловых сетей.....	101

ЧАСТЬ 4. ЗОНЫ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ 134

ЧАСТЬ 5. ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ 141

а) Описание значений потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха.....	141
б) Описание случаев (условий) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.....	142
в) Описание значений потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом	142
г) Описание значений потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии	148
д) Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение.....	152

ЧАСТЬ 6. БАЛАНСЫ ТЕПЛОМОЩНОСТИ И ТЕПЛООВОЙ НАГРУЗКИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛООВОЙ ЭНЕРГИИ..... 152

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.....	153
б) Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии и выводам тепловой мощности от источников тепловой энергии	157
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.....	161
г) Описание причин возникновения дефицитов тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения	161
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	162

ЧАСТЬ 7. БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ..... 163

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	163
б) Описание утвержденных балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения	166

ЧАСТЬ 8. ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТОПЛИВОМ..... 169

- а) Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии 169
- б) Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями 170
- в) Описание особенностей характеристики топлив в зависимости от мест поставки 171
- г) Анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха 173

ЧАСТЬ 9. НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ..... 175

- 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 175
- б) Анализ аварийных отключений потребителей 205
- в) Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений. . 209
- г) Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения) 210

ЧАСТЬ 10. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ И ТЕПЛОСЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ..... 211

ЧАСТЬ 11. ЦЕНЫ (ТАРИФЫ) В СФЕРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ..... 212

- 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 212
- б) Анализ структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения 220
- в) Анализ платы за подключение к системе теплоснабжения и поступлений денежных средств от осуществления указанной деятельности 222
- г) Анализ платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей 223

ЧАСТЬ 12. ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА 223

- а) Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей) 223
- б) Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надежного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей) 224
- в) Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения 225
- г) Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения 225
- д) Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения 225

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.** Автоматика по насосным станциям и ЦТП
- Приложение 16.** Перечень бесхозных тепловых сетей
- Приложение 17.** Организации обслуживающие бесхозные тепловые сети
- Приложение 18.** Постановление №320-п (нормативы с 01.06.12г.)
- Приложение 29.** Экспертное заключение. Норматив потребления коммунальных услуг
- Приложение 20.** Расчет надежности теплоснабжения

РЕЕСТР ТАБЛИЦ

Таблица 1.1 - Сводный перечень зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций.....	17
Таблица 1.2 – Собственные точки поставки тепла ПАО «Т Плюс».....	20
Таблица 1.3 - Количество точек поставки пара ПАО «Т Плюс» от собственных источников.....	20
Таблица 1.4 – Точки поставки тепла ООО «ПСК» от источников ПАО «Т Плюс».....	21
Таблица 1.5 – Точки поставки тепла ООО «ПСК» от собственных источников.....	21
Таблица 1.6 - Количество точек поставки тепла ПАО «Т Плюс» и ООО «ПСК» от сторонних источников.....	21
Таблица 1.7 - Точки поставки тепла ООО «ТС Кондратово» от собственных источников.....	22
Таблица 1.8 - Точки поставки тепла ООО «ТС Кондратово» от собственных источников.....	22
Таблица 1.9 – Точки поставки тепла ПМУП «ГКТХ» от собственных источников.....	22
Таблица 2.1 – Структура основного оборудования ПАО «Т Плюс».....	25
Таблица 2.2 – Структура основного оборудования ООО «ПСК».....	26
Таблица 2.3 – Структура основного оборудования источника ПМУП «ГКТХ».....	27
Таблица 2.4 – Структура основного оборудования источника ВК-5.....	28
Таблица 2.5 – Структура основного оборудования источника ВК-2.....	28
Таблица 2.6 – структура основного оборудования прочих источников.....	28
Таблица 2.7 – Параметры установленной тепловой мощности оборудования источников ПАО «Т Плюс».....	29
Таблица 2.8 – Технические характеристики подогревателей сетевой воды источников.....	30
Таблица 2.9 – Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки источников ООО «ПСК».....	31
Таблица 2.10 – Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки источников ПМУП «ГКТХ».....	32
Таблица 2.11 – Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки прочих источников.....	33
Таблица 2.12 – Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности источников ОАО «ПАО Т Плюс».....	34
Таблица 2.13 – Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности источников ООО «ПСК».....	34
Таблица 2.14 – Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности источников ПМУП «ГКТХ».....	35
Таблица 2.15 – Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности прочих источников.....	35
Таблица 2.16 – Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды, параметры тепловой мощности нетто по источникам ПАО «Т Плюс».....	35
Таблица 2.17 – Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды, параметры тепловой мощности нетто по источникам ООО «ПСК».....	37
Таблица 2.18 – Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды, параметры тепловой мощности нетто по источникам ПМУП «ГКТХ».....	39
Таблица 2.19 – Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды, параметры тепловой мощности нетто по ВК-5.....	40
Таблица 2.20 – Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды, параметры тепловой мощности нетто по ВК Искра.....	40
Таблица 2.21 – Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды, параметры тепловой мощности нетто по ЧОС.....	40
Таблица 2.22 – Года ввода в эксплуатацию оборудования источников ПАО «Т Плюс».....	40
Таблица 2.23 – Года ввода в эксплуатацию оборудования источников ООО «ПСК».....	42
Таблица 2.24 – Года ввода в эксплуатацию оборудования источников ПМУП «ГКТХ».....	42
Таблица 2.25 – Дата ввода в эксплуатацию и срок освидетельствования оборудования источника ВК-2.....	44
Таблица 2.26 – Дата ввода в эксплуатацию и срок освидетельствования оборудования источника ВК-5.....	44
Таблица 2.27 – Дата ввода в эксплуатацию и срок освидетельствования оборудования источника ВК Искра.....	44
Таблица 2.28 – Год очередной экспертизы промышленной безопасности оборудования источника ВК Биомед.....	45
Таблица 2.29 – Год ввода в эксплуатацию котлоагрегатов ВК ПНИПУ	45

Таблица 2.30 – Год ввода в эксплуатацию котлоагрегатов ВК ПЗСП.....	45
Таблица 2.31 – Год ввода в эксплуатацию котлоагрегатов ВК Костычева, 9.....	45
Таблица 2.32 – Год ввода в эксплуатацию котлоагрегатов ВК Кавказская, 24.....	45
Таблица 2.33 – Год ввода в эксплуатацию котлоагрегатов ВК Менжинского, 36.....	45
Таблица 2.34 – Год ввода в эксплуатацию котлоагрегатов ВК Делегатская, 34.....	45
Таблица 2.35 – Год ввода в эксплуатацию котлоагрегатов ВК Ива.....	45
Таблица 2.36 – Год ввода в эксплуатацию котлоагрегатов ВК ЧОС	45
Таблица 2.37 – Среднегодовая загрузка оборудования котельных ООО «ПСК»	48
Таблица 2.38 – Среднегодовая загрузка оборудования котельных ПМУП «ГКТХ»	49
Таблица 2.39 – Среднегодовая загрузка оборудования источников ПАО «Т Плюс»	49
Таблица 2.40 – Среднегодовая загрузка оборудования прочих источников.....	49
Таблица 2.41 - Перечень целевых показателей эффективности котельных ООО «ПСК»	50
Таблица 2.42 - Перечень целевых показателей эффективности котельных ПМУП «ГКТХ»	55
Таблица 2.43 - Перечень целевых показателей эффективности котельной ВК-5.....	58
Таблица 2.44 - Перечень целевых показателей эффективности котельной ВК Искра.....	59
Таблица 2.45 - Перечень целевых показателей эффективности котельной ВК ЧОС.....	59
Таблица 2.46 - Перечень целевых показателей эффективности источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии ПАО «Т Плюс»	60
Таблица 2.47 – Конкурентный отбор мощности.....	66
Таблица 3.1 – Характеристика насосов ПН-3.....	72
Таблица 3.2 – Характеристика насосов ПН-20.....	72
Таблица 3.3 – Характеристика насосов ПН-2.....	73
Таблица 3.4 – Характеристика насосов ПН-17.....	73
Таблица 3.5 – Характеристика насосов ПН-15.....	73
Таблица 3.6 – Характеристика насосов ПН-838	74
Таблица 3.7 – Характеристика насосов ПН-1.....	74
Таблица 3.8 – Характеристика насосов ПН-5.....	74
Таблица 3.9 – Характеристика насосов ПН-21.....	76
Таблица 3.10 - Данные по точкам поставки с необеспеченным качеством за 2014.....	88
Таблица 3.11 - Данные по точкам поставки с необеспеченным качеством за 2015.....	88
Таблица 3.12 – Статистика отказов (инцидентов) тепловых сетей по предприятию ООО «ПСК» и ПАО "Т Плюс" за 2007-2015 гг.	89
Таблица 3.13 – Статистика восстановлений тепловых сетей за 2007-2015 гг.....	91
Таблица 3.14 – Динамика основных показателей работы тепловых сетей.....	94
Таблица 3.15 – Сведения о наличии коммерческого приборного учета.....	99
Таблица 3.16 - Значения базовых целевых показателей эффективности работы тепловых сетей...	101
Таблица 5.1 - Договорные тепловые нагрузки административных районов.....	141
Таблица 5.2 - Среднемесячные фактические температуры наружного воздуха за последние 3 года.....	142
Таблица 5.3 - Потребления тепловой энергии территориального деления ежемесячно, за отопительный период и за 2015 год в целом.....	144
Таблица 5.4 - Договорные тепловые нагрузки источников тепловой энергии за 2015 г.....	149
Таблица 5.5 - Договорные тепловые нагрузки источников тепловой энергии с разделением потребителей на группы за 2015 г.....	150
Таблица 6.1 - Балансы установленной мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии.....	154
Таблица 6.2 - Фактическая тепловая мощность в зонах действия источников тепловой энергии....	156
Таблица 6.3 - Величина резерва и дефицита тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии.....	157
Таблица 6.4 - Распределение тепловой нагрузки по выводам тепловой мощности.....	158
Таблица 7.1 - Баланс производительности водоподготовительных установок теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в разрезе источников за базовый 2015 год.....	164
Таблица 7.2 - Передача подпиточной сетевой воды смежных теплорайонов.....	166
Таблица 7.3 - Максимальное потребление теплоносителя в аварийных режимах, с учетом подачи в тепловую сеть «сырой» воды на базовый 2015 г.....	167
Таблица 8.1 - Годовое количество используемого основного топлива и его вид.....	169
Таблица 8.2 – Резервное и аварийное топливо по источникам тепловой энергии.....	170
Таблица 8.3 – Характеристики топлива поставляемого на источники тепла.....	171
Таблица 8.4 – Поставка топлива в период стояния температур наружного воздуха близких к расчетным за последние годы, по источникам ПАО «Т Плюс».....	173
Таблица 8.5 – Поставка топлива в период стояния температур наружного воздуха близких к расчетным за последние годы, по источникам ООО «ПСК».....	174

Таблица 9.1 - Результаты расчетов показателей надежности тепловых сетей в разрезе тепловых зон по наиболее отдаленным потребителям от источника теплоснабжения.....	203
Таблица 9.2 - Количество отключенных абонентов в отопительный период 2013-2014 гг.....	205
Таблица 9.3 - Количество отключенных абонентов в отопительный период 2014-2015 гг.....	205
Таблица 9.4 - Количество отключенных абонентов в отопительный период 2013-2014 гг по типу отключаемого оборудования.....	206
Таблица 9.5 - Количество отключенных абонентов в отопительный период 2014-2015 гг. по типу отключаемого оборудования.....	207
Таблица 9.6 - Количество отключенных абонентов в отопительный период 2014-2015 гг по типу прокладки.....	207
Таблица 9.7 - Количество отключенных абонентов в отопительный период 2014-2015 гг по году капитального ремонта.....	208
Таблица 9.8 - Среднее время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений.....	209
Таблица 10.1 - Основные технико-экономические показатели.....	211
Таблица 11.1 - Анализ динамики утвержденных тарифов.....	212
Таблица 11.2 - Структура тарифов теплосетевых и теплоснабжающих организаций на территории г. Перми за 2015-2016 гг.	215
Таблица 11.3 - Размер платы за подключение к системе теплоснабжения и необходимой валовой выручки теплоснабжающих организаций г. Перми за 2014-2016 г.....	220

РЕЕСТР РИСУНКОВ

Рисунок 3.1 – Режимная карта работы насосных станций.....	84
Рисунок 3.2 – Динамика статистики отказов (инцидентов) тепловых сетей по предприятию ООО «ПСК» и ПАО «Т Плюс» за 2007-2015 гг.	89
Рисунок 3.3 – Динамика замены (перекладки) тепловых сетей ООО «ПСК» и ПАО «Т Плюс» за 2007-2015 гг.	90
Рисунок 3.4 – Динамика замены (перекладки) тепловых сетей ООО «ПСК» и ПАО «Т Плюс» за 2007-2015 гг.	90
Рисунок 3.5 – Схема ЦТП (ИТП) с двухступенчатой последовательной схемой подключения ГВС и с насосным смешиванием СО и СВ.....	96
Рисунок 3.6 – Схема ЦТП (ИТП) с двухступенчатой последовательной схемой подключения ГВС с элеваторным присоединением СО и СВ.....	96
Рисунок 3.7 – Схема ЦТП (ИТП) с двухступенчатой последовательной схемой подключения ГВС и независимым присоединением СО и СВ.....	96
Рисунок 3.8 – Схема ЦТП (ИТП) с двухступенчатой смешанной схемой подключения ГВС и независимым присоединением СО и СВ.....	97
Рисунок 3.9 – Схема ЦТП (ИТП) с двухступенчатой последовательной схемой подключения ГВС и зависимым присоединением СО и СВ.....	97
Рисунок 3.10 – Схема ЦТП (ИТП) с параллельным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением СО.....	97
Рисунок 3.11– Схема ЦТП (ИТП) с параллельным подключением подогревателя ГВС с элеваторным присоединением СО.....	97
Рисунок 3.12 – Схема ЦТП (ИТП) с параллельным подключением подогревателя ГВС и насосным смешением СО.....	98
Рисунок 3.13 – Схема ЦТП (ИТП) с открытым водоразбором и установленным регулятором температуры на систему горячего водоснабжения.....	98
Рисунок 3.14 – Схема ЦТП (ИТП) с насосом смешения на подающем трубопроводе.....	98
Рисунок 3.15 – Схема ЦТП (ИТП) с элеваторным присоединением СО.....	98
Рисунок 3.16 – Схема ЦТП (ИТП) с насосом смешения на перемычке.....	98
Рисунок 9.1 - Количество отключенных абонентов в отопительный период 2013-2014 гг.	205
Рисунок 9.2 - Количество отключенных абонентов в отопительный период 2014-2015 гг.	206
Рисунок 9.3 - Количество отключенных абонентов в отопительный период 2013-2014 гг по типу отключаемого оборудования.....	206
Рисунок 9.4 - Количество отключенных абонентов в отопительный период 2014-2015 гг по типу отключаемого оборудования.....	207
Рисунок 9.5 - Количество отключенных абонентов в отопительный период 2014-2015 гг по типу прокладки.....	208
Рисунок 9.6 - Количество отключенных абонентов в отопительный период 2014-2015 гг по году капитального ремонта.....	209

ЧАСТЬ 1. ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Приказом Минэнерго России от 26.06.2015 № 414 «Об утверждении актуализированной схемы теплоснабжения г. Перми на период до 2030 года» утверждена актуализированная схема теплоснабжения города Перми на период до 2030 года. 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 2030 года подлежит ежегодной актуализации. Расчетным периодом при актуализации схемы теплоснабжения г. Перми принят период до 2032 года, при этом за базовый принят 2015 год.

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

Теплоснабжение города Перми осуществляется рядом теплосетевых и теплоснабжающих организаций, а так же организациям владеющими источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями на правах собственности или ином законном основании:

- ПАО «Т Плюс» филиал «Пермский» (ранее ОАО «Волжская ТГК»);
- ООО «Пермская сетевая компания» (далее ООО «ПСК»);
- ООО «Пермгазэнергосервис» (далее ООО «ПГЭС»);
- ООО «Межрегиональная энергетическая компания» (далее ООО «МЭК»);
- ОАО «Уралтеплосервис»;
- ООО «Т плюс новые решения» (далее ООО «ТНР»);
- ООО «СпецСтройМонтаж»;
- ООО «Тепловая станция Кондратово» (далее ООО «ТС Кондратово»);
- ПМУП «Городское коммунальное и тепловое хозяйство» (далее ПМУП «ГКТХ», ранее ПМУЖЭП «Моторостроитель»);
- ООО «Пермский картон»;
- ООО «Головановская энергетическая компания» (далее ООО «ГЭК»);
- «Пермский национальный исследовательский политехнический университет» (далее «ПНИПУ»);
- ОАО «Пермский завод силикатных панелей» (далее ОАО «ПЗСП»);
- ОАО «СтройПанельКомплект» (далее ОАО «СПК»);
- ООО «Энергопланер»;
- ЗАО «Новомет-Пермь»;
- ФГУП НПО «Биомед»;
- Филиал «Свердловская железная дорога» ОАО «РЖД»;
- ПАО «НПО Искра»;
- ООО «Новая городская инфраструктура Прикамья» (далее ООО «Новогор»);
- ФКУ ИК-32 ГУФСИН России по Пермскому краю;
- ООО «Граунд»;
- ООО «Высокая энергия»;
- ООО «Тепло-Новый город»;
- ООО «Эксперт»;
- АО «ГУ ЖКХ»;
- АО «Федеральная пассажирская компания» Уральский филиал «Пассажирское вагонное депо»;
- ООО «Сетевая компания Вышка-2»;
- АО «Газпром газораспределение Пермь»;
- ООО «Ресурс»;
- ООО «Домен»;
- ООО «Теплосеть»;
- ООО «Тепло-Терм»;
- ООО «УК Кедр»;

- ООО «Энерготепловая компания»;
- ПАО «Протон – Пермские моторы»;
- ОАО «Энергетик – Пермские моторы»;
- ООО «МЖК-Строй»;
- АО «Пермский завод Машиностроитель»;
- ООО «ТеплоСервис»;
- АО «Держава-М»;
- ООО «Арендный дом»;
- ООО «Добрянка – Склад»;
- ЖСК № 43;
- ООО «Камский кабель»;
- ОАО «Галополимер»;
- ОАО «Сорбент»;
- ООО «ПермЕвроГаз»;
- ООО «Строн – М»;
- ООО «Энергия – С»;
- ООО «СМУ-11»;
- ОАО «ПЗ Телта»;
- ООО «РесурсЭнергоТранс»;
- ФКП «Пермский пороховой завод»;
- ООО «Энергия-М»;
- ЗАО «Сибур-Химпром»;
- ФКУ ИК-29 ГУФСИН России;
- ОАО «Камтекс–Химпром»;
- ОАО «СанИнБев»;
- ООО «Энерго-снабжающая компания»;
- ООО «Пермская электроремонтная компания»;
- ООО «Тепло-М»;
- ООО «Тимсервис»;
- ООО «Тепло»;
- ООО «Обслуживание коммунальных систем»;
- ОАО «Центральный агроснаб».

На годовом общем собрании акционеров ОАО «Волжская ТГК», состоявшемся 29 мая 2015 года, были приняты решения о смене наименования компании на Публичное акционерное общество «Т Плюс», об изменении места нахождения, а также об утверждении нового Устава компании. При этом смена фирменного наименования организации либо изменение её места нахождения и адреса не являются реорганизацией (преобразованием) или ликвидацией юридического лица. Филиал «Пермский» ПАО «Т Плюс» является самостоятельным обособленным подразделением ПАО «Т Плюс», расположенным на территории Пермского края и предоставляет интересы ПАО «Т Плюс» во взаимоотношениях со всеми контрагентами и представителями органов власти на территории Пермского края.

В зону эксплуатационной ответственности наиболее крупной генерирующей компании ПАО «Т Плюс» и теплоснабжающих компаний ООО «ПСК» и ООО «ТНР» (являющихся субъектами, в отношении которого ПАО «Т Плюс» осуществляет функции управления), относится левобережная и правобережная части г. Перми. При этом в зону эксплуатационной ответственности ООО «ПСК» так же входят тепловые сети и потребители не входящие в границы территориальной целостности муниципального образования г. Пермь, но являющиеся неотъемлемой частью системы централизованного теплоснабжения левобережной части города по признаку совокупности работы источников тепловой энергии и теплопотребляющих установок, технологически соединенных тепловыми сетями. Поставка тепловой энергии на данную группу потребителей осуществляется от ТЭЦ-9 с магистрали М2-20 2Ду800 мм – Т-4 по ул. Водопроводная. В дальнейшем тепловая зона эксплуатационной ответственности ООО «ПСК» обособленно выделенного сельского поселения в

схеме теплоснабжения г. Перми на период до 2032 года не рассматривается. Для учета существующей и перспективной тепловой нагрузки в мощностном, топливном, водяном и прочих балансах системы теплоснабжения левобережной части г. Перми, введено понятие «прочих потребителей жилищно-коммунального и промышленного сектора» - подразумевающее под собой потребителей не входящих в границы территориальной целостности муниципального образования г. Пермь. В рамках схемы теплоснабжения г. Перми на период до 2032 года изменение системы теплоснабжения обособленно выделенного сельского поселения не предусмотрено.

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) ПАО «Т Плюс»), включает в себя тепловые сети Ленинского, Индустриального, большую часть Свердловского, Дзержинского, Мотовилихинского районов города и прочих потребителей жилищно-коммунального и промышленного сектора. Генерация тепла перечисленных территорий осуществляется от источников ПАО «Т Плюс»: ТЭЦ-6, ТЭЦ-9, крупной районной котельной ВК-3, квартальной котельной ВК-20, источников ООО «ПСК» в количестве 11-ти единиц, источников ООО «СпецСтройМонтаж», ООО «Тепловая станция Кондратово», включающие в себя крупные районные котельные ВК-2 и ВК-5 соответственно и ряда квартальных котельных ПМУП «ГКТХ», ЗАО «Новомет-Пермь», ФГУП НПО «Биомед», ООО «Новогор», ПАО «НПО Искра», ОАО «РЖД», ОАО «СПК», ООО «Пермский картон», ООО «Граунд», ОАО «ПЗСП», ОАО «Энергопланер».

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 2013 году в связи с её не востребованностью по выработке тепловой энергии и наличием запаса мощности на ТЭЦ-6. Водогрейная котельная ВК-1 ранее эксплуатируемая ООО «ПГЭС» по договору аренды с ОАО «Уралтеплосервис» в настоящее время передана в аренду ООО «МЭК». Тепловые сети микрорайона «Владимирский», гидравлически связанного с основной зоной теплоснабжения Левобережной части г. Пермь, ранее эксплуатируемые ООО «ПГЭС» по договору аренды с ОАО «Уралтеплосервис» в настоящее время передана в аренду ООО «ПСК» и ООО «МЭК».

В отопительный период 2015-2016 организация теплоснабжения микрорайонов «Парковый», «Железнодорожный», «Госуниверситет» и прочих потребителей жилищно-коммунального и промышленного сектора от крупной районной котельной ВК-5 прекращена в рамках реализации эффективного сценария развития системы теплоснабжения города, подразумевающего максимальную загрузку источников работающих в комбинированном цикле по выработке электрической и тепловой энергии – ТЭЦ-9. Теплоснабжения мкр. «Заостровка» по-прежнему осуществляется от ВК-5. При наличии сопряженных тепловых сетей зоны действия ТЭЦ-9 и ВК-5 мкр. «Заостровка», в том числе внутростанционных трубопроводов ВК-5, организация поставки тепловой энергии на мкр. «Заостровка» от ТЭЦ-9 ограничена из-за отказа собственника котельной ВК-5 ООО «Тепловая станция Кондратово» в получении тарифа на транспортировку тепловой энергии с использованием основных фондов находящихся на балансе Общества. В 2015 году собственник ВК-5 ООО «ТС Кондратово» направило заявку в Администрацию г. Перми о выводе из эксплуатации источника тепловой энергии. В соответствии с постановлением правительства РФ от 06.09.2012 г. №889 «О выводе в ремонт и из эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей», Администрацией г. Перми направлено письмо в адрес ООО «ТС Кондратово» с требованиями о приостановке вывода источника тепловой энергии ВК-5 из эксплуатации не более чем на 3 года.

Правобережная часть города, входящая в зону эксплуатационной ответственности ООО «ПСК» и ООО «ТНР» (с учетом договорных отношений данных организации в части реализации функций эксплуатационного обслуживания имущества (передаточных устройств) ПАО «Т Плюс») включает в себя тепловые сети части Кировского, Орджоникидзевского, Дзержинского,

Мотовилихинского районов города. Генерация тепла перечисленных территорий осуществляется от источников ПАО «Т Плюс»: ТЭЦ-13, ТЭЦ-14, источников ООО «ПСК» в количестве 5-ти единиц и ряда квартальных котельных ПМУП «ГКТХ», ОАО «ПЗСП», ОАО «РЖД», «ПНИПУ», ФКУ ИК-32 ГУФСИН России.

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 - мкр. «Заостровка». В отопительный период 2015-2016 организация теплоснабжения микрорайонов «Парковый», «Железнодорожный», «Госуниверситет» и прочих потребителей жилищно-коммунального и промышленного сектора от крупной районной котельной ВК-5 прекращена в рамках реализации эффективного сценария развития системы теплоснабжения города, подразумевающего максимальную загрузку источников работающих в комбинированном цикле по выработке электрической и тепловой энергии – ТЭЦ-9.

Такие крупные теплоснабжающие и теплосетевые организации как ПАО «Протон – Пермские моторы», ОАО «Энергетик – Пермские моторы», АО «Пермский завод Машиностроитель», ООО «Камский кабель», ОАО «Галополимер», ОАО «Сорбент», ООО «ПермЕвроГаз», ФКП «Пермский пороховой завод», ЗАО «Сибур-Химпром», ОАО «Камтекс-Химпром», ОАО «СанИнБев» не осуществляют деятельность по поставке тепловой энергии на нужды теплоснабжения жилищно-коммунального сектора. Поставка тепловой энергии осуществляется только на технологические, производственные и собственные нужды организаций. 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. Перечень производственных котельных представлен в **пункте «в» части 1 главы 1**.

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

Водогрейная котельная ВК-1 ранее эксплуатируемая ООО «ПГЭС» по договору аренды с ОАО «Уралтеплосервис» в настоящее время передана в аренду ООО «МЭК». ВК-1 выведена из эксплуатации в 2013 г. в связи с её не востребованностью по выработке тепловой энергии и наличием запаса мощности на ТЭЦ-6. Тепловые сети микрорайона «Владимирский», гидравлически связанного с основной зоной теплоснабжения Левобережной части г. Пермь, ранее эксплуатируемые ООО «ПГЭС» по договору аренды с ОАО «Уралтеплосервис» в настоящее время передана в аренду ООО «ПСК» и ООО «МЭК».

В зону эксплуатационной ответственности ООО «Тимсервис» входят тепловые сети локально выделенного сетевого района «Ива» («Грибоедова») и соответствующая в данной зоне теплоснабжения котельная ВК Ива.

В зону эксплуатационной ответственности ОАО «ПЗСП» входит котельная по ул. Докучаева, 31 (ВК ПЗСП) 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 (ВК Менжинского, 36), и группу жилых зданий расположенных по ул. Костычева микрорайона Пролетарский (ВК Костычева, 9).

В зону эксплуатационной ответственности ООО «Тепло» входит газовая котельная блочного типа и тепловые сети, работающие на жилые дома по ул. Кавказская, 24а и 24б. ООО «Энергопланер» - собственник данной котельной, ООО «Тепло» арендует данную котельную у ООО «Энергопланер».

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 мкр. «Железнодорожный» и части мкр. «Парковый» Дзержинского района города.

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

В зону эксплуатационной ответственности ООО «ГЭК» входит источник тепла и работающий на микрорайон Бумажник Орджоникидзевского района города. Тепловые сети соответствующие данной зоне теплоснабжения эксплуатирует ООО «ГЭК».

В зону эксплуатационной ответственности ПАО «НПО Искра» входит источник тепла работающий на часть мкр. «Молодежный» Орджоникидзевского района города и свою производственную зону.

В зону эксплуатационной ответственности ООО «Новогор» входит источник тепла Чусовских очистных сооружений работающий на производственную зону и части Орджоникидзевского района города.

В зону эксплуатационной ответственности ООО «Высокая энергия» входит котельная переданная в эксплуатацию по договору аренды у ООО «Граунд», работающая на часть мкр. Левшино Орджоникидзевского района. Тепловые сети соответствующие данной зоне теплоснабжения эксплуатирует ООО «Эксперт», переданных по договору аренды у ООО «Тепло-Новый город».

В зону эксплуатационной ответственности ФКУ ИК-32 ГУФСИН России по Пермскому краю входит котельная расположенная по ул. Докучаева, 27 работающая на жилые дома по ул. Докучаева, 27 а, б, в, г и собственные нужды учреждения. Тепловые сети соответствующие данной зоне теплоснабжения эксплуатирует ФКУ ИК-32 ГУФСИН России по Пермскому краю.

Сводный перечень зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций представлен в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Сводный перечень зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций

Наименование источника	Номер СЦТ согласно утвержденной СТ	Источник тепловой энергии	Тепловые сети	Зона действия (район/микрорайон)	Зона эксплуатационной ответственности
		Организация, владеющая источником теплоснабжения на праве собственности или ином законном основании	Организация, владеющая тепловыми сетями на правах собственности или ином законном основании		
ТЭЦ-6, ВК-3	СЦТ №1	ПАО «Т Плюс»	ООО «ПСК», ПАО «Т Плюс», ПМУЖЭП «Моторостроитель», ООО «МЭК»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	ООО «ПСК»
ТЭЦ-9	СЦТ №2	ПАО «Т Плюс»	ООО «ПСК», ПАО «Т Плюс», ПМУЖЭП «Моторостроитель»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	ООО «ПСК»
ТЭЦ-13	СЦТ №3	ПАО «Т Плюс»	ООО «ПСК», ПАО «Т Плюс»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	ООО «ПСК»
ТЭЦ-14	СЦТ №4	ПАО «Т Плюс»	ООО «ТНР»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	ПАО «Т Плюс»
ВК-2	СЦТ №5	ООО «СпецСтройМонтаж»	ООО «ПСК», ПАО «Т Плюс»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	ООО «ПСК»
ВК-5	СЦТ №6	ООО «Тепловая станция Кондратово»	ООО «Тепловая станция Кондратово», ООО «ПСК», ПМУЖЭП «Моторостроитель»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	ООО «Тепловая станция Кондратово»
ВК Вышка 2	СЦТ №7	ПМУП «ГКТХ»	ПМУП «ГКТХ»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	ПМУП «ГКТХ»
ВК Кислотные Дачи	СЦТ №8	ООО «ПСК»	ООО «ПСК»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	ООО «ПСК»
ВК Пермский картон	СЦТ №9	ООО «Головановская энергетическая компания»	ООО «Головановская энергетическая компания»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	ООО «Головановская энергетическая компания»
ВК ПНИПУ	СЦТ №10	«ПНИПУ»	«ПНИПУ»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	«ПНИПУ»
ВК Новые Ляды	СЦТ №11	ООО «ПСК»	ООО «ПСК»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	ООО «ПСК»
ВК Молодежная	СЦТ №12	ООО «ПСК»	ООО «ПСК»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	ООО «ПСК»
ВК Левшино	СЦТ №13	ООО «ПСК»	ООО «ПСК»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	ООО «ПСК»
ВК РЖД Западная	СЦТ №14	«Свердловская железная дорога» ОАО «РЖД»	«Свердловская железная дорога» ОАО «РЖД»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	«Свердловская железная дорога» ОАО «РЖД»
ВК ПДК	СЦТ №15	ООО «ПСК»	ООО «ПСК»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	ООО «ПСК»
ВК Искра	СЦТ №16	ПАО «НПО «Искра»	ООО «Пермская сетевая компания»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	ООО «Пермская сетевая компания»
ВК Хабаровская, 139	СЦТ №17	ПМУП «ГКТХ»	ПМУП «ГКТХ»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	ПМУП «ГКТХ»»
ВК Хабаровская, 36		ПМУП «ГКТХ»	ПМУП «ГКТХ»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	
ВК Г. Наумова, 18а	СЦТ №18	ПМУП «ГКТХ»	ПМУП «ГКТХ»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	ПМУП «ГКТХ»

Наименование источника	Номер СЦТ согласно утвержденной СТ	Источник тепловой энергии	Тепловые сети	Зона действия (район/микрорайон)	Зона эксплуатационной ответственности
		Организация, владеющая источником теплоснабжения на праве собственности или ином законном основании	Организация, владеющая тепловыми сетями на правах собственности или ином законном основании		
ВК Заозерье	СЦТ №19	ООО «ПСК»	ООО «ПСК»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	ООО «ПСК»
ВК ПЗСП	СЦТ №20	ОАО «ПЗСП»	ОАО «ПЗСП»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	ОАО «ПЗСП»
ВК 20	СЦТ №21	ПАО «Т Плюс»	ООО «ПСК»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	ООО «ПСК»
ВК Лепешинской, 3	СЦТ №22	ПМУП «ГКТХ»	ПМУП «ГКТХ»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	ПМУП «ГКТХ»
ВК Каменского, 28	СЦТ №23	ООО «ПСК»	ООО «ПСК»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	ООО «ПСК»
ВК Новомет-Пермь	СЦТ №24	ЗАО «Новомет-Пермь»	ЗАО «Новомет-Пермь»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	ЗАО «Новомет-Пермь»
ВК Запруд	СЦТ №25	ООО «ПСК»	ООО «ПСК»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	ООО «ПСК»
ВК Криворожская	СЦТ №26	ПМУП «ГКТХ»	ПМУП «ГКТХ»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	ПМУП «ГКТХ»
ВК Чапаевский	СЦТ №27	ПМУП «ГКТХ»	ПМУП «ГКТХ»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	ПМУП «ГКТХ»
ВК Банная гора	СЦТ №28	ООО «ПСК»	ООО «ПСК»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	ООО «ПСК»
ВК Бахаревская	СЦТ №29	ПМУП «ГКТХ»	ПМУП «ГКТХ»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	ПМУП «ГКТХ»
ВК Окуловский	СЦТ №30	ООО «ПСК»	ООО «ПСК»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	ООО «ПСК»
ВК Подснежник	СЦТ №31	ООО «ПСК»	ООО «ПСК»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	ООО «ПСК»
ВК ДИПИ	СЦТ №32	ООО «ПСК»	ООО «ПСК»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	ООО «ПСК»
ВК Чусовская, 27	СЦТ №33	ПМУП «ГКТХ»	ПМУП «ГКТХ»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	ПМУП «ГКТХ»
ВК Б. Революции, 151	СЦТ №34	ПМУП «ГКТХ»	ПМУП «ГКТХ»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	ПМУП «ГКТХ»
ВК Биомед	СЦТ №35	ФГУП «НПО «Микроген» МЗ РФ в г. Перми «Пермского НПО «Биомед»	ФГУП «НПО «Микроген» МЗ РФ в г. Перми «Пермского НПО «Биомед»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	ФГУП «НПО «Микроген» МЗ РФ в г. Перми «Пермского НПО «Биомед»
ВК Костычева, 9	СЦТ №36	ОАО «ПЗСП»	ОАО «ПЗСП»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	ОАО «ПЗСП»
ВК Пышминская	СЦТ №37	ООО «ПСК»	ООО «ПСК»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	ООО «ПСК»
ВК Лесопарковая	СЦТ №38	ПМУП «ГКТХ»	ПМУП «ГКТХ»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	ПМУП «ГКТХ»

Наименование источника	Номер СЦТ согласно утвержденной СТ	Источник тепловой энергии	Тепловые сети	Зона действия (район/микрорайон)	Зона эксплуатационной ответственности
		Организация, владеющая источником теплоснабжения на праве собственности или ином законном основании	Организация, владеющая тепловыми сетями на правах собственности или ином законном основании		
ВК Вышка 1	СЦТ №39	ООО «ПСК»	ООО «ПСК»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	ООО «ПСК»
ВК Брикетная	СЦТ №40	ООО «ПСК»	ООО «ПСК»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	ООО «ПСК»
ВК Гор больница	СЦТ №41	ООО «ПСК»	ООО «ПСК»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	ООО «ПСК»
ВК Ива	СЦТ №42	ООО «Тимсервис»	ООО «Тимсервис»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	ООО «Тимсервис»
ВК Кавказская, 24	СЦТ №43	ООО «Тепло»	ООО «Тепло»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	ООО «Тепло»
ВК Менжинского, 36	СЦТ №44	ОАО «ПЗСП»	ОАО «ПЗСП»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	ОАО «ПЗСП»
ВК Делегатская, 34	СЦТ №45	ООО «Высокая энергия»	ООО «Эксперт»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	ООО «Эксперт»
ВК РЖД Каменского 9	СЦТ №46	«Свердловская железная дорога» ОАО «РЖД»	«Свердловская железная дорога» ОАО «РЖД»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	«Свердловская железная дорога» ОАО «РЖД»
ВК Белозерская, 48	СЦТ №47	ПМУП «ГКТХ»	ПМУП «ГКТХ»	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	ПМУП «ГКТХ»
ВК ЧОС	СЦТ №48	ООО «Новогор»	-	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	ООО «Новогор»
ВК ГУФСИН	СЦТ №49	ФКУ ИК-32 ГУФСИН России	ФКУ ИК-32 ГУФСИН России	См. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	ФКУ ИК-32 ГУФСИН России

б) Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями

В рамках реализации эффективного сценария развития системы теплоснабжения города Перми, подразумевающего максимальную загрузку источников работающих в комбинированном цикле по выработке электрической и тепловой энергии, с начала отопительного периода 2015-2016 ПАО «Т Плюс» прекратило покупку тепловой энергии от ВК-5, владелец ООО «Тепловая станция Кондратово», в магистральные сети находящиеся на балансе Общества.

С учетом изменения договорных отношений, наиболее крупная теплоснабжающая организация ПАО «Т Плюс», являющаяся владельцем в г. Перми ТЭЦ-6, 9, 13, 14, ВК-3, 20, выступает для основной части абонентов теплоснабжающей организацией. Количество точек поставки тепла ПАО «Т Плюс» от собственных источников представлено в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Собственные точки поставки тепла ПАО «Т Плюс»

Источник теплоснабжения	Объектов теплоснабжения, шт.	Договорная нагрузка, Гкал/ч
ТЭЦ-6; ВК-3	793	406.86
ТЭЦ-9	705	276.73
ТЭЦ-13	62	87.93
ТЭЦ-14	1 269	336.09
ВК-20	12	6.19

Организация ПАО «Т Плюс» выступает для ряда промышленных предприятий города поставщиком тепловой энергии в виде пара. Количество точек поставки пара ПАО «Т Плюс» от собственных источников представлено в таблице 1.3.

Таблица 1.3 - Количество точек поставки пара ПАО «Т Плюс» от собственных источников

Источник	Потребитель	Вид услуги	P, ата	t°C	Максимальная нагрузка	
					Гкал/час	Т/час
ТЭЦ-13	ОАО "ЭЛИЗ"	от 2,5 до 7,0 кг/см ²	5.25	230	3.6	5.17
ТЭЦ-13	ООО "ЖБК-7"	от 2,5 до 7,0 кг/см ²	5.25	230	0.6	0.86
ТЭЦ-13	Общество с ограниченной ответственностью "Камский кабель"	от 2,5 до 7,0 кг/см ²	5.25	230	12.20	17.50
ТЭЦ-13	Общество с ограниченной ответственностью "Камский кабель"	острый и редуц. пар	20	240	8.25	12.00
ТЭЦ-14	ОАО "ГалоПолимер Пермь"	от 7,0 до 13,0 кг/см ²	12.5	270	18	25.30
ТЭЦ-14	общество с ограниченной ответственностью "Квадро Плюс"	от 7,0 до 13,0 кг/см ²	10.5	230	0	0.00
ТЭЦ-6	ОАО "ЖБК-1"	от 2,5 до 7,0 кг/см ²	6	245	4.22	6.00
ТЭЦ-6	ОАО "СТАР"	от 2,5 до 7,0 кг/см ²	6	245	10.91	15.50
ТЭЦ-6	ОАО "Энергетик-ПЕРМСКИЕ МОТОРЫ"	от 2,5 до 7,0 кг/см ²	6	245	17.57	24.97
ТЭЦ-9	ЗАО "МИКМА"	свыше 13 кг/см ²	15	220	0.13	0.18
ТЭЦ-9	ООО "Пермский завод БИЭМ"	свыше 13 кг/см ³	15	220	0.4	0.60
ТЭЦ-9	ООО "ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез"	свыше 13 кг/см ²	15	290	25	34.71
ТЭЦ-9	ООО "ПЭРК"	свыше 13 кг/см ²	15	290	70	97.20
ТЭЦ-9	ООО "Цементная торговая компания"	от 7,0 до 13,0 кг/см ²	8	170	1.4	2.12

В связи с вводом в эксплуатацию собственных генерирующих мощностей ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» с июля 2016 года отпуск тепловой энергии в виде пара на группу промышленных предприятий ООО «Пермский завод БИЭМ», ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез», ООО «ПЭРК», ЗАО «МИКМА» от источника ПАО «Т Плюс» ТЭЦ-9 будет прекращена. Поставка тепловой энергии обозначенных предприятий будет осуществляться от ГТУ-ТЭС 200 ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез».

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» от источников ПАО «Т Плюс» представлено в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Точки поставки тепла ООО «ПСК» от источников ПАО «Т Плюс»

Источник теплоснабжения	Сетевой оператор	Объектов теплоснабжения, шт.	Договорная нагрузка, Гкал/ч
ТЭЦ-6; ВК-3	ООО «ПСК»	2 382	805.20
ТЭЦ-9	ООО «ПСК»	1 753	638.68
ТЭЦ-13	ООО «ПСК»	345	90.42
ТЭЦ-14	ООО «ПСК»	0	0.00
ВК-20	ООО «ПСК»	17	7.52

Количество точек поставки тепла ООО «ПСК» от собственных источников представлено в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Точки поставки тепла ООО «ПСК» от собственных источников

Источник	Объектов теплоснабжения, шт.	Договорная нагрузка, Гкал/ч
ВК Кислотные Дачи	330	44.19
ВК Молодежная	75	15.37
ВК Левшино	61	9.63
ВК ПДК	97	9.14
ВК Заозерье	38	4.97
ВК Запруд	37	4.64
ВК Окуловская	6	3.54
ВК Банная Гора	11	3.87
ВК ДИПИ	15	1.60
ВК Каменского, 28а	18	1.55
ВК Пышминская	11	0.62
ВК Подснежник	7	0.14
ВК Брикетная	4	0.25
ВК Гор. Больница	3	0.18
ВК Вышка-1	1	0.07
ВК Новые Ляды	65	15.38

Кроме собственных источников ПАО «Т Плюс» и ООО «ПСК» осуществляет покупку тепловой энергии от источников сторонних организаций в магистральные сети, находящиеся на балансе Общества. Количество точек поставки тепла ПАО «Т Плюс» и ООО «ПСК» от сторонних источников представлено в таблице 1.6.

Таблица 1.6 - Количество точек поставки тепла ПАО «Т Плюс» и ООО «ПСК» от сторонних источников

Источник теплоснабжения	Сетевой оператор	Объектов теплоснабжения, шт.	Договорная нагрузка, Гкал/ч
-------------------------	------------------	------------------------------	-----------------------------

Источник теплоснабжения	Сетевой оператор	Объектов теплоснабжения, шт.	Договорная нагрузка, Гкал/ч
БК-2 ООО «СпецСтройМонтаж»	ПАО "Т Плюс"	0.00	0.00
БК-2 ООО «СпецСтройМонтаж»	ООО "ПСК"	411	128.83
БК-5 ООО «ТС Кондратово»	ПАО "Т Плюс"	0.00	0.00
БК-5 ООО «ТС Кондратово»	ООО "ПСК"	0.00	0.00

В рамках реализации эффективного сценария развития системы теплоснабжения города Перми, подразумевающего максимальную загрузку источников работающих в комбинированном цикле по выработке электрической и тепловой энергии, с начала отопительного периода 2015-2016 ПАО «Т Плюс» прекратило покупку тепловой энергии от БК-5, владелец ООО «Тепловая станция Кондратово», в магистральные сети находящиеся на балансе Общества.

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

Таблица 1.7 - Точки поставки тепла ООО «ТС Кондратово» от собственных источников

Источник теплоснабжения	Объектов теплоснабжения, шт.	Договорная нагрузка, Гкал/ч
БК-5 ООО «ТС Кондратово»	82 (мкр. Заостровка)	17.522
БК-5 ООО «ТС Кондратово»	ООО «Пермский Тепличный Комбинат»	5.2

Количество точек поставки тепла БК-2 ООО «СпецСтройМонтаж» от собственных источников представлено в таблице 1.8.

Таблица 1.8 - Точки поставки тепла ООО «СпецСтройМонтаж» от собственных источников

Источник теплоснабжения	Объектов теплоснабжения, шт.	Договорная нагрузка, Гкал/ч
БК-2 ООО «СпецСтройМонтаж»	1 (Мотовилихинские заводы)	104.85

Организация ООО «Тимсервис» эксплуатирует 1 квартальную котельную, выступает для абонентов теплоснабжающей организацией, имея прямые договорные отношения с потребителями. Количество точек поставки тепла ООО «Тимсервис» от собственных источников составляет 5 шт. с суммарной присоединенной тепловой нагрузкой 3,01 Гкал/ч.

Теплоснабжающая организация ПМУП «ГКТХ» является арендатором 11-ти квартальных котельных, выступает для абонентов теплоснабжающей организацией, имея прямые договорные отношения с потребителями. ПМУП «ГКТХ» 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 ПМУП «ГКТХ» от собственных источников представлено в таблице 1.9.

Таблица 1.9 – Точки поставки тепла ПМУП «ГКТХ» от собственных источников

Источник	Объектов теплоснабжения, шт.	Договорная нагрузка, Гкал/ч
БК Вышка 2	138	56.81
БК Хабаровская, 139	65	25.00
БК Хабаровская, 36		
БК Г. Наумова, 18а	56	5.13
БК Лепешинской, 3	57	4.93
БК Криворожская, 36	66	6.28

Источник	Объектов теплоснабжения, шт.	Договорная нагрузка, Гкал/ч
ВК Чапаевский	41	3.17
ВК Бахаревская,53	15	0.70
ВК Чусовская, 27	37	0.99
ВК Б. Революции, 151	2	0.04
ВК Лесопарковая,6	3	0.70
ВК Белозерская, 48	3	2.77

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 «Ремпутьмаш» 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. Связева, 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 ТЕПЛОЙ 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 2030 года подлежит ежегодной актуализации. Расчетным периодом при актуализации схемы теплоснабжения г. Перми принят период до 2032 года, при этом за базовый принят 2015 год.

а) Структура основного оборудования

Структура основного оборудования источников ПАО «Т Плюс» приведена в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Структура основного оборудования ПАО «Т Плюс»

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-50-130-1*	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****	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	-	-

* Планируется вывод из эксплуатации паровой турбины P-50-130-1 ст. №10 (ТГ-10) на ПТЭЦ-9 с 01.10.2016

** К-2 и К-5 на ПТЭЦ-9 выведены из эксплуатации

*** ТГ-3 на ПТЭЦ-13 выведен из эксплуатации с 01.02.2016

**** Планируется вывод К-3 и К-4 на ПТЭЦ-13 с 01.01.2017

Структура основного оборудования источников ООО «ПСК» и ПМУП «ГКТХ» приведена в таблице 2.2 и таблице 2.3 соответственно.

Таблица 2.2 – Структура основного оборудования ООО «ПСК»

Источник	Водогрейные и паровые котлы	Кол-во, шт	Паровые теплообменники	Кол-во, шт	Сетевые насосы	Кол-во, шт	Подпиточные насосы	Кол-во, шт
ВК Кислотные Дачи	ПТВМ-30М-4	3	-	-	1Д-630-90	4	KRS150-400	1
	ДЕ 10/14 ГМ	1	-	-	200 Д-90	1	K200-150-400	1
ВК Молодежная	ТВГ-8М	3	-	-	1Д 315/71	1	К 80-50-200	2
	-	-	-	-	1Д 315-71А	2		
ВК Левшино	ДКВР-10-13	2	-	-	К100-65-250А	1		
			-	-	1Д630-90а	2	WILO BL 32/170	2
ВК ПДК	ДЕ 6,5/13	1	ПП2-6-2-II	1	1Д315-71	2		
	КЕ 10/14	1	ПВ325х4000	4	200 Д -90 Б	2	К 80-50-200	1
	ДКВР 6,5/13	1	ПВ630х4000	2	К100-65-250а	1	К 80-65-160	1
ВК Заозерье	КСВ-2ГМ	2	ПВ2219 2000	8	-	-		
	КВЖ-5-115	1	ПП325 3000	2	6НДВ-Б	1	К 20/30	2
	ПКГМ-4	1	-	-	1Д200-90	1	2KM6	1
	Е 1/9	2	-	-	Д200	1		
ВК Запруд	logano S82L	2	-	2	-			
	logano SK745	1	-		WILO il125/340-30/4	2	MHIL-503 MHIL-503-3	2
ВК Окуловская	ВГ-2,32-115	3	-	-			WILO IL40 150 IL3 2	1
	-	-	-	-	WILO BL 65/220- 30/2	2		
	-	-	-	-	К 100-65-200	1		
ВК Банная Гора	КВа-1,0Г	7	-	-	К80-65-160	1		
ВК ДИПИ	Братск -1Г	2	-	-	WILO IL 80/200-22/2	2		
	ВГ-1,16-115	2	-	-	К-100-65-200	2	К 20/30	1
ВК Каменского, 28а	КСВа-1,25Г	4	-	-	К 80-50-200а	1		
	-	-	-	-	КМ80-65-160	1		
ВК Пышминская	КВУ-400	2	-	-	К100-80-160	1	К65-50-160	2
	Братск1Г	1	-	-	КМ100-80-160	2		
ВК Подснежник	ТВ-061	2	-	-	К80-50-200	1		
					К80-65-160	1	К 8/18	1
ВК Брикетная	КВУ-400	1	-	-	К90/18	1		
	ТВ-047	1	-	-	К 80-50-200	3		
	-	-	-					
ВК Гор. Больница	ЭПЗ-100-И2	4	-	-	К80-65-160	1		
ВК Вышка-1	SLIM 1,490IN	2	-	-	КМ100-80-160а	1		
	-	-	-	-	Omega 5-140-2	1		
	-	-	-	-	5К-65-50-160	2		

Источник	Водогрейные и паровые котлы	Кол-во, шт	Паровые теплообменники	Кол-во, шт	Сетевые насосы	Кол-во, шт	Подпиточные насосы	Кол-во, шт
ВК Новые Ляды	ДЕ16/14 ГМ	1	-	-	TP 32-230/2 MG80A2	2	Grundfos JPBASIC 2PT	2
	ДКВР 10/13	1	-	-	WILO iI200/320-45/4	3	WILO mvi 114/pn6 3	1
	ДЕ 25/14 ГМ	1			WILO ni125/200-90-2-12	3	WILO iI65/120-3/2	2
	ДЕ 10/14 ГМ	1						

Таблица 2.3 – Структура основного оборудования источника ПМУП «ГКТХ»

Источник	Теплофикационное оборудование	Кол-во, шт	Теплообменники	Кол-во, шт	Сетевые насосы	Кол-во, шт	Подпиточные насосы	Кол-во, шт
ВК Вышка 2	ПТВМ-30М	2	-	-	1Д 900-63	1		
					Д630-90	4		
ВК Хабаровская, 36	-	-	14-273 4000P	4	-	-	-	-
ВК Г. Наумова, 18а	ВГ-1,16	2	ПВ-Z-12 219x4000	8	K290-30	3	K65-50-160	1
	КСВа-1,25	5					K65-50-160	1
ВК Лепешинской, 3	ВК-1,16-95	3	ПВ-Z-10 219x4000	7	K290/30	3	K65-50-160	1
	КСВа1,25ГС	4					-	КМ 100-80-160
ВК Криворожская, 36	КСВа-2,5	1	-	-	4Д315-50а	1	К 20/30	1
	КСВ а -2,5Гс	1	-	-	Д315-50а	1	К 65-50-125	2
	КВ-Г-2,5	1	-	-	-	-	К 65-50-125	1
ВК Чапаевский	ДЕ 16-14 ГМ	2	ПП-1-53-7-IV	4	1Д 200/90	2	К 80-50-200	2
			ПВ-2-14	8	ЦН-400-150	1	К 80-65-160	1
ВК Бахаревская, 53	Самодельный	2	-	-	КМ-100-65-200	3	К 8/18	1
							К 20/30	1
ВК Чусовская, 27	КВ-Г-1,25	1	-	-	К100-65-200	2	WILO MHIL 303	2
	КВ-Г-0,63	1	-	-	WILO IL 5,0/2	1		
ВК Б. Революции, 151	Урал-0,34РТ	2	-	-	К 80-50-200	1	К 8/18	1
	Энергия-3	1	-	-	1К 20/30	2		
ВК Лесопарковая, 6	КВ-Г- 0,63-95	2	ТИЖ-0,18	1	WILO IL 65/150- 5,5/2	2	WILO IPL 65/150-0.75/4	2
ВК Белозерская, 48	TURBOMAT RN-HD	1	-	-	WILO IPL 65/115-15/2	4	WILO MHI 1604	1
	TURBOMAT RN	1	-	-	WILO IPL 150/360	1		
ВК Хабаровская, 139	КВ-ГМ-4,4	4	-	-	WILO Cronoline- IL 100/190 30/2	4	WILO MHI 405-1/E/3	2
					WILO Cronoline-IL 150/320-37/4	2	WILO IL 40/160-4/2	1

Структура основного оборудования источника ВК-5, владелец ООО «Тепловая станция Кондратово», приведена в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Структура основного оборудования источника ВК-5

Источник	Теплофикационное оборудование	Кол-во, шт	Сетевые насосы	Кол-во, шт	Подпиточные насосы	Кол-во, шт
ВК-5	КВГМ-100	4	Д 1250 – 125	5	К 45/30	2
	ДЕ-25-14ГМ	2	СЭ 800 – 100	2	К 90/55А	2
	ДЕВ-25-14ГМ	1	НКУ-250	3		

Структура основного оборудования источника ВК-2, владелец ООО «СпецСтройМонтаж», приведена в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Структура основного оборудования источника ВК-2

Наименование оборудования	Тип, марка	Количество, шт.
Водогрейные котел	ПТВМ-50	3
Водогрейные котел	КВГМ-100	3
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 прочих источников представлена 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 Искра	ПТВМ-30	2	ПСВ-63-7-15	3	Д630-90-УХЛ4	2
	ДКВР-10/13	2			1D1600	1
	ДЕ-10/14	1			НЦ-400	1
ВК Пермский картон	ГМ-50-1	3				
	ТВГМ-10	1				
	КМ-75-40ГМ	1				
ВК Биомед	ДЕ 16-14	2			Д315-70	4
	ДКВР 10-14	1			-	-
	ДЕ 25-14	1			-	-
ВК ПНИПУ	ДКВР-10-13	2	-	-	1Д500-63	2
	КВГМ-20-150	2	-	-	Д320	1
	-	-	-	-	ЦН 400-105	2
ВК Новомет-Пермь	ДЕ-25-01 ГМ	2			Д315-50А	1
	-	-	-	-	Д320-50	3
ВК ПЗСП	КВГМ-30-150	2	-	-	ЦН-400	3
	ДЕ-10-14	2	-	-	-	-
ВК Костычева, 9	Caldaie PED-900	3	-	-	TR-100	2
ВК Кавказская, 24	Lagano SK645, 500	2	-	-	UPS-65-180F	2
ВК Менжинского 36	ICI REX100	2	-	-	WILO IPL 65\145-5.5/2	2
ВК Делегатская, 34	UNIMAT UT-L30	2	-	-	IL 110	2
	UNIMAT UT-L38	1	-	-	IL 3	2
ВК ЧОС	КВ-ГМ-2.5-95	3	-	-	IL 80/220-30/2 WILO	3

Источник (балансодержатель)	Водогрейные и паровые котлы	Кол-во, шт.	Паровые теплообменники	Кол-во, шт.	Сетевые насосы	Кол-во, шт.
ВК Ива	Buderuslogano s825m 2500x10	2	-	-	Wilo il80/160-11/2	3
ВК ГУФСИН	КВГМ-2.5-115	3	-	-		

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 ПАО «Т Плюс» приведены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Параметры установленной тепловой мощности оборудования источников ПАО «Т Плюс»

Тип оборудования	Оборудование	Станционный номер	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
ПТЭЦ-6			
ТГ	P-25-29/1,2	2	135
ТГ	P-6-35/5	3	38,2
ТГ	P-6-35/5	4	32,5
ТГ	P-25-90/31	5	0
ВК	ПТВМ-100	1	100
ВК	ПТВМ-100	2	100
ВК	ПТВМ-100	3	100
ПКТ	E-160-1,4ГМ-250	6	88
РОУ	Редуцирующая установка	-	139,8
ПГУ-123	SGT-800, SST-600, КУ	6, 7, 8	82
Итого:			815,5
ЛВК-3			
ВК	КВГМ-100	1	100
ВК	КВГМ-100	2	100
ВК	КВГМ-100	3	100
ВК	КВГМ-100	6	100
ВК	КВГМ-100	7	100
Итого:			500
ПТЭЦ-9			
ТГ	ПТ-25-90/10	1	104,4
ТГ	ПТ-30-90/10	2	104,4
ТГ	P-25-90/18	3	164
ТГ	ПТ-65-130/13	6	139
ТГ	T-100/120-130-2	9	160
ТГ	P-50-130-1	10	188
ТГ	T-100/120-130-3	11	175
ВК	ПТВМ-100	1	100
ВК	ПТВМ-180	2	180
ВК	ПТВМ-180	3	180
КУ (ГТУ)	Ед-227/50-10,6/1,64- 515/291-15,1	12	46
С учетом вывода из эксплуатации паровой турбины P-50-130-1 ст. №10 (ТГ-10) с 01.10.2016 Итого:			1352,8
ПТЭЦ-13			
ТГ	P-6-35/5	2	35

Тип оборудования	Оборудование	Станционный номер	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
-	-	-	-
ТГ	ГТЭ-16ПА	4	0
ВК	ПТВМ-100	6	100
ВК	ПТВМ-100	7	100
ВК	К-20-150Н	12	19,4
РОУ	Редуцирующая установка	-	7
С учетом вывода из эксплуатации ТГ-3 с 01.02.2016 Итого:			261,4
ВК-20			
ПКТ	ДЕ-10-14	8	5,6
ПКТ	ДЕ-10-14	9	5,6
ПКТ	ДЕ-25-14ГМ	10	14
ПКТ	ДЕ-25-14ГМ	11	14
Итого:			39,2
ПТЭЦ-14			
ТГ	ПТ-60-130/13	1	139
ТГ	Т-35/55-1,6	2	100
ТГ	Р-50-130	3	188
ТГ	ПТ-135/165-130/15	4	307
ТГ	Т-50-130	5	95
ВК	ПТВМ-100	1	100
ВК	КВГМ-100	2	100
ВК	КВГМ-100	3	100
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

Станционный №	Тип подогревателя	Номинальное давление пара/воды, кгс/см ²	Расход воды, т/ч	Максимальный нагрев воды, °С
ПТЭЦ-6				
1	ПСВ-500-3-23	2/23	1150	50
2	ПСВ-500-3-23	2/23	1150	50
3	ПСВ-500-3-23	2/23	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

Станционный №	Тип подогревателя	Номинальное давление пара/воды, кгс/см ²	Расход воды, т/ч	Максимальный нагрев воды, °С
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
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» приведены в таблице 2.9.

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

Источник	Теплофикационное оборудование	Установленная тепловая мощность оборудования	Кол-во единиц оборудования, шт.	Итого по оборудованию, Гкал/ч	Итого по источнику, Гкал/ч
ВК Кислотные Дачи	ПТВМ-30М-4	30 Гкал/ч	3	90	96.7
	ДЕ 10/14 ГМ	10 т/ч	1	6.7	
ВК Молодежная	ТВГ-8М	8 Гкал/ч	3	24	24
ВК Левшино	ДКВР-10-13	7,6 Гкал/час	2	15,2	15.2
ВК ПДК	ДЕ 6,5/13	6,5 т/ч	1	4.16	15.26
	КЕ 10/14	6,7 Гкал/час	1	6.7	
	ДКВР 6,5/13	4,4 Гкал/час	1	4.4	
ВК Заозерье	КСВ-2ГМ	1,72 Гкал/ч	2	3.44	11.58
	КВЖ-5-115	4,3 Гкал/ч	1	4.3	
	ПКГМ-4	2,5 Гкал/ч	1	2.5	
	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 Окуловский	ВГ-2,32-115	2 Гкал/ч	3	6	6
ВК Банная Гора	КВа-1,0Г	0,83	7	5.81	5.81

Источник	Теплофикационное оборудование	Установленная тепловая мощность оборудования	Кол-во единиц оборудования, шт.	Итого по оборудованию, Гкал/ч	Итого по источнику, Гкал/ч
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
ВК Новые Ляды	ДЕ16/14 ГМ	10,7 Гкал/час	1	10,7	40.9
	ДЕ25/14 ГМ	16,8 Гкал/час	1	16,8	
	ДЕ10/14 ГМ	6,7 Гкал/час	1	6,7	
	ДКВР 10/13	6,7 Гкал/час	1	6,7	

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

Таблица 2.10 – Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки источников ПМУП «ГКТХ»

Источник	Теплофикационное оборудование	Кол-во единиц оборудования, шт.	Установленная тепловая мощность оборудования	Итого по оборудованию, Гкал/ч	Итого по источнику, Гкал/ч
ВК Вышка 2	ПТВМ-30М	2	30 Гкал/ч	60	60
ВК Хабаровская, 139	КВ-ГМ-4,4	8	3,78 Гкал/ч	30,24	30.42
ВК Хабаровская, 36	-	-	-	-	
ВК Г. Наумова,18а	ВГ-1,16	2	1,075 Гкал/ч	2,15	7.55
	КСВа-1,25	5	1,08 Гкал/ч	5,4	
ВК Лепешинской,3	ВК-1,16-95	3	1 Гкал/ч	3	7.32
	КСВа1,25ГС	4	1,08 Гкал/ч	4,32	
ВК Криворожская,36	КСВа-2,5	1	2,15 Гкал/ч	2,15	6.45
	КСВ а -2,5Гс	1	2,15 Гкал/ч	2,15	
	КВ-Г-2,5	1	2,15 Гкал/ч	2,15	
ВК Чапаевский	ДЕ 16-14 ГМ	2	16 т/ч	21,4	21.4
ВК Бахаревская,53	Самодельный	2	0,6 Гкал/ч	1,8	1.8
ВК Чусовская, 27	КВ-Г-1,25	1	1,29 Гкал/ч	1,29	1.76
	КВ-Г-0,63	1	0,47 Гкал/ч	0,47	
ВК Б. Революции, 151	Урал-0,34РТ	2	0,29 Гкал/ч	0,58	0.87
	Энергия-3	1	0,29 Гкал/ч	0,29	
ВК Лесопарковая,6	КВ-Г- 0,63-95	2	0,54 Гкал/ч	1,08	1.08
ВК Белозерская, 48	TURBOMAT RN-HD	1	1,72 Гкал/ч	1,72	6.02
	TURBOMAT RN	1	4,3 Гкал/ч	4,3	

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	Кол-во единиц оборудования, шт.	Установленная тепловая мощность оборудования	Итого по оборудованию, Гкал/ч	Итого по источнику, Гкал/ч
ВК-5	КВГМ-100	4	100 Гкал/ч	400	447
	ДЕ-25-14ГМ	2	25 т/ч на собственные нужды	32	
	ДЕВ-25-14ГМ	1	15 Гкал/ч	15	
ВК-2	ПТВМ-50	3	50 Гкал/ч	150	450
	КВГМ-100	3	100 Гкал/ч	300	
ВК Пермский картон	ГМ-50-1	3	-	-	60
	ТВГМ-10	1	30 Гкал/ч	30	
	КМ-75-40ГМ	1	30 т/ч	30	
ВК ПНИПУ	ДКВР-10-13	2	9 Гкал/ч	18	58
	КВГМ-20-150	2	20 Гкал/ч	40	
ВК Искра	ПТВМ-30	2	30 Гкал/ч	60	80.1
	ДКВР-10/13	2	10 т/ч	13,4	
	ДЕ-10/14	1	10 т/ч	6,7	
ВК ПЗСП	КВГМ-30-150	2	30 Гкал/ч	60	70
	ДЕ-10-14	2	10 т/ч	10	
	КСВа1,25ГС	4	1,08 Гкал/ч	4,32	
ВК Новомет-Пермь	ДЕ-25-01 ГМ	2	25 т/ч	22,8	22.8
ВК Биомед	ДЕ 16-14	2	16 т/ч	21,4	44.9
	ДКВР 10-14	1	10 т/ч	6,7	
	ДЕ 25-14	1	25 т/ч	16,8	
ВК Костычева, 9	Caldaie PED-900	3	0,9 Гкал/ч	2,7	2.7
ВК Ива	Buderuslogano s825m 2500x10	2	2,15 Гкал/ч	4,3	4.3
ВК Кавказская, 24	Lagano SK645, 500	2	0,43 Гкал/ч	0,86	0.86
ВК Менжинского, 36	ICI REX100	2	0,86 Гкал/ч	1,72	1.72
ВК Делегатская, 34	UNIMAT UT-L30	2	3,44 Гкал/ч	6,88	12.04
	UNIMAT UT-L38	1	5,16 Гкал/ч	5,16	
ВК ЧОС	КВГМ-2.5-95	3	2.15 Гкал/ч	6.45	6.45
ВК ГУФСИН	КВГМ-2.5-115	3	2,5 Гкал/ч	7.5	7.5

в) Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Заявленные владельцами источников тепла ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности источников ПАО «Т Плюс» приведены в таблице 2.12.

Таблица 2.12 – Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности источников ОАО «ПАО Т Плюс»

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	59,89	1224,81
ПТЭЦ-13	0,00	36,20	225,20
ВК-20	31,70	0,00	8,34

Источник	Существующие ограничения, Гкал/ч	Существующая располагаемая мощность в паре, Гкал/ч	Существующая располагаемая мощность в сетевой воде, Гкал/ч
ПТЭЦ-14	200,00	167,00	574,00

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

Таблица 2.13 – Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности источников ООО «ПСК»

Источник	Существующие ограничения, Гкал/ч	Существующая располагаемая мощность в сетевой воде, Гкал/ч	Существующая располагаемая мощность в паре, Гкал/ч	Итого по источнику, Гкал/ч
ВК Кислотные Дачи	36.7	60	-	60
ВК Молодежная	-	24	-	24
ВК Левшино	-	15,2	-	15.2
ВК ПДК	-	15,26	-	15.26
ВК Заозерье	-	11.58	-	11.58
ВК Запруд	-	8,43	-	8.43
ВК Окуловский	-	6	-	6
ВК Банная Гора	-	5,81	-	5,81
ВК ДИПИ	-	3,7	-	3.7
ВК Каменского, 28а	-	4,32	-	4.32
ВК Пышминская	-	1,41	-	1.41
ВК Подснежник	-	1,22	-	1.22
ВК Брикетная	-	1,4	-	1.4
ВК Гор. Больница	-	0,344	-	0.344
ВК Вышка-1	-	0,082	-	0.082
ВК Новые Ляды	-	40,9	-	40.9

Ограничения тепловой мощности котельной ВК Кислотные Дачи объемом 36.7 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 источников ПМУП «ГКТХ» приведены в таблице 2.14.

Таблица 2.14 – Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности источников ПМУП «ГКТХ»

Источник	Существующие ограничения, Гкал/ч	Существующая располагаемая мощность в сетевой воде, Гкал/ч	Существующая располагаемая мощность в паре, Гкал/ч	Итого по источнику, Гкал/ч
ВК Вышка 2	3,4	56,6	-	56,6
ВК Хабаровская, 139	4,67	25.57	-	25,57
ВК Хабаровская, 36	-	-	-	-
ВК Г. Наумова, 18а	-	7,55	-	7,55

Источник	Существующие ограничения, Гкал/ч	Существующая располагаемая мощность в сетевой воде, Гкал/ч	Существующая располагаемая мощность в паре, Гкал/ч	Итого по источнику, Гкал/ч
ВК Лепешинской,3	-	7,32	-	7,32
ВК Криворожская,36	-	6,45	-	6,45
ВК Чапаевский	-	21,4	-	21,4
ВК Бахаревская,53	-	0,7	-	0,7
ВК Чусовская, 27	-	1,76	-	1,76
ВК Б. Революции, 151	-	0,87	-	0,87
ВК Лесопарковая,6	-	1,08	-	1,08
ВК Белозерская, 48	-	6,02	-	6,02

Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности прочих источников приведены в таблице 2.15.

Таблица 2.15 – 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	Итого по источнику, Гкал/ч
ВК-2	-	-	450	450
ВК-5	-	29	382	411
ВК Искра	1.39	18.71	60	78.71
ВК Пермский картон	-	0	60	60
ВК Биомед	2,694	27,2	15	15
ВК ПНИПУ	3,48	-	54,52	54,52
ВК Новомет-Пермь	-	-	22,8	22,8
ВК ПЗСП	13,6	3,4	48	48
ВК Костычева, 9	-	-	2,7	2,7
ВК ЧОС	-	-	6.45	6.45
ВК ГУФСИН	5	-	2,5	2,5
ВК Делегатская, 34	-	-	12.04	12.04
ВК Ива	-	-	4.3	4.3

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 ПАО «Т Плюс» приведен в таблице 2.16.

Таблица 2.16 – Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды, параметры тепловой мощности нетто по источникам ПАО «Т Плюс»

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

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,
ПТЭЦ-9	12,14	4,08	58,30	0,19	1208,59	1,40
ПТЭЦ-13	2,50	0,20	7,40	0,00	222,50	28,80
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

С «уходом» ключевого парового потребителя по пару 15ата, тепловая мощность источников на ТЭЦ-9 (противодавление ТГ-3 и П-отбор ТГ-6) перераспределяются на пиковые бойлера 1-й и 2-й бойлерных. Кроме того, планируется вывод из эксплуатации ТГ-10 ввиду не востребованности пара 15 ата. Таким образом, увеличивается тепловая мощность в сетевой воде.

Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды, параметры тепловой мощности нетто по источникам ООО «ПСК» приведен в таблице 2.17.

Таблица 2.17 – Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды, параметры тепловой мощности нетто по источникам ООО «ПСК»

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
ВК Кислотные Дачи	3.42	0	0	0	56.58	0
ВК Молодежная	0.29	0	0	0	23.71	0
ВК Левшино	0.2	0	0	0	15	0
ВК ПДК	0.67	0	0	0	14.59	0
ВК Заозерье	0.57	0	0	0	11.01	0
ВК Запруд	0.19	0	0	0	8.24	0
ВК Окуловский	0.05	0	0	0	5.95	0
ВК Банная Гора	0.09	0	0	0	5.72	0
ВК ДИПИ	0.06	0	0	0	3.64	0
ВК Каменского, 28а	0.03	0	0	0	4.29	0
ВК Пышминская	0.04	0	0	0	1.37	0
ВК Подснежник	0.03	0	0	0	1.19	0
ВК Брикетная	0.04	0	0	0	1.36	0
ВК Гор. Больница	0.024	0	0	0	0.32	0
ВК Вышка-1	0.002	0	0	0	0.08	0
ВК Новые Ляды	1.39	0	0	0	39.51	0

Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды, параметры тепловой мощности нетто по источникам ПМУП «ГКТХ» приведен в таблице 2.18.

Таблица 2.18 – Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды, параметры тепловой мощности нетто по источникам ПМУП «ГКТХ»

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
ВК Вышка 2	0,29	-	-	-	56,31	-
ВК Хабаровская, 139	0,04	-	-	-	25,57	-
ВК Хабаровская, 36	-	-	-	-	-	-
ВК Г. Наумова,18а	0,02	-	-	-	7,53	-
ВК Лепешинской,3	0,01	-	-	-	7,31	-
ВК Криворожская,36	0,02	-	-	-	6,43	-
ВК Чапаевский	0,2	-	-	-	21,2	-
ВК Бахаревская,53	0,01	-	-	-	0,69	-
ВК Чусовская, 27	0,01	-	-	-	1,75	-
ВК Б. Революции, 151	0,002	-	-	-	0,83	-
ВК Лесопарковая,6	0,001	-	-	-	1,08	-
ВК Белозерская, 48	0,01	-	-	-	6,01	-

Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды, параметры тепловой мощности нетто по ВК-5 приведен в таблице 2.19.

Таблица 2.19 – Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды, параметры тепловой мощности нетто по ВК-5

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
ВК-5	0,9	0,06	0,9	0	365	27,3

Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды, параметры тепловой мощности нетто по ВК Искра приведен в таблице 2.20.

Таблица 2.20 – Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды, параметры тепловой мощности нетто по ВК Искра

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
ВК Искра	0	0	0.403	0.014	60	18.71

Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды, параметры тепловой мощности нетто по ВК ЧОС приведен в таблице 2.21.

Таблица 2.21 – Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды, параметры тепловой мощности нетто по ЧОС

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
ВК ЧОС	0,00005	-	-	-	6.45	-

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 ПАО «Т Плюс» приведены в таблице 2.22.

Таблица 2.22 – Года ввода в эксплуатацию оборудования источников ПАО «Т Плюс»

Тип оборудования	Оборудование	Станционный номер	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию
ПТЭЦ-6				
ТГ	Р-25-29/1,2	2	135	01.08.1943
ТГ	Р-6-35/5	3	38.2	01.12.1958
ТГ	Р-6-35/5	4	32.5	01.06.1959
ТГ	Р-25-90/31	5	0	01.03.1959
ВК	ПТВМ-100	1	100	1964
ВК	ПТВМ-100	2	100	1965
ВК	ПТВМ-100	3	100	1966
ПКТ	Е-160-1,4ГМ-250	6	88	2009
РОУ	Редуцирующая	-	139.8	

Тип оборудования	Оборудование	Станционный номер	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию
	установка			
ПГУ-123	SGT-800, SST-600, КУ	6, 7, 8	82	2013
ЛВК-3				
ВК	КВГМ-100	1	100	1982
ВК	КВГМ-100	2	100	1982
ВК	КВГМ-100	3	100	1983
ВК	КВГМ-100	6	100	1989
ВК	КВГМ-100	7	100	1989
ПТЭЦ-9				
ТГ	ПТ-25-90/10	1	104.4	01.03.1957
ТГ	ПТ-30-90/10	2	104.4	01.06.1957
ТГ	Р-25-90/18	3	164	01.12.1957
ТГ	ПТ-65-130/13	6	139	01.12.1960
ТГ	Т-100/120-130-2	9	160	01.12.1973
ТГ	Р-50-130-1	10	188	01.12.1975
ТГ	Т-100/120-130-3	11	175	01.08.1978
ВК	ПТВМ-100	1	100	1969
ВК	ПТВМ-180	2	180	1971
ВК	ПТВМ-180	3	180	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	01.01.1962
ТГ	Р-12-35/5	3	51	01.06.1967
ТГ	ГТЭ-16ПА	4	0	01.04.2010
ВК	ПТВМ-100	6	100	1968
ВК	ПТВМ-100	7	100	1983
ВК	К-20-150Н	12	19.4	2010
РОУ	Редуцирующая установка	-	7	
ВК-20				
ПКТ	ДЕ-10-14	8	5.6	1995
ПКТ	ДЕ-10-14	9	5.6	1995
ПКТ	ДЕ-25-14ГМ	10	14	1996
ПКТ	ДЕ-25-14ГМ	11	14	1996
ПТЭЦ-14				
ТГ	ПТ-60-130/13	1	139	12.01.1966
ТГ	Т-35/55-1,6	2	100	16.06.2008
ТГ	Р-50-130	3	0	26.06.1967
ТГ	ПТ-135/165-130/15	4	307	31.10.1977
ТГ	Т-50-130	5	95	29.06.1979
ВК	ПТВМ-100	1	100	1968
ВК	КВГМ-100	2	100	1977
ВК	КВГМ-100	3	100	1990

Года ввода в эксплуатацию оборудования источников ООО «ПСК» приведены в таблице 2.23.

Таблица 2.23 – Года ввода в эксплуатацию оборудования источников ООО «ПСК»

Источник	Теплофикационное оборудование	Установленная тепловая мощность оборудования	Год ввода	Дата последнего освидетельствования	Срок освидетельствования
ВК Кислотные Дачи	ПТВМ-30М-4	30 Гкал/ч	1981,1985, 1986	09.2015	2019; 2030
	ДЕ 10/14 ГМ	10 т/ч	1989	03.2015	2019
ВК Молодежная	ТВГ-8М	8 Гкал/ч	1982; 1984	06.2012	2016
ВК Левшино	ДКВР-10-13	7,6 Гкал/час	1973; 1975	10.2015	2019
ВК ПДК	ДЕ 6,5/13	6,5 т/ч	1996	—	
	КЕ 10/14	6,7 Гкал/час	1989	—	
	ДКВР 6,5/13	4,4Гкал/час	2009	—	
ВК Заозерье	КВ-М-2,0-115	1,72 Гкал/ч	2012	—	
	КВЖ-5-115	4,1 Гкал/ч	1998	—	
	ПКГМ-4	2,4 Гкал/ч	1986	10.2015	2019
	Е 1/9	1 т/ч	2009;2010	—	2029; 2030
ВК Запруд	logano S82L	3,61 Гкал/ч	2011	—	
	logano SK745	1,21 Гкал/ч	2011	—	
ВК Окуловский	ВГ-2,32-115	2 Гкал/ч	1995	10.2015	2019
ВК Банная Гора	КВа-1,0Г	0,83	1985	10.2015	2019
ВК ДИПИ	Братск -1Г	0,85 Гкал/ч	1985	10.2015	2019
	ВГ-1,16-115	1 Гкал/ч	1985	10.2015	2019
ВК Каменского, 28а	КСВа-1,25Г	1,08 Гкал/ч	1996	—	
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 Новые Ляды	ДЕ16/14 ГМ	10,7 Гкал/час	1994	08.2013	2017
	ДЕ25/14 ГМ	16,8 Гкал/час	1984	11.2012	2016
	ДЕ10/14 ГМ	6,7 Гкал/час	1987	08.2015	2019
	ДКВР 10/13	6,7 Гкал/час	1983	07.2012	2016

Года ввода в эксплуатацию оборудования источников ПМУП «ГКТХ» приведены в таблице 2.24.

Таблица 2.24 – Года ввода в эксплуатацию оборудования источников ПМУП «ГКТХ»

Источник	Теплофикационное оборудование	Установленная тепловая мощность оборудования	Год ввода	Дата последнего освидетельствования	Срок освидетельствования
ВК Вышка 2	ПТВМ-30М	30	1972	21.11.2014	21.11.2018

Источник	Теплофикационное оборудование	Установленная тепловая мощность оборудования	Год ввода	Дата последнего освидетельствования	Срок освидетельствования
	ПТВМ-30М	30	1972	10.11.2014	10.11.2018
ВК Хабаровская, 139	КВ-ГМ-4,4 (ст №1)	3,78 Гкал/ч	2010	01.07.15	01.07.16
	КВ-ГМ-4,4 (ст №2)	3,78 Гкал/ч	2010	01.07.15	01.07.16
	КВ-ГМ-4,4 (ст №3)	3,78 Гкал/ч	2010	01.07.15	01.07.16
	КВ-ГМ-4,4 (ст №4)	3,78 Гкал/ч	2010	01.07.15	01.07.16
	КВ-ГМ-4,4 (ст №5)	3,78 Гкал/ч	2008	01.06.15	01.06.16
	КВ-ГМ-4,4 (ст №6)	3,78 Гкал/ч	2008	01.06.15	01.06.16
	КВ-ГМ-4,4 (ст №7)	3,78 Гкал/ч	2008	01.06.15	01.06.16
КВ-ГМ-4,4 (ст №8)	3,78 Гкал/ч	2008	01.06.15	01.06.16	
ВК Хабаровская, 36	-	-	-	-	-
ВК Г. Наумова, 18а	ВГ-1,16	1,075 Гкал/ч	1995	01.06.15	01.06.16
	ВГ-1,16	1,075 Гкал/ч	1995	01.06.15	01.06.16
	КСВа-1,25	1,08 Гкал/ч	1996	01.06.15	01.06.16
	КСВа-1,25	1,08 Гкал/ч	1996	01.06.15	01.06.16
	КСВа-1,25	1,08 Гкал/ч	1996	01.06.15	01.06.16
	КСВа-1,25	1,08 Гкал/ч	2016	01.06.15	01.06.16
	КСВа-1,25	1,08 Гкал/ч	2015	01.06.15	01.06.16
ВК Лепешинской, 3	ВГ-1,16-95	1,0 Гкал/ч	1995	01.06.15	01.06.16
	ВГ-1,16-95	1,0 Гкал/ч	1995	01.06.15	01.06.16
	ВГ-1,16-95	1,0 Гкал/ч	1995	01.06.15	01.06.16
	КСВа 1,25 ГС	1,08 Гкал/ч	1994	01.06.15	01.06.16
	КСВа 1,25 ГС	1,08 Гкал/ч	1994	01.06.15	01.06.16
	КСВа 1,25 ГС	1,08 Гкал/ч	1995	01.06.15	01.06.16
	КСВа 1,25 ГС	1,08 Гкал/ч	1995	01.06.15	01.06.16
ВК Криворожская, 36	КВ-Г-2,5	2,15 Гкал/ч	2010	-	-
	КСВа-2,5 Гс	2,15 Гкал/ч	1996	25.05.15	25.05.16
	КСВа-2,5 Гс	2,15 Гкал/ч	1996	25.05.15	25.05.16
	КСВа-2,5	2,15 Гкал/ч	1996	25.05.15	25.05.16
ВК Чапаевский	ДЕ 16-14 ГМ	10,7 Гкал/ч	1994	08.08.15	08.08.16
	ДЕ 16-14 ГМ	10,7 Гкал/ч	1994	15.06.15	04.07.16
ВК Бахаревская, 53	Самодельный № 1	0,6 Гкал/ч	1989	03.06.15	07.06.16
	Самодельный № 2	0,6 Гкал/ч	1989	03.06.15	07.06.16
ВК Чусовская, 27	КВ-Г-1.25	1,29 Гкал/ч	2007	10.07.15	10.07.16
	КВ-Г-0,63	0,54 Гкал/ч	2007	10.07.15	10.07.16
ВК Б. Революции, 151	Урал 0,34 РТ	0,29 Гкал/ч	1997	01.07.15	01.07.16
	Урал-0,34 РТ	0,29 Гкал/ч	1997	01.07.15	01.07.16
	Энергия-3	0,29 Гкал/ч	1997	-	-
ВК Лесопарковая, 6	КВ-Г-0,63-95	0,54 Гкал/ч	2005	01.07.15	01.07.16
	КВ-Г-0,63-95	0,54 Гкал/ч	2005	01.07.15	01.07.16
ВК Белозерская, 48	TURBOMAT RN-HD	1,72 Гкал/ч	2001	20.08.15	31.05.16
	TURBOMAT RN	4,3 Гкал/ч	2001	20.08.15	31.05.16

Дата ввода в эксплуатацию и срок освидетельствования оборудования источника ВК-2 приведены в таблице 2.25.

Таблица 2.25 – Дата ввода в эксплуатацию и срок освидетельствования оборудования источника ВК-2

Тип оборудования	Марка	Год ввод	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 2.26.

Таблица 2.26 – Дата ввода в эксплуатацию и срок освидетельствования оборудования источника ВК-5

Теплофикационное оборудование	Установленная тепловая мощность оборудования	Год ввода	Дата последнего освидетельствования	Срок освидетельствования
КВГМ-100 №3	100 Гкал/ч	1983	12.2015	4 года
КВГМ-100 №4	100 Гкал/ч	1984	06.2014	2 года
КВГМ-100 №5	100 Гкал/ч	1989	05.2014	4 года
КВГМ-100 №7	100 Гкал/ч	2000	НО, ВО, ГИ 05.2012	4 года
ДЕ-25-14ГМ №1	25 т/ч	1989	09.2013	4 года
паровой котел, переведенный в водогрейный режим работы ДЕВ-25-14ГМ №2	15 Гкал/ч	1983	10.2012	4 года
ДЕ-25-14ГМ №6	25 т/ч	1989	08.2013	4 года

Дата ввода в эксплуатацию и срок освидетельствования оборудования источника ВК Искра приведены в таблице 2.27.

Таблица 2.27 – Дата ввода в эксплуатацию и срок освидетельствования оборудования источника ВК Искра

Теплофикационное оборудование	Установленная тепловая мощность оборудования	Год ввода	Дата последнего освидетельствования	Срок освидетельствования
ПТВМ-30 №1	30 Гкал/ч	2014	2014	2034
ПТВМ-30 №2	30 Гкал/ч	1969	2012	2016
ДКВР-10/13 №3	10 т/ч	1963	2013	2017
ДКВР-10/13 №5	10 т/ч	1961	2013	2017
ДЕ-10/14 №4	10 т/ч	1993	2015	2019

Год очередной экспертизы промышленной безопасности оборудования источника ВК НПО БИОМЕД приведен в таблице 2.28.

Таблица 2.28 – Год очередной экспертизы промышленной безопасности оборудования источника ВК НПО БИОМЕД

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

Год ввода в эксплуатацию котлоагрегатов ВК ПНИПУ приведен в таблице 2.29.

Таблица 2.29 – Год ввода в эксплуатацию котлоагрегатов ВК ПНИПУ

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

Год ввода в эксплуатацию котлоагрегатов ВК ПЗСП приведен в таблице 2.30.

Таблица 2.30 – Год ввода в эксплуатацию котлоагрегатов ВК ПЗСП

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

Год ввода в эксплуатацию котлоагрегатов ВК Костычева, 9 приведен в таблице 2.31.

Таблица 2.31 – Год ввода в эксплуатацию котлоагрегатов ВК Костычева, 9

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

Год ввода в эксплуатацию котлоагрегатов ВК Кавказская, 24 приведен в таблице 2.32.

Таблица 2.32 – Год ввода в эксплуатацию котлоагрегатов ВК Кавказская, 24

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

Год ввода в эксплуатацию котлоагрегатов ВК Менжинского, 36 приведен в таблице 2.33.

Таблица 2.33 – Год ввода в эксплуатацию котлоагрегатов ВК Менжинского, 36

Тип оборудования	ICI REX100	ICI REX100
Год ввода	2013	2013

Год ввода в эксплуатацию котлоагрегатов ВК Делегатская, 34 приведен в таблице 2.34.

Таблица 2.34 – Год ввода в эксплуатацию котлоагрегатов ВК Делегатская, 34

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

Год ввода в эксплуатацию котлоагрегатов ВК Ива приведен в таблице 2.35.

Таблица 2.35 – Год ввода в эксплуатацию котлоагрегатов ВК Ива

Тип оборудования	BuderusLogano s852 v 2500x10
Год ввода	2011

Год ввода в эксплуатацию котлоагрегатов ВК ЧОС приведен в таблице 2.36.

Таблица 2.36 – Год ввода в эксплуатацию котлоагрегатов ВК ЧОС

Источник	Теплофикационное оборудование	Установленная тепловая мощность оборудования	Год ввода	Дата последнего освидетельствования	Срок освидетельствования
----------	-------------------------------	--	-----------	-------------------------------------	--------------------------

Источник	Теплофикационное оборудование	Установленная тепловая мощность оборудования	Год ввода	Дата последнего освидетельствования	Срок освидетельствования
ВК ЧОС	КВ-ГМ-2.5-95	6.45	2013	декабрь 2014г. после реконструкции	Не поднадзорна

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 насосов №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 котельных ООО «ПСК» приведена в таблице 2.37.

Таблица 2.37 – Среднегодовая загрузка оборудования котельных ООО «ПСК»

Источник теплоснабжения	Среднегодовая загрузка оборудования, %			
	2012	2013	2014 (сентябрь-декабрь)	2015
ВК Кислотные Дачи	Данные отсутствуют		40	44.4
ВК Молодежная			60	60
ВК Левшино			95	95
ВК ПДК			75	75
ВК Заозерье			50	50
ВК Запруд			65	65
ВК Окуловский			60	60
ВК Банная Гора			65	65

Источник теплоснабжения	Среднегодовая нагрузка оборудования, %			
	2012	2013	2014 (сентябрь-декабрь)	2015
ВК ДИПИ			55	55
ВК Каменского, 28а			40	40
ВК Пышминская			50	50
ВК Подснежник			25	20
ВК Брикетная			20	20
ВК Гор. Больница			50	50
ВК Вышка-1			99	99
ВК Новые Ляды			50	50

Среднегодовая нагрузка оборудования котельных ПМУП «ГКТХ» приведена в таблице 2.38.

Таблица 2.38 – Среднегодовая нагрузка оборудования котельных ПМУП «ГКТХ»

Источник	Среднегодовая нагрузка оборудования, %			
	2012	2013	2014	2015
ВК Вышка 2			69,3	70
ВК Хабаровская, 139			70	70
ВК Хабаровская, 3б			-	-
ВК Г. Наумова, 18а			59	58,9
ВК Лепешинской, 3			48,24	48
ВК Криворожская, 3б			63,6	63
ВК Чапаевский			10	10
ВК Бахаревская, 53			33,3	33
ВК Чусовская, 27			37,4	37
ВК Б. Революции, 151			3	3
ВК Лесопарковая, 6			41,9	41,9
ВК Белозерская, 48			30,6	30

Среднегодовая нагрузка оборудования источников ПАО «Т Плюс» определена коэффициентами использования установленной тепловой мощности, приведена в таблице 2.39.

Таблица 2.39 – Среднегодовая нагрузка оборудования источников ПАО «Т Плюс»

Источник теплоснабжения	КИУМ (тепловой), %		
	2013 г.	2014 г.	2015 г.
ПТЭЦ-6	28.66	31.30	29.60
ЛВК-3	21.5	27.17	22.27
ПТЭЦ-9	28.85	29.57	24.75
ПТЭЦ-13	18.5	19.42	17.89
ВК-20	9.7	11.14	10.06
ПТЭЦ-14	13.88	14.50	13.42

Среднегодовая нагрузка оборудования прочих источников приведена в таблице 2.40.

Таблица 2.40 – Среднегодовая нагрузка оборудования прочих источников

Источник	Среднегодовая нагрузка оборудования, %			
	2012	2013	2014	2015
ВК-5	13,9	13,0	14,5	8,5
ВК Искра	15	14	14,5	14
ВК ЧОС	-	30-60	30-60	30-60

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

и) Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

По всем источникам ПАО «Т Плюс» 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 2.41 - Перечень целевых показателей эффективности котельных ООО «ПСК»

	ВК Кислотные Дачи		2014 сентябрь-декабрь	2015
1	Установленная тепловая мощность	МВт	112.46	112.46
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	60	60
3	Потери установленной тепловой мощности	%	37.95	37.95
4	Средневзвешенный срок службы	лет	31	32
5	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	160.5	157.9
6	Собственные нужды	Гкал/ч	1.019	0.969
7	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	165.1	167.1
8	Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	28.2	32.24
9	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	24.3	25.3
10	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	43.25	44.4
	ВК Молодежный		2014 сентябрь-декабрь	2015
1	Установленная тепловая мощность	МВт	27.912	27.912
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	24	24
3	Потери установленной тепловой мощности	%	0	0
4	Средневзвешенный срок службы	лет	32	33
5	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	160.47	160.5
6	Собственные нужды	Гкал/ч	0.065	0.073
7	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	162.2	162.44
8	Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	21.1	25.13
9	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	25	25
10	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	58	58

	ВК Левшино		2014 сентябрь-декабрь	2015
1	Установленная тепловая мощность	МВт	17.67	17.67
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	15.2	15.2
3	Потери установленной тепловой мощности	%	0	0
4	Средневзвешенный срок службы	лет	43	44
5	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	159.47	159.5
6	Собственные нужды	Гкал/ч	0.072	0.062
7	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	161.3	161.67
8	Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	24.3	31.25
9	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	40	40
10	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	90	90
	ВК ПДК		2014 сентябрь-декабрь	2015
1	Установленная тепловая мощность	МВт	17.75	17.75
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	15.26	15.26
3	Потери установленной тепловой мощности	%	0	0
4	Средневзвешенный срок службы	лет	19	20
5	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	182.18	181.75
6	Собственные нужды	Гкал/ч	0.205	0.28
7	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	188.2	189.79
8	Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	26.3	26.44
9	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	40	40
10	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	70.24	70.24
	ВК Заозерье		2014 сентябрь-декабрь	2015
1	Установленная тепловая мощность	МВт	13.46	13.46
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	11.58	11.58
3	Потери установленной тепловой мощности	%	0	0
4	Средневзвешенный срок службы	лет	25	26
5	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	176.95	177.46
6	Собственные нужды	Гкал/ч	0.105	0.28
7	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	186.3	185.28
8	Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	37.2	38.72
9	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	40	40
10	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	53	53
	ВК Запруд		2014 сентябрь-декабрь	2015
1	Установленная тепловая мощность	МВт	9.8	9.8
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	8.43	8.43
3	Потери установленной тепловой мощности	%	0	0
4	Средневзвешенный срок службы	лет	3	4

5	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	153.59	153.68
6	Собственные нужды	Гкал/ч	0.038	0.034
7	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	156.6	157.06
8	Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	25.5	30.9
9	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	40	40
10	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	58.8	58.8
	ВК Окуловский		2014 сентябрь-декабрь	2015
1	Установленная тепловая мощность	МВт	6.98	6.98
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	6	6
3	Потери установленной тепловой мощности	%	0	0
4	Средневзвешенный срок службы	лет	19	20
5	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	161.2	161.3
6	Собственные нужды	Гкал/ч	0.009	0.011
7	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	162.4	162.59
8	Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	28.3	33.12
9	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	40	40
10	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	63.4	63.4
	ВК Банная Гора		2014 сентябрь-декабрь	2015
1	Установленная тепловая мощность	МВт	6.75	6.75
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	5.81	5.81
3	Потери установленной тепловой мощности	%	0	0
4	Средневзвешенный срок службы	лет	21	22
5	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	158.09	158.1
6	Собственные нужды	Гкал/ч	0.019	0.016
7	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	160.8	160.73
8	Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	37.9	40.24
9	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	40	40
10	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	62.7	62.7
	ВК ДИПИ		2014 сентябрь-декабрь	2015
1	Установленная тепловая мощность	МВт	4.3	4.3
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	3.7	3.7
3	Потери установленной тепловой мощности	%	0	0
4	Средневзвешенный срок службы	лет	29	30
5	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	161.99	167.9
6	Собственные нужды	Гкал/ч	0.011	0.01
7	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	169.6	171.33
8	Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	43.4	56.66
9	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	40	40

10	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	47.3	47.3
	ВК Каменского,28а		2014 сентябрь-декабрь	2015
1	Установленная тепловая мощность	МВт	5.024	5.024
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	4.32	4.32
3	Потери установленной тепловой мощности	%	0	0
4	Средневзвешенный срок службы	лет	28	29
5	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	157.88	157.84
6	Собственные нужды	Гкал/ч	0.004	0.007
7	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	160.2	159.15
8	Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	32	34.74
9	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	40	40
10	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	36.3	36.3
	ВК Пышминская		2014 сентябрь-декабрь	2015
1	Установленная тепловая мощность	МВт	1.63	1.63
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	1.41	1.41
3	Потери установленной тепловой мощности	%	0	0
4	Средневзвешенный срок службы	лет	8	9
5	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	257.58	257.89
6	Собственные нужды	Гкал/ч	0.006	0.008
7	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	266.2	265.42
8	Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	47.9	59.77
9	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	40	40
10	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	42.5	42.5
	ВК Подснежник		2014 сентябрь-декабрь	2015
1	Установленная тепловая мощность	МВт	1.41	1.41
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	1.22	1.22
3	Потери установленной тепловой мощности	%	0	0
4	Средневзвешенный срок службы	лет	25	26
5	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	183.05	183.17
6	Собственные нужды	Гкал/ч	0.003	0.004
7	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	185.9	187.7
8	Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	63.9	88.45
9	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	40	40
10	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	19.2	10.2
	ВК Брикетная		2014 сентябрь-декабрь	2015
1	Установленная тепловая мощность	МВт	1.63	1.63
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	1.4	1.4
3	Потери установленной тепловой	%	0	0

	мощности			
4	Средневзвешенный срок службы	лет	19	20
5	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	259.51	259.77
6	Собственные нужды	Гкал/ч	0.003	0.004
7	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	268	268.21
8	Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	45.8	43.8
9	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	40	40
10	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	15.6	15.6
	ВК Гор. Больница		2014 сентябрь-декабрь	2015
1	Установленная тепловая мощность	МВт	0.4	0.4
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0.344	0.344
3	Потери установленной тепловой мощности	%	0	0
4	Средневзвешенный срок службы	лет	19	20
5	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	0	0
6	Собственные нужды	Гкал/ч	0.005	0.004
7	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	0	0
8	Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	975.3	1079.34
9	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	40	40
10	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	51.7	51.7
	ВК Вышка-1		2014 сентябрь-декабрь	2015
1	Установленная тепловая мощность	МВт	0.095	0.095
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0.082	0.082
3	Потери установленной тепловой мощности	%	0	0
4	Средневзвешенный срок службы	лет	9	10
5	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	163.42	163.83
6	Собственные нужды	Гкал/ч	0.001	0.001
7	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	170.6	172.09
8	Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	14.4	17.23
9	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	40	40
10	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	99	99
	ВК Новые Ляды		2014 сентябрь-декабрь	2015
1	Установленная тепловая мощность	МВт	47.56	47.56
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	40.9	40.9
3	Потери установленной тепловой мощности	%	0	0
4	Средневзвешенный срок службы	лет	24	25
5	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	156.88	157
6	Собственные нужды	Гкал/ч	0.19	0.178
7	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	162.7	161.22

8	Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	30.5	35.43
9	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	40	40
10	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	43.5	43.5

Таблица 2.42 - Перечень целевых показателей эффективности котельных ПМУП «ГКТХ»

	ВК Вышка 2		2014 сентябрь-декабрь	2015
1	Установленная тепловая мощность	МВт	69.78	69.78
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	58.4	58.4
3	Потери установленной тепловой мощности	%	9.9	9.6
4	Средневзвешенный срок службы	лет	42	43
5	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	159.6	159.6
6	Собственные нужды	Гкал/ч	0.29	0.29
7	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	162.37	162.37
8	Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	34.3	34.3
9	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	19	19
10	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	97.4	97.4
	ВК Хабаровская, 139		2014 сентябрь-декабрь	2015
1	Установленная тепловая мощность	МВт	35.17	35.17
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	19.79	19.79
3	Потери установленной тепловой мощности	%	10.2	9.9
4	Средневзвешенный срок службы	лет	6	7
5	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	152.93	152.93
6	Собственные нужды	Гкал/ч	0.04	0.04
7	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	153.95	153.95
8	Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	24.85	24.85
9	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	22	22
10	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	65.5	65.5
	ВК Наумова, 18а		2014 сентябрь-декабрь	2015
1	Установленная тепловая мощность	МВт	8.61	8.61
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	5.45	5.45
3	Потери установленной тепловой мощности	%	12.4	11.9
4	Средневзвешенный срок службы	лет	66	67
5	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	157.8	157.8
6	Собственные нужды	Гкал/ч	0.02	0.02
7	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	158.7	158.7
8	Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	25.9	25.9
9	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	40	40
10	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	73.7	73.7
	ВК Лепешинской, 3		2014 сентябрь-	2015

			декабрь	
1	Установленная тепловая мощность	МВт	8.51	8.51
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	5.36	5.36
3	Потери установленной тепловой мощности	%	14.1	14.4
4	Средневзвешенный срок службы	лет	58	59
5	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	157.2	157.2
6	Собственные нужды	Гкал/ч	0.01	0.01
7	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	158.1	158.1
8	Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	28.6	28.6
9	Удельный расход теплоносителя	м ³ /Гкал	38	38
10	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	73.2	73.2
	ВК Лесопарковой, 6		2014 сентябрь-декабрь	2015
1	Установленная тепловая мощность	МВт	1.26	1.26
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0.6	0.6
3	Потери установленной тепловой мощности	%	9	9.4
4	Средневзвешенный срок службы	лет	10	11
5	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	154.8	154.8
6	Собственные нужды	Гкал/ч	0.001	0.001
7	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	155.7	155.7
8	Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	39.1	39.1
9	Удельный расход теплоносителя	м ³ /Гкал	40	40
10	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	55.5	55.5
	ВК Б. Революции, 157		2014 сентябрь-декабрь	2015
1	Установленная тепловая мощность	МВт	0.01	0.01
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0.04	0.04
3	Потери установленной тепловой мощности	%	34.5	34.2
4	Средневзвешенный срок службы	лет	26	27
5	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	259.8	259.8
6	Собственные нужды	Гкал/ч	0.002	0.002
7	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	272.4	272.4
8	Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	285	285
9	Удельный расход теплоносителя	м ³ /Гкал	40	40
10	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	4.6	4.6
	ВК Чапаевский		2014 сентябрь-декабрь	2015
1	Установленная тепловая мощность	МВт	24.89	24.89
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	3.37	3.37
3	Потери установленной тепловой мощности	%	15.9	15.3
4	Средневзвешенный срок службы	лет	21	22
5	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	162.65	162.65

6	Собственные нужды	Гкал/ч	0.2	0.2
7	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	181.26	181.26
8	Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	111.2	111.2
9	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	37	37
10	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	15.8	15.8
	ВК Чусовская, 27		2014 сентябрь-декабрь	2015
1	Установленная тепловая мощность	МВт	2.12	2.12
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	1.08	1.08
3	Потери установленной тепловой мощности	%	31.08	31.02
4	Средневзвешенный срок службы	лет	24	25
5	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	155.2	155.2
6	Собственные нужды	Гкал/ч	0.01	0.01
7	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	159.4	159.4
8	Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	91.5	91.5
9	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	40	40
10	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	59	59
	ВК Криворожская, 36		2014 сентябрь-декабрь	2015
1	Установленная тепловая мощность	МВт	7.5	7.5
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	6.16	6.16
3	Потери установленной тепловой мощности	%	10.3	9.89
4	Средневзвешенный срок службы	лет	58	59
5	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	156.2	156.2
6	Собственные нужды	Гкал/ч	0.02	0.02
7	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	157.3	157.3
8	Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	28	28
9	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	40	40
10	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	95	95
	ВК Бахаревская, 53		2014 сентябрь-декабрь	2015
1	Установленная тепловая мощность	МВт	2.09	2.09
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0.7	0.7
3	Потери установленной тепловой мощности	%	30.6	30.1
4	Средневзвешенный срок службы	лет	25	26
5	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	182.7	182.7
6	Собственные нужды	Гкал/ч	0.01	0.01
7	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	186	186
8	Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	122	122
9	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	40	40
10	Коэффициент использования	%	39	39

	установленной тепловой мощности			
	ВК Белозерская, 48		2014 сентябрь-декабрь	2015
1	Установленная тепловая мощность	МВт	7	7
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	2.77	2.77
3	Потери установленной тепловой мощности	%	10.6	10.2
4	Средневзвешенный срок службы	лет	5	6
5	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	160.1	160.1
6	Собственные нужды	Гкал/ч	0.01	0.01
7	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	169.9	169.9
8	Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	85.9	85.9
9	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	40	40
10	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	46	46

Таблица 2.43 - Перечень целевых показателей эффективности котельной ВК-5

ВК-5		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Установленная тепловая мощность	МВт	465,2	465,2	465,2	465,2	465,2	465,2	465,2
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	411,2	411,2	411,2	411,2	411,2	411,2	411,2
Потери установленной тепловой мощности	%	8	8	8	8	8	8	8
Средневзвешенный срок службы	лет	20	21	22	23	24	25	26
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	153,4	153,4	153,4	153,4	152,3	152,3	152,3
Собственные нужды	Гкал/ч	25118 Гкал/год	22172 Гкал/год	20490 Гкал/год	19355 Гкал/год	19370 Гкал/год	20036 Гкал/год	18732 Гкал/год
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	160,69	160,69	159,79	159,56	158,67	158,69	157,51
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	18,7	18,7	18,7	19,3	19,3	18,6	19,8
Удельный расход теплоносителя								
По магистралям на м/р Парковый и прочих потребителей	м3/Гкал	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5
По магистрали на м/р Заостровка	м3/Гкал	40	40	40	40	40	40	40
Коэффициент использования установленной тепловой мощности в отопительном периоде	%	23	20,9	20,2	19,4	20	22,8	13,8

Таблица 2.44 - Перечень целевых показателей эффективности котельной ВК Искра

ВК Искра		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Установленная тепловая мощность	МВт	80,1	80,1	80,1	80,1	80,1	80,1	80,1
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	78.6	78.6	78.6	78.6	78.6	78.6	78.6
Потери установленной тепловой мощности	%	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9
Средневзвешенный срок службы	лет	20	20	20	20	20	20	20
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	133	131	132	156	157	159	153
Собственные нужды	Гкал/ч	0.48	0.48	0.59	0.53	0.35	0.36	0.32
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	138	136	138	163	162	165	162
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	27	26	28	33	41	37	37
Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	0.9	0.8	0.8	1.1	1.3	1.3	0.8
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	18	18	17	15	14	14.5	14

Таблица 2.45 - Перечень целевых показателей эффективности котельной ВК ЧОС

ВК ЧОС		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Установленная тепловая мощность	МВт					7,5	7,5	7,5
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч					6,45	6,45	6,45
Потери установленной тепловой мощности	%							
Средневзвешенный срок службы	лет							
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	165,2	165,9	168,3	162,8	158,8	160,0	162,6
Собственные нужды	Гкал/ч	0,00003	0,00002	0,00005	0,00005	0,00005	0,00005	0,00005
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	168,0	167,8	173,5	167,9	163,8	164,9	168,4
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	52,02	57,57	66,20	66,29	43,88	50,06	49,63
Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал							

Таблица 2.46 - Перечень целевых показателей эффективности источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии ПАО «Т Плюс»

Пермская ТЭЦ-9			2009*	2010	2011	2012	2013	2014	2015
1.	Установленная электрическая мощность турбоагрегатов ТЭЦ	МВт	447.0	447.0	410.0	410.0	410.0	575.0	575.0
2.	Установленная тепловая мощность ТЭЦ, в т.ч.	Гкал/ч	1633.8	1633.8	1494.8	1494.8	1494.8	1540,8	1540,8
2.1.	отопительных отборов турбоагрегатов	Гкал/ч	452.0	452.0	452.0	452.0	452.0	464.79	464.79
2.2.	производственных отборов турбоагрегатов	Гкал/ч	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	233.21	233.21
2.3.	турбоагрегатов с противодавлением	Гкал/ч	491,0	491,0	352,0	352,0	352,0	352.0	352.0
2.4.	встроенных конденсационных пучков	Гкал/ч	30,8	30,8	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	460.0	460.0
2.6.	редукционных охлаждающих установок (РОУ), работающих на сетевые пиковые подогреватели	Гкал/ч	0	0	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	240,12	217,19
3.1.	на выработку электроэнергии в теплофикационном режиме	г.у.т/кВт-ч	266.76	168.45	170.81	167.34	189.64	224,11	228,02
3.2.	на выработку электроэнергии в конденсационном режиме	г.у.т/кВт-ч	371.63	373.24	390.53	374.39	420.66	532,80	535,10
5.	УРУТ на отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ	г.у.т/кВт-ч	343.30	265.55	281.80	283.64	310.39	269,04	243,33
6.	УРУТ на отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ	кг.у.т/Гкал	146.30	179.74	182.40	182.57	184.52	184,36	182,6
7.	Проектный часовой коэффициент теплофикации (Q_{\max} турбин/ Q_{\max} тэц)- проект	б/р	0.72	0.72	0.69	0.69	0.69	0.67	0.67
8.	Фактический часовой коэффициент теплофикации (Q_{\max} турбин/ Q_{\max} тэц)- факт	б/р	0.73	0.92	0.88	0.91	0.94	0.92	0.71
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	0.96	0.95
10.	Коэффициент использования установленной электрической мощности	%	60.26	55.0	60.2	57.9			

							54.6	51.96	41.51
11.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	45.2	42.6	46.0	41.6	44.0	42.4	35.2
	Пермская ТЭЦ-6		2009*	2010	2011	2012	2013	2014	2015
1.	Установленная электрическая мощность турбоагрегатов ТЭЦ	МВт	56.7	56.7	56.7	56.7	108.26	179,7	179,7
2.	Установленная тепловая мощность ТЭЦ, в т.ч.	Гкал/ч	652.97	733.5	733.5	733.5	767.87	815,5	815,5
2.1.	отопительных отборов турбоагрегатов	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0
2.2.	производственных отборов турбоагрегатов	Гкал/ч	17.0	17.0	17.0	17.0	18.5	18.5	18.5
2.3.	турбоагрегатов с противодавлением	Гкал/ч	188.7	188.7	188.7	188.7	221.57	269.2	269.2
2.4.	встроенных конденсационных пучков	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0
2.5.	пиковых водогрейных котлоагрегатов	Гкал/ч	307.47	388.0	388.0	388.0	388.0	388.0	388.2
2.6.	редукционных охлаждающих установок (РОУ), работающих на сетевые пиковые подогреватели	Гкал/ч	139.8	139.8	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	146,21	141,27
3.1.	на выработку электроэнергии в теплофикационном режиме	г.у.т/кВт-ч	309.53	139.32	135.67	140.23	147.43	146,21	141,27
3.2.	на выработку электроэнергии в конденсационном режиме	г.у.т/кВт-ч	0	0	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	160,66	161,98
6.	УРУТ на отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ	кг.у.т/Гкал	146.0	173.76	172.20	166.61	173.31	174,29	173,09
7.	Проектный часовой коэффициент теплофикации (Q_{\max} турбин/ Q_{\max} тэц)- проект	б/р	0.32	0.28	0.28	0.28	0.31	0,35	0,35
8.	Фактический часовой коэффициент теплофикации (Q_{\max} турбин/ Q_{\max} тэц)- факт	б/р	0.404	0.286	0.456	0.412	0.529	0,442	0,482
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	0,69	0,70
	Коэффициент использования установленной								

10.	электрической мощности	%	51.26	58.5	60.9	37.3	46.2	69,9	66,6
11.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	67.2	68.6	71.0	45.9	52.8	53,0	50,0
	Пермская ТЭЦ-14		2009*	2010	2011	2012	2013	2014	2015
1.	Установленная электрическая мощность турбоагрегатов ТЭЦ	МВт	330	330	330	330	330	330	330
2.	Установленная тепловая мощность ТЭЦ, в т.ч.	Гкал/ч	941	941	941	941	941	941	941
2.1.	отопительных отборов турбоагрегатов	Гкал/ч	360	360	360	360	360	360	360
2.2.	производственных отборов турбоагрегатов	Гкал/ч	281	281	281	281	281	281	281
2.3.	турбоагрегатов с противодавлением	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0
2.4.	встроенных конденсационных пучков	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0
2.5.	пиковых водогрейных котлоагрегатов	Гкал/ч	300	300	300	300	300	300	300
2.6.	редукционных охлаждающих установок (РОУ), работающих на сетевые пиковые подогреватели	Гкал/ч	0	0	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	314,24	332,88
3.1.	на выработку электроэнергии в теплофикационном режиме	г.у.т/кВт-ч	229.97	202.92	184.37	183.97	158.10	213,12	259,98
3.2.	на выработку электроэнергии в конденсационном режиме	г.у.т/кВт-ч	376.80	392.73	405.52	396.10	390.13	454,46	470,13
5.	УРУТ на отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ	г.у.т/кВт-ч	363.1	365.86	373.8	262.5	351.0	356,04	377,3
6.	УРУТ на отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ	кг.у.т/Гкал	149.69	169.85	175.53	176.24	174.69	175,59	175,64
7.	Проектный часовой коэффициент теплофикации (Q_{\max} турбин/ Q_{\max} тэц)- проект	б/р	0.68	0.68	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	1	1
9.	Фактический годовой коэффициент теплофикации ($Q_{\text{год}}$ турбин/ $Q_{\text{год}}$ тэц)- факт	б/р	1	1	1	1	1	1	1
	Коэффициент использования установленной							42,8	41,0

10.	электрической мощности	%	61.54	56.9	56.6	51.8	49.5		
11.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	25.0	24.5	22.8	22.2	21.7	22,6	21,9
	Пермская ТЭЦ-13		2009*	2010	2011	2012	2013	2014	2015
1.	Установленная электрическая мощность турбоагрегатов ТЭЦ	МВт	18	30.05	34	34	34	34	34
2.	Установленная тепловая мощность ТЭЦ, в т.ч.	Гкал/ч	293	307.57	312.4	312.4	312.4	312,4	312,4
2.1.	ГТУ-КУ (отопительных отборов турбоагрегатов)	Гкал/ч	0	14.57	19.4	19.4	19.4	19,4	19,4
2.2.	производственных отборов турбоагрегатов	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0
2.3.	турбоагрегатов с противодавлением	Гкал/ч	86	86	86	86	86	86	86
2.4.	встроенных конденсационных пучков	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0
2.5.	пиковых водогрейных котлоагрегатов	Гкал/ч	200	200	200	200	200	200	200
2.6.	редукционных охлаждающих установок (РОУ), работающих на сетевые пиковые подогреватели	Гкал/ч	7	7	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	178,49	173,14
3.1.	на выработку электроэнергии в теплофикационном режиме	г.у.т/кВт-ч	324.38	157.64	146.78	180.29	174.19	178,49	173,14
3.2.	на выработку электроэнергии в конденсационном режиме	г.у.т/кВт-ч	0	0	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	198,46	193,02
6.	УРУТ на отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ	кг.у.т/Гкал	136.92	159.21	171.54	172.41	172.25	173,72	174,03
7.	Проектный часовой коэффициент теплофикации (Q_{\max} турбин/ Q_{\max} тэц)- проект	б/р	0.29	0.28	0.275	0.275	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	0,66	0,58
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	0,61	0,58

10.	Коэффициент использования установленной электрической мощности	%	54.13	35.38	27.75	48.72	46.49	52,66	36,58
11.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	69,87	59,52	65,05	43,63	41,82	43,0	37,82
Котельная Пермской ТЭЦ-13			2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
1.	Установленная тепловая мощность	МВт	45.58	45.58	45.58	45.58	45.58	45,58	45,58
2.	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	8.34	8.34	8.34	8.34	8.34	8,34	8,34
3.	Потери установленной тепловой мощности	%	0.77	0.77	0.77	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	155.03	155.17	155.47
6.	Собственные нужды	Гкал/ч	0.38	0.36	0.38	0.35	0.44	0,44	0,48
7.	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	169.40	170.48	169.40	169.14	172.82	172,41	176,82
8.	Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	38.54	36.60	38.46	39.18	41.53	41,06	44,54
9.	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	50.95	42.56	47.72	46.84	50.00	49,95	51,81
10.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	10.1	9.8	10.4	9.7	9.7	11.14	10.06
ЛВК-3 Пермской ТЭЦ-6			2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
1.	Установленная тепловая мощность	МВт	581.4	581.4	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	458.08	458.08
3.	Потери установленной тепловой мощности	%	0.28	0.28	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	151.62	155.56
6.	Собственные нужды	Гкал/ч	3.39	2.61	2.41	2.13	2.36	2.35	2.19
7.	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	155.2	158.99	157.10	154.72	154.86	155.13	159.80
8.	Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	17.92	18.46	20.11	20.12	20.38	19.05	20.20
9.	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	20.48	21.78	24.05	24.56	23.81	22.41	23.51
10.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	25.7	24.8	22.5	19.95	21.5	27.17	22.27

* распределение расхода топлива производилось по пропорциональному методу

н) Конкурентный отбор мощности источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии

Значение величины конкурентного отбора мощности представлено в таблице 2.47

Таблица 2.47 – Конкурентный отбор мощности

	КОМ 2014г, МВт											
	Янв.	Фев.	Мар.	Апр.	Май.	Июн.	Июл.	Авг.	Сен.	Окт.	Ноя.	Дек.
ПТЭЦ-6												
2	24.50	24.50	17.90	11.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.30	16.90	24.50
3	5.20	5.20	5.20	1.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.70	5.20	5.20
4	4.00	4.00	4.00	3.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.30	4.00	4.00
5	21.50	21.50	21.10	7.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.80	20.20	21.50
ПГУ												
6	27.00	27.00	27.00	27.00	26.10	20.30	19.10	19.10	25.90	27.00	27.00	27.00
7	48.00	48.00	47.70	47.30	46.00	43.00	42.30	42.30	46.50	47.10	48.00	48.00
8	48.00	48.00	47.70	47.30	46.00	43.00	42.30	42.30	46.50	47.10	48.00	48.00
	123.00	123.00	122.40	121.60	118.10	106.30	103.70	103.70	118.90	121.20	123.00	123.00
Всего	178.20	178.20	170.60	145.10	118.10	106.30	103.70	103.70	118.90	142.30	169.30	178.20
ПТЭЦ-9												
1	25.00	25.00	25.00	25.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	25.00	25.00	25.00
2	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	65.00	65.00	65.00	65.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	65.00	65.00	65.00
9	105.00	105.00	105.00	105.00	105.00	105.00	105.00	105.00	105.00	105.00	105.00	105.00
10	50.00	50.00	35.00	31.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	39.00	39.00	50.00
11	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00
2-11	360.00	360.00	345.00	341.00	315.00	315.00	315.00	315.00	315.00	349.00	349.00	360.00
12	165.00	165.00	165.00	165.00	160.33	156.63	154.21	156.83	161.81	165.00	165.00	165.00
Всего	550.00	550.00	535.00	531.00	499.33	495.63	493.21	495.83	500.81	539.00	539.00	550.00
ПТЭЦ-13												
2	3.80	4.60	4.30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.60	4.60
3	12.00	12.00	8.60	8.70	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7.70	7.80	12.00
4	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	13.00	6.00	6.00	9.50	16.00	16.00	16.00

Всего	31.80	32.60	28.90	24.70	16.00	13.00	6.00	6.00	9.50	23.70	28.40	32.60
ПТЭЦ-14												
1	60.00	60.00	60.00	60.00	59.20	58.40	56.50	58.40	60.00	55.00	60.00	60.00
2	44.00	44.00	44.00	53.00	50.30	52.40	51.80	52.40	53.80	44.00	44.00	44.00
3	50.00	50.00	50.00	48.00	45.50	42.70	42.00	42.70	45.50	50.00	50.00	50.00
4	114.00	117.00	100.00	100.00	84.10	76.70	72.60	75.90	86.20	100.00	100.00	117.00
5	50.00	50.00	50.00	50.00	48.30	48.40	47.60	48.40	48.80	50.00	50.00	50.00
Всего	318.00	321.00	304.00	311.00	287.40	278.60	270.50	277.80	294.30	299.00	304.00	321.00
КОМ 2015г, МВт												
	Янв.	Фев.	Мар.	Апр.	Май.	Июн.	Июл.	Авг.	Сен.	Окт.	Ноя.	Дек.
ПТЭЦ-6												
2	24.50	24.50	17.90	11.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.30	16.90	24.50
3	5.20	5.20	5.20	1.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.70	5.20	5.20
4	4.00	4.00	4.00	3.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.30	4.00	4.00
5	21.50	21.50	21.10	7.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.80	20.20	21.50
3,4,5												
ПГУ												
6	27.00	27.00	27.00	27.00	26.10	20.30	19.10	19.10	25.90	27.00	27.00	27.00
7	48.00	48.00	47.70	47.30	46.00	43.00	42.30	42.30	46.50	47.10	48.00	48.00
8	48.00	48.00	47.70	47.30	46.00	43.00	42.30	42.30	46.50	47.10	48.00	48.00
	123.00	123.00	122.40	121.60	118.10	106.30	103.70	103.70	118.90	121.20	123.00	123.00
Всего	178.20	178.20	170.60	145.10	118.10	106.30	103.70	103.70	118.90	142.30	169.30	178.20
ПТЭЦ-9												
1	25.00	25.00	25.00	25.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	25.00	25.00	25.00
2	30.00	30.00	30.00	30.00	18.77	25.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00
3	15.00	15.00	15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.00	11.00	0.00	15.00	15.00
6	65.00	65.00	65.00	65.00	65.00	59.00	65.00	65.00	65.00	65.00	65.00	65.00
9	105.00	105.00	105.00	105.00	105.00	105.00	100.00	91.00	91.00	105.00	105.00	105.00
10	36.00	36.00	20.00	31.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	39.00	24.00	36.00
11	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	102.00	100.00	100.00	110.00	110.00	110.00

2-11	361.00	361.00	345.00	341.00	298.77	299.00	297.00	297.00	297.00	349.00	349.00	361.00
12	165.00	165.00	165.00	165.00	160.33	156.63	154.21	156.83	161.81	165.00	165.00	165.00
Всего	551.00	551.00	535.00	531.00	483.10	479.63	475.21	477.83	482.81	539.00	539.00	551.00
ПТЭЦ-13												
2	3.80	4.60	4.30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.60	4.60
3	12.00	12.00	8.60	8.70	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7.70	7.80	12.00
4	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	13.00	6.00	6.00	9.50	16.00	16.00	16.00
Всего	31.80	32.60	28.90	24.70	16.00	13.00	6.00	6.00	9.50	23.70	28.40	32.60
ПТЭЦ-14												
1	60.00	60.00	60.00	60.00	59.20	58.40	56.50	58.40	60.00	55.00	60.00	60.00
2	44.00	44.00	44.00	53.00	50.30	52.40	51.80	52.40	53.80	44.00	44.00	44.00
3	50.00	50.00	50.00	48.00	45.50	42.70	42.00	42.70	45.50	50.00	50.00	50.00
4	114.00	117.00	100.00	100.00	84.10	76.70	72.60	75.90	86.20	100.00	100.00	117.00
5	50.00	50.00	50.00	50.00	48.30	48.40	47.60	48.40	48.80	50.00	50.00	50.00
Всего	318.00	321.00	304.00	311.00	287.40	278.60	270.50	277.80	294.30	299.00	304.00	321.00
КОМ 2016г, МВт												
	Янв.	Фев.	Мар.	Апр.	Май.	Июн.	Июл.	Авг.	Сен.	Окт.	Ноя.	Дек.
ПТЭЦ-6												
2	24.50	24.50	17.90	11.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.30	16.90	24.50
3	5.20	5.20	5.20	1.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.70	5.20	5.20
4	4.00	4.00	4.00	3.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.30	4.00	4.00
5	21.50	21.50	21.10	7.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.80	20.20	21.50
3,4,5	30.70	30.70	30.30	11.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9.80	29.40	30.70
ПГУ												
6	27.00	27.00	27.00	27.00	26.10	20.30	19.10	19.10	25.90	27.00	27.00	27.00
7	48.00	48.00	47.70	47.30	46.00	43.00	42.30	42.30	46.50	47.10	48.00	48.00
8	48.00	48.00	47.70	47.30	46.00	43.00	42.30	42.30	46.50	47.10	48.00	48.00
	123.00	123.00	122.40	121.60	118.10	106.30	103.70	103.70	118.90	121.20	123.00	123.00
Всего	178.20	178.20	170.60	145.10	118.10	106.30	103.70	103.70	118.90	142.30	169.30	178.20
ПТЭЦ-9												

1	24.73	24.73	24.73	24.73	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.73	24.73	24.73
2	30.00	30.00	30.00	30.00	18.77	25.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00
3	15.00	15.00	5.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	8.00	15.00
6	65.00	65.00	65.00	65.00	65.00	59.00	65.00	65.00	65.00	65.00	65.00	65.00
9	105.00	105.00	105.00	105.00	105.00	105.00	100.00	91.00	91.00	105.00	105.00	105.00
10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
11	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	102.00	100.00	100.00	110.00	110.00	110.00
2-11	325.00	325.00	315.00	310.00	298.77	299.00	297.00	286.00	286.00	310.00	318.00	325.00
12	165.00	165.00	165.00	165.00	160.33	156.63	154.21	156.83	161.81	165.00	165.00	165.00
Всего	514.73	514.73	504.73	499.73	483.10	479.63	475.21	466.83	471.81	499.73	507.73	514.73
ПТЭЦ-13	С 01.02.2016 вывод на розницу											
2												
3												
4												
Всего												
ПТЭЦ-14												
1	60.00	60.00	60.00	60.00	59.20	58.40	56.50	58.40	60.00	55.00	60.00	60.00
2	44.00	44.00	44.00	53.00	50.30	52.40	51.80	52.40	53.80	44.00	44.00	44.00
3	50.00	50.00	50.00	48.00	45.50	42.70	42.00	42.70	45.50	50.00	50.00	50.00
4	114.00	117.00	100.00	100.00	84.10	76.70	72.60	75.90	86.20	100.00	100.00	117.00
5	50.00	50.00	50.00	50.00	48.30	48.40	47.60	48.40	48.80	50.00	50.00	50.00
Всего	318.00	321.00	304.00	311.00	287.40	278.60	270.50	277.80	294.30	299.00	304.00	321.00
КОМ 2017-2019гг, МВт												
	Янв.	Фев.	Мар.	Апр.	Май.	Июн.	Июл.	Авг.	Сен.	Окт.	Ноя.	Дек.
ПТЭЦ-6												
2	24.50	24.50	17.90	11.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.30	16.90	24.50
3	5.20	5.20	5.20	1.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.70	5.20	5.20
4	4.00	4.00	4.00	3.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.30	4.00	4.00
5	21.50	21.50	21.10	7.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.80	20.20	21.50
3,4,5	30.70	30.70	30.30	11.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9.80	29.40	30.70

ПГУ												
6	27.00	27.00	27.00	27.00	26.10	20.30	19.10	19.10	25.90	27.00	27.00	27.00
7	48.00	48.00	47.70	47.30	46.00	43.00	42.30	42.30	46.50	47.10	48.00	48.00
8	48.00	48.00	47.70	47.30	46.00	43.00	42.30	42.30	46.50	47.10	48.00	48.00
	123.00	123.00	122.40	121.60	118.10	106.30	103.70	103.70	118.90	121.20	123.00	123.00
Всего	178.20	178.20	170.60	145.10	118.10	106.30	103.70	103.70	118.90	142.30	169.30	178.20
ПТЭЦ-9												
1	24.73	24.73	24.73	24.73	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.73	24.73	24.73
2	30.00	30.00	30.00	30.00	18.77	25.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00
3	15.00	15.00	5.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	8.00	15.00
6	65.00	65.00	65.00	65.00	65.00	59.00	65.00	65.00	65.00	65.00	65.00	65.00
9	105.00	105.00	105.00	105.00	105.00	105.00	100.00	91.00	91.00	105.00	105.00	105.00
10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
11	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00	102.00	100.00	100.00	110.00	110.00	110.00
2-11	325.00	325.00	315.00	310.00	298.77	299.00	297.00	286.00	286.00	310.00	318.00	325.00
12	165.00	165.00	165.00	165.00	160.33	156.63	154.21	156.83	161.81	165.00	165.00	165.00
Всего	514.73	514.73	504.73	499.73	483.10	479.63	475.21	466.83	471.81	499.73	507.73	514.73
ПТЭЦ-13	С 01.02.2016 вывод на розницу											
2												
3												
4												
Всего												
ПТЭЦ-14												
1	60.00	60.00	60.00	60.00	59.20	58.40	56.50	58.40	60.00	55.00	60.00	60.00
2	44.00	44.00	44.00	53.00	50.30	52.40	51.80	52.40	53.80	44.00	44.00	44.00
3	50.00	50.00	50.00	48.00	45.50	42.70	42.00	42.70	45.50	50.00	50.00	50.00
4	114.00	117.00	100.00	100.00	84.10	76.70	72.60	75.90	86.20	100.00	100.00	117.00
5	50.00	50.00	50.00	50.00	48.30	48.40	47.60	48.40	48.80	50.00	50.00	50.00
Всего	318.00	321.00	304.00	311.00	287.40	278.60	270.50	277.80	294.30	299.00	304.00	321.00

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 2030 года подлежит ежегодной актуализации. Расчетным периодом при актуализации схемы теплоснабжения г. Перми принят период до 2032 года, при этом за базовый принят 2015 год.

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 и ТЭЦ-9, 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». 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».

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

Таблица 3.1 – Характеристика насосов ПН-3

Тип насоса	12 НДС	300 Д 90
Производительность	1080 м ³ /час	1260 м ³ /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

На ПН-20 установлено 4 сетевых насоса. Характеристика этих насосов представлена в таблице 3.2. Расчетный расход сетевой воды через насосную ПН-20 составляет 3000 м³/час.

Таблица 3.2 – Характеристика насосов ПН-20

Тип насоса	300 Д 70
Производительность	1250 м ³ /час
Напор	64 м в. ст.
Мощность электродвигателя	315 кВт
Напряжение	6000 В
Частота вращения	1470 об/мин

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 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, М2-20, М2-21, разводящим и квартальным сетям поступает до потребителей тепловой зоны Индустриального, Ленинского, части Дзержинского районов города и прочих потребителей жилищно-коммунального и промышленного сектора.

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 отопительный период 2015-2016 организация теплоснабжения микрорайонов «Парковый», «Железнодорожный», «Госуниверситет» и прочих потребителей жилищно-коммунального и промышленного сектора от крупной районной котельной ВК-5 прекращена в рамках реализации эффективного сценария развития системы теплоснабжения города Перми, подразумевающего максимальную загрузку источников работающих в комбинированном цикле по выработке электрической и тепловой энергии – ТЭЦ-9.

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, ПН-838. 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, ПН-838 на М2-09, П-845) 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. ПН-838 работает на локальную «нижнюю» зону тепломагистрали М2-09, по схеме: ПН-838 ÷ П-861 ÷ ТК-872 ÷ ТК-888 ÷ ТК-900 ÷ П-931.

На ПН-2 установлено 4 сетевых насоса типа 300Д90 и 1 сетевой насос типа 12 НДС. Характеристика этих насосов представлена в таблице 3.3. Расчетный расход сетевой воды через насосную составляет 2300 м³/час.

Таблица 3.3 – 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 двигателя	200 кВт	200 кВт
Напряжение	380 В	380 В
Частота вращения	1480 об/мин	1450 об/мин

На ПН-17 установлено 3 сетевых насоса. Характеристика этих насосов представлена в таблице 3.4. Расчетный расход сетевой воды через насосную составляет 1215 м³/час.

Таблица 3.4 – Характеристика насосов ПН-17

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

На ПН-15 установлено 3 сетевых насоса. Характеристика этих насосов представлена в таблице 3.5. Расчетный расход сетевой воды через насосную составляет 1270 м³/час.

Таблица 3.5 – Характеристика насосов ПН-15

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

На ПН-838 установлено 3 сетевых насоса. Характеристика этих насосов представлена в таблице 3.6. Расчетный расход сетевой воды через насосную составляет 2200 м³/час.

Таблица 3.6 – Характеристика насосов ПН-838

Тип насоса	Hydro-Vacuum S.A
Производительность	1250 м ³ /час
Напор	70 м в. ст.
Мощность двигателя	315 кВт
Напряжение	400 В
Частота вращения	1500 об/мин

В теплорайоне ТЭЦ-9 на подающем теплопроводе М2-04 (ТК-459) установлена повысительная насосная ПН-1, находящаяся в настоящее время в резерве. 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 двигателя	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 двигателя	250 кВт
Напряжение	380 В
Частота вращения	1450 об/мин

Теплорайон ТЭЦ-9 имеет границы с теплорайоном ВК-5 на М2-20, М2-21 в Т-4; 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.

В отопительный период 2015-2016 организация теплоснабжения микрорайонов «Парковый», «Железнодорожный», «Госуниверситет» и прочих потребителей жилищно-коммунального и промышленного сектора от крупной районной котельной ВК-5 прекращена в рамках реализации эффективного сценария развития системы теплоснабжения города, подразумевающего максимальную загрузку источников работающих в комбинированном цикле по выработке электрической и тепловой энергии – ТЭЦ-9. Теплоснабжения мкр. «Заостровка» по-прежнему осуществляется от ВК-5. При наличии сопряженных тепловых сетей зоны действия ТЭЦ-9 и ВК-5 мкр. «Заостровка», в том числе внутристанционных трубопроводов ВК-5, организация поставки тепловой энергии на мкр. «Заостровка» от ТЭЦ-9 ограничена из-за отказа собственника котельной ВК-5 ООО «Тепловая станция Кондратово» в получении тарифа на транспортировку тепловой энергии с использованием основных фондов находящихся на балансе Общества.

В летний период имеется возможность перевода всей нагрузки микрорайонов «Крохалева», «Липовая Гора», «Заостровка» на ТЭЦ-9.

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 тепломагистралам 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. Тепломагистралей М3-01 и М3-03 работают на кольцо. Пропускная способность тепломагистралей обеспечивает нормальный гидравлический режим для работы систем теплоснабжения, 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 тепломагистральям 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 тепломагистралей 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 тепломагистралам 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. Расчетный расход сетевой воды через насосную составляет 1680 м³/час

Таблица 3.9 – Характеристика насосов ПН-21

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

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 «натопа»).

Структура тепловых сетей ВК-5

В отопительный период 2015-2016 организация теплоснабжения микрорайонов «Парковый», «Железнодорожный», «Госуниверситет» (М2-20 2Ду800 мм.) и прочих потребителей жилищно-коммунального и промышленного сектора (М2-21 2Ду400 мм.) от крупной районной котельной ВК-5 прекращена в рамках реализации эффективного сценария развития системы теплоснабжения города Перми, подразумевающего максимальную загрузку источников работающих в комбинированном цикле по выработке электрической и тепловой энергии – ТЭЦ-9.

В настоящее время отпуск тепла от ВК–5 осуществляется по тепловыводу 2Ду=500 мм на жилой район «Заостровка», а так же по тепловыводу 2Ду=400 на нужды потребителя ООО «Пермский тепличный комбинат». Схема тепломагистралей – радиально-тупиковая.

Теплорайон ВК–5 имеет границы с теплорайоном ТЭЦ-9 на магистрали М2-20, М2-21 в Т-4 (секционирующие задвижки) расположенной в непосредственной близости от ВК-5.

При наличии сопряженных тепловых сетей зоны действия ТЭЦ-9 и ВК-5 мкр. «Заостровка», в том числе внутростанционных трубопроводов ВК-5, организация поставки тепловой энергии на мкр. «Заостровка» от ТЭЦ-9 ограничена из-за отказа собственника котельной ВК-5 ООО «Тепловая станция Кондратово» в получении тарифа на транспортировку тепловой энергии с использованием основных фондов, находящихся на балансе Общества. При наличии сопряженных тепловых сетей зоны действия ТЭЦ-9 и ВК-5 мкр. «Заостровка» в летний период так же имеется возможность

перевода всей нагрузки микрорайонов «Заостровка» на ТЭЦ-9 при использовании внутристанционных тепловых сетей ВК-5.

Структура тепловых сетей котельной микрорайона «Вышка-2» (ВК Вышка 2)

Отпуск тепла от котельной микрорайона Вышка-2 осуществляется по тепловыводу 2Ду=500 мм. По основной тепломагистральной 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» (ВК Кислотные дачи)

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

Структура тепловых сетей микрорайона «Бумажник» (ВК Пермский картон)

Отпуск тепла от источника осуществляется по тепловыводу 2Ду=500 мм по основной тепломагистральной 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 микрорайона «Студенческий городок» (ВК ПНИПУ)

Отпуск тепла от источника осуществляется по тепловыводу 2Ду=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 микрорайона «Новые Ляды» (ВК Новые Ляды)

Отпуск тепла от котельной осуществляется по двум тепловыводам: 2Ду=300 мм и 2Ду=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 микрорайона «Молодежный» (ВК Молодежная)

Отпуск тепла от котельной микрорайона Молодежный осуществляется по двум тепловыводам 2Ду=350 мм и 2Ду=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 микрорайона «Левшино» (ВК Левшино)

Отпуск тепла от котельной микрорайона Левшино осуществляется по тепловыводу 2Ду=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 микрорайона «Акулова» (ВК РЖД Западная)

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

Структура тепловых сетей микрорайона «ПДК» (ВК ПДК)

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

Структура тепловых сетей микрорайона «Молодежный» (ВК 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 летний период возможно распределение тепловой нагрузки с ВК Молодежная.

В рамках поступившей информации при актуализации схемы теплоснабжения г. Перми, ПАО НПО «Искра» предлагает предусмотреть изменение схемы теплоснабжения таким образом, чтобы исключить котельную ПАО 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) либо от котельной ВК Молодежная.

Структура тепловых сетей микрорайона «Акуловский» (ВК Хабаровская, 139)

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

Структура тепловых сетей микрорайона «Акуловский» (ВК Хабаровская, 36а)

Отпуск тепла от котельной находящейся по адресу Хабаровская 36а осуществляется по тепловыводу $2\text{Ду}=150$ 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 мкр. «Акуловский» (ВК Г. Наумова 18а)

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

Структура тепловых сетей поселка «Заозерье» (ВК Заозерье)

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

Структура тепловых сетей мкр. «Пролетарский» (ВК 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 (2Ду=200 мм) поступает до ЦТП-1; по "городскому" выводу №2 (2Ду=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 мкр. «Камгэс» и пос. «Энергетик» (ВК-20)

Отпуск тепла от ВК–20 осуществляется по тепловыводу 2Ду=250 мм. По основной тепломагистральной 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 ПАО «Т Плюс».

Структура тепловых сетей мкр. «Акуловский» (ВК 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 мкр. «Ремзавод» (ВК 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 поселка Запруд (ВК 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 мкр. Левшино (ВК 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 микрорайона Чапаевский (ВК 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 краевой клинической психиатрической больницы (ВК Банная гора)

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

Структура тепловых сетей ВК Бахаревская

Отпуск тепла от котельной Бахаревская осуществляется по тепловыводу 2Ду=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 (ВК Окуловский)

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

Структура тепловых сетей санатория Подснежник (ВК Подснежник)

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

Структура тепловых сетей Верхнекурьюинского геронтологического центра и жилого квартала «Боровицкий» (ВК ДИПИ)

Отпуск тепла от котельной ДИПИ осуществляется по тепловыводу 2Ду=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 района Новые Ляды (ВК Чусовская 27)

Отпуск тепла от котельной осуществляется по тепловыводу 2Ду=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 района Курья (ВК Борцов Революции 151)

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

Структура тепловых сетей мкр. «Южный» (ВК Биомед)

Отпуск тепла от котельной осуществляется на нужды предприятия НПО «Биомед» и потребителей жилого района Южный. По тепловыводу 2Ду=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 микрорайона «Пролетарский» (ВК Костычева 9)

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

Структура тепловых сетей района Верхняя Курья (ВК Пышминская 12)

Отпуск тепла от котельной осуществляется по тепловыводу $2\text{Ду}=125$ 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 ВК Лесопарковая

Отпуск тепла от котельной ДОС осуществляется по тепловыводу $2\text{Ду}=80$ 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 ВК Вышка-1

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

Структура тепловых сетей котельной ВК Брикетная

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

Структура тепловых сетей Краевой клинической инфекционной больницы (ВК Гор больница)

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

Структура тепловых сетей микрорайона Ива-Грибоедова (ВК Ива)

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

Структура тепловых сетей котельной ВК Кавказская, 24

Отпуск тепла от котельной осуществляется по тепловыводу $2\text{Ду}=100$ мм. По тепловой сети $2\text{Ду}=80$ 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 ВК Делегатская, 34

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

Структура тепловых сетей котельной ВК РЖД Каменского, 9

Отпуск тепла от котельной осуществляется по тепловыводу $2\text{Ду}=200$ мм. По распределительным тепловым сетям теплоноситель поступает к группе потребителей квартала №755а. Схема включения тепловых сетей – радиально-тупиковая.

Структура тепловых сетей котельной ВК Белозерская, 48

Отпуск тепла от котельной осуществляется по тепловыводу $2\text{Ду}=200$ мм. По распределительным тепловым сетям теплоноситель поступает к группе потребителей по адресу ул. Белозерская, 43 а, б, в. Схема включения тепловых сетей – радиально-тупиковая.

Структура тепловых сетей котельной ВК ЧОС

Отпуск тепла от котельной осуществляется по тепловыводу $2\text{Ду}=200$ мм. По распределительным тепловым сетям теплоноситель поступает к группе жилых потребителей корпусам и Чусовских очистных сооружений г. Перми. Схема включения тепловых сетей – радиально-тупиковая.

Структура тепловых сетей котельной ВК ГУФСИН

Отпуск тепла от котельной осуществляется по тепловыводу $2\text{Ду}=250$ мм. По распределительным тепловым сетям теплоноситель поступает к группе жилых потребителей по адресу ул. Докучаева, 27 А, Б, В и корпусам и ФКУ ИК-32 ГУФСИН России по Пермскому краю. 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 $2\text{Ду}=300$ 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 $2\text{Ду}=200$ 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 $2\text{Ду}=200$ 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 теплopotребляющим 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, ПН-838.

ПАРАМЕТР	ОБЪЕКТ															
	ПН-2	ПН-5	ПН-17	ПН-15	ПН-838	ТК-518		П-847		ПН-3	П-39	ПН-20	ПН-18	ПН-21	КРП 3-го Р-НА	ПН-13
						БК-2	БК-3	БК-5	ТЭЦ-9							
Давление в подающем теплопроводе по пьезометрическому графику P_{11}	52	79	63	71	94	51	47	78	125	45	45	54	78	76	114	77
Давление в обратном теплопроводе по пьезометрическому графику P_{21}	41	64	55	57	94	18	37	38	71	40	25	48	22	52	18	53
Давление в подающем теплопроводе по пьезометрическому графику P_{12}	48	60	50	46	94					45	42	50	78	110	60	77
Давление в обратном теплопроводе по пьезометрическому графику P_{22}	20	47	25	20	39					17		17	42	52	18	38
Давление, при котором срабатывает клапан рассечки	25		32	28	48						30	30				50
Давление, при котором включается насос, стоящий на АВР	23		30	24	45					22		22		85-110*		42
Давление, при котором отключается насос, стоящий на АВР	10		15	15	34					10		10		150		25
Выдержка времени при автоматическом включении резервного насоса (сек.)	7-8		7-8	7-8	7-8					7-8		7-8				
Время закрытия клапана рассечки (сек.)	5-10	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	15-20						7	15				
Статическое давление со стороны источника тепла	30		52	45	78					25	30	35	45	55	25	50
Статическое давление со стороны потребителей	30		30	24	43					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, ПН-838 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 приямок, 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-2, ВК-3, ВК-20), у жилого фонда преобладают двухступенчатые последовательные схемы включения подогревателей ГВС. Отпуск тепла производится по повышенному температурному графику 150-70 °С со срезкой 135 °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 15 °С, 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 135 °С, 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 150/70 °С. При этом теплоснабжение потребителей при температурах наружного воздуха, соответствующих, либо ниже точки срезки температурного графика, соответствующей значению температуры сетевой воды в подающем трубопроводе 135 °С, 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 (тепловыводе ЦТП)) параметры температурного графика для каждой конкретной потребительской теплоиспользующей установки индивидуальны. Вследствие 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 техническими 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 95-70 °С. При проектировании и строительстве тепловых сетей, их компенсирующая способность рассчитывалась на график отпуска тепла 150-70 °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 115-70 °С, 105-70 °С и 95-70 °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, 2014-2015 и 2015-2016 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 соответствует утвержденным графикам регулирования отпуска тепла, что наглядно отображено в **приложении 6** (Суточная ведомость параметров теплоносителя по теплоисточникам за 2011, 2012, 2013, 2014, 2015 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 11 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 ПНИПУ, 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 ПНИПУ, 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 и 3.11.

Таблица 3.10 - Данные по точкам поставки с необеспеченным качеством за 2014

№ п/п	Источник	Системы отопления и вентиляции (точки поставки)			Системы ГВС (точки поставки)		
		Всего	со штрафным отклонением по качеству поставки	на "перетопе"	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

Таблица 3.11 - Данные по точкам поставки с необеспеченным качеством за 2015

№ п/п	Источник	Системы отопления и вентиляции (точки поставки)			Системы ГВС (точки поставки)		
		Всего	со штрафным отклонением по качеству поставки	На "перетопе"	Всего	От ЦТП	со штрафным отклонением по качеству поставки
1	ВК-2	411	16	58	286	180	31
2	ВК-5	82	-	-	57	36	-
3	ЛВК-20	29	20	5	20	13	5
4	ТЭЦ-13	407	9	19	283	178	9
5	ТЭЦ-14	1 269	118	57	882	556	285
6	ТЭЦ-6+ВК-3	3 175	122	79	2207	1390	115
7	ТЭЦ-9	2 458	94	88	1708	1076	148
ИТОГО		7831	379	306	5443	3429	593

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 2007-2015 гг.

Статистика отказов (инцидентов) тепловых сетей по предприятию ООО «ПСК» и ПАО "Т Плюс" (осуществляющей эксплуатацию и обслуживание тепловых сетей на более чем 80% территории города) представлена в таблице 3.12.

Таблица 3.12 – Статистика отказов (инцидентов) тепловых сетей по предприятию ООО «ПСК» и ПАО «Т Плюс» за 2007-2015 гг.

Год	Балансодержатель т/с ПАО "Т Плюс"				Балансодержатель т/с ООО "ПСК"		Итого ое количе ство, шт.
	Количество инцидентов на трубопроводе в отопительный период, шт.	Количество инцидентов на трубопроводе в межотопительный период, шт.	Кол-во инцидентов на оборудовании в отопительный период, шт.	Кол-во 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
2014	352	562	74	114	734	1002	2838
2015	396	606	85	128	869	1084	3168

Визуально, объем дефектов на магистральных и разводящих тепловых сетях за последние 3 года представлен на карте-схеме в [приложении 11](#).

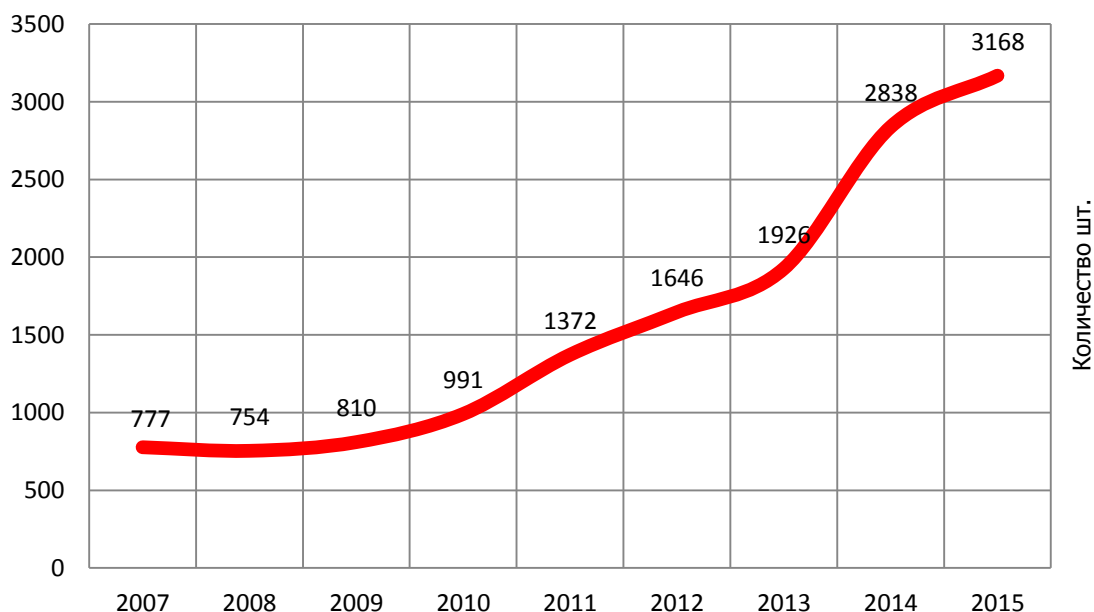


Рисунок 3.2 – Динамика статистики отказов (инцидентов) тепловых сетей по предприятию ООО «ПСК» и ПАО «Т Плюс» за 2007-2015 гг.

Более подробная статистика отказов тепловых сетей за период 2007-2015 гг. представлена в [приложении 12](#).

Увеличение отказов тепловых сетей ООО «ПСК» и ПАО «Т Плюс» вызвано уменьшением количества переключаемых трубопроводов за последние годы.

Замена (перекладка) тепловых сетей за последние 9 лет

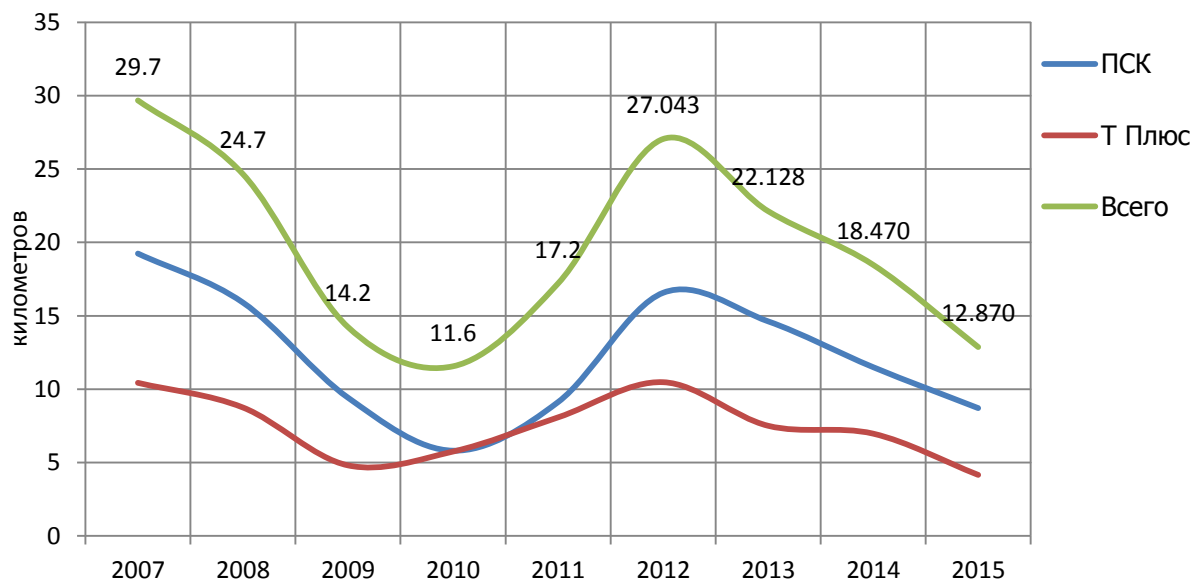


Рисунок 3.3 – Динамика замены (перекладки) тепловых сетей ООО «ПСК» и ПАО «Т Плюс» за 2007-2015 гг.

Замена (перекладка) тепловых сетей за последние 9 лет

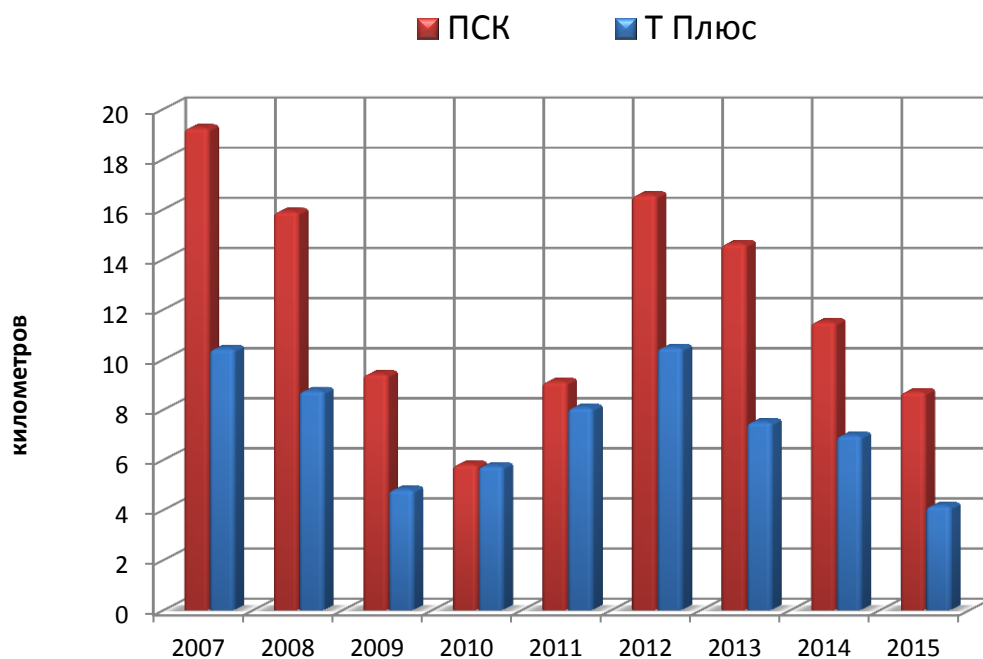


Рисунок 3.4 – Динамика замены (перекладки) тепловых сетей ООО «ПСК» и ПАО «Т Плюс» за 2007-2015 гг.

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 2007-2015 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 2007-2015 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 2007-2015 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

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 трубопроводов.

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.	2014г.	2015г.
Отпуск тепловой энергии с коллекторов, тыс. Гкал	7475.27	7075.83	7207.18	7737.73	7051.92
Потери при передаче, тыс. Гкал	991.86	981.42	1023.88	1115.51	952.90

Показатель	Значение показателя				
	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.
Потери при передаче, % к отпуску	0.12	0.12	0.12	0.13	0.12
Полезный отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	6483.41	6094.41	6183.30	6622.22	6099.02

Наиболее существенными составляющими тепловых потерь в теплоэнергетических системах являются потери на объектах-потребителях. Наличие таких потерь 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 теплоснабжения 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 2015 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 теплопотребляющих установок потребителей в зоне теплоснабжения самых весомых источников города: ТЭЦ-6, 9, 13, 14, ВК-2, 3, являются ИТП и ЦТП

включенные по зависимой и независимой схеме отопления и двухступенчатой последовательной и реже двухступенчатой смешанной схемой включения подогревателей ГВС (рисунки 1-4). Преобладающее распространение подогревателей ГВС, включенных по двухступенчатой последовательной схеме, определяют применяемый повышенный 150-70 °С со срезкой 135 °С график регулирования отпуска тепловой энергии.

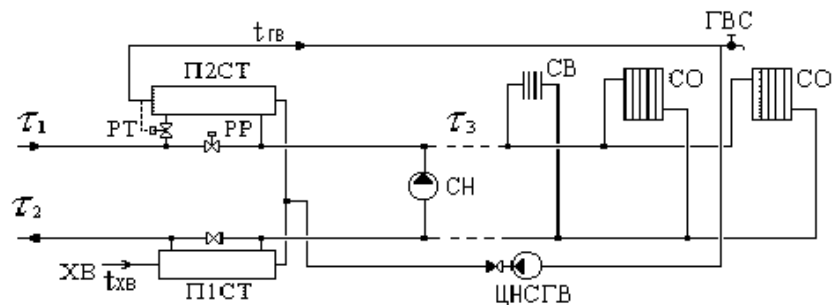


Рисунок 3.5 – Схема ЦТП (ИТП) с двухступенчатой последовательной схемой подключения ГВС и с насосным смешиванием СО и СВ

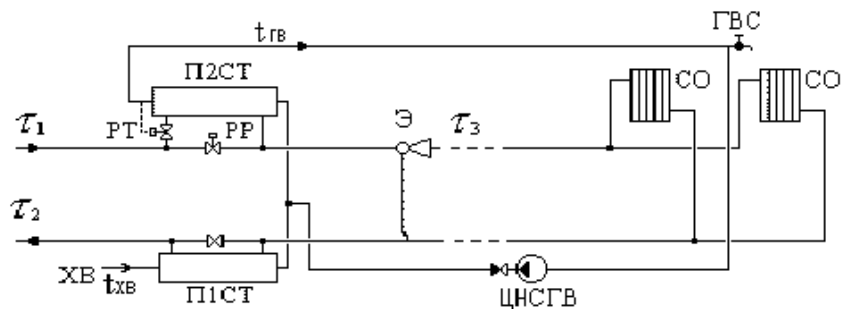


Рисунок 3.6 – Схема ЦТП (ИТП) с двухступенчатой последовательной схемой подключения ГВС с элеваторным присоединением СО и СВ

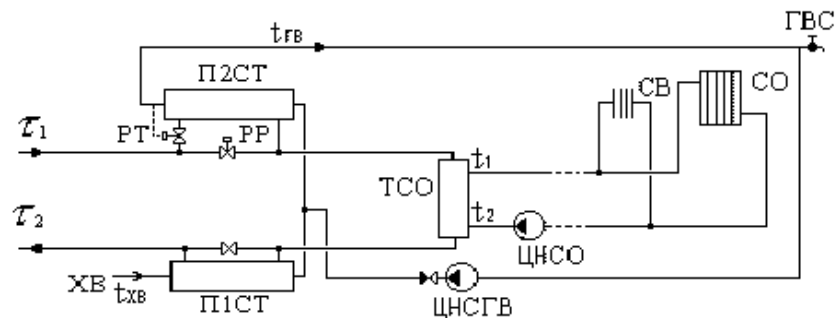


Рисунок 3.7 – Схема ЦТП (ИТП) с двухступенчатой последовательной схемой подключения ГВС и независимым присоединением СО и СВ

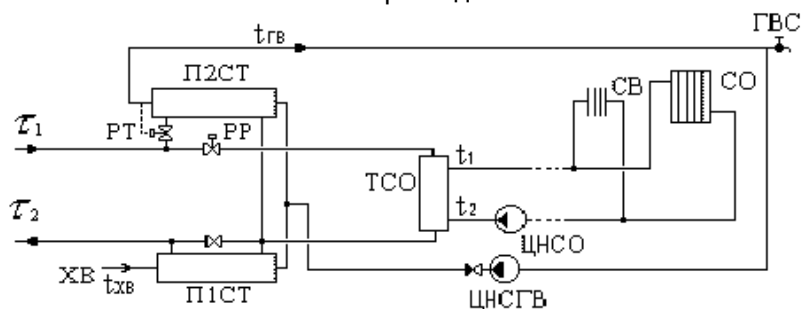


Рисунок 3.8 – Схема ЦТП (ИТП) с двухступенчатой смешанной схемой подключения ГВС и независимым присоединением СО и СВ

В зоне теплоснабжения остальных источников применяется непосредственное присоединение систем отопления и различные схемы включения подогревателей ГВС. Это определяет график отпуска тепловой энергии потребителям 105-70 °С или 95-70 °С (рисунки 5-8).

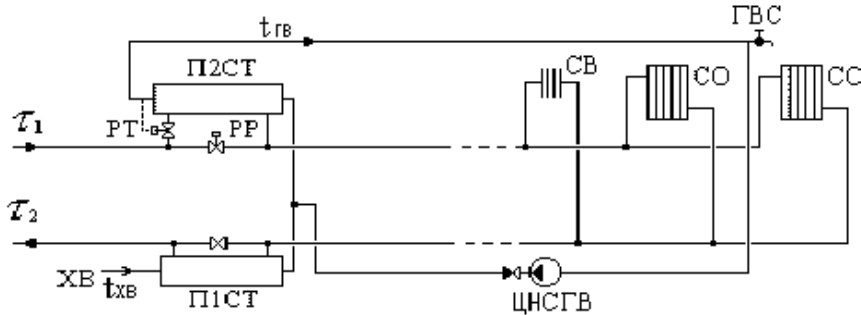


Рисунок 3.9 – Схема ЦТП (ИТП) с двухступенчатой последовательной схемой подключения ГВС и зависимым присоединением СО и СВ

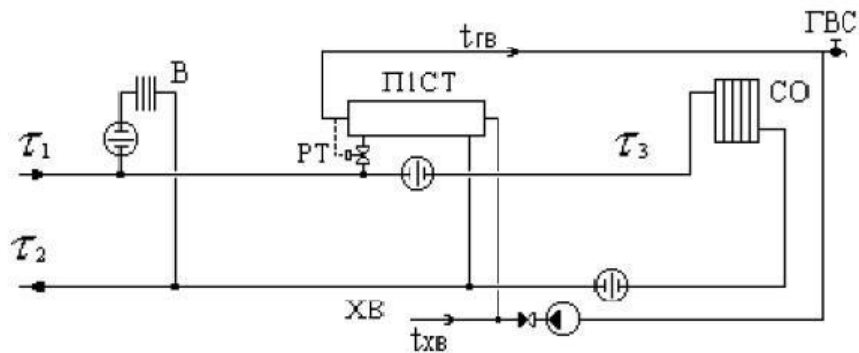


Рисунок 3.10 – Схема ЦТП (ИТП) с параллельным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением СО

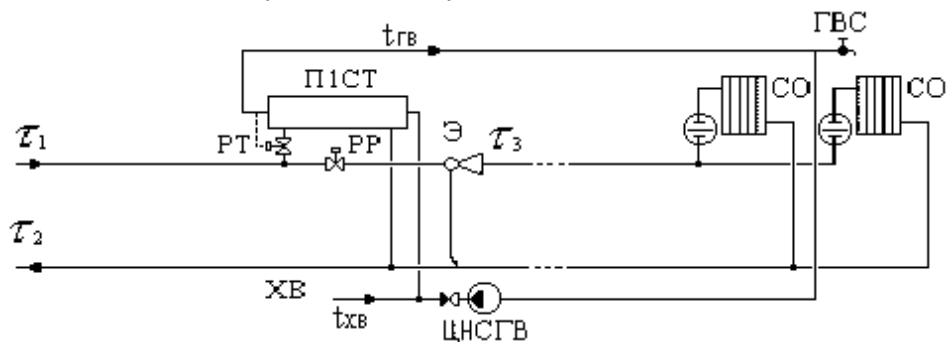


Рисунок 3.11 – Схема ЦТП (ИТП) с параллельным подключением подогревателя ГВС с элеваторным присоединением СО

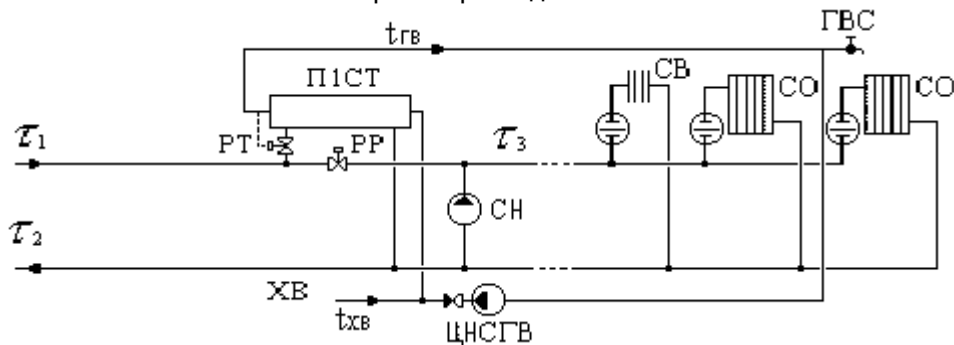


Рисунок 3.12 – Схема ЦТП (ИТП) с параллельным подключением подогревателя ГВС и насосным смешением СО

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)

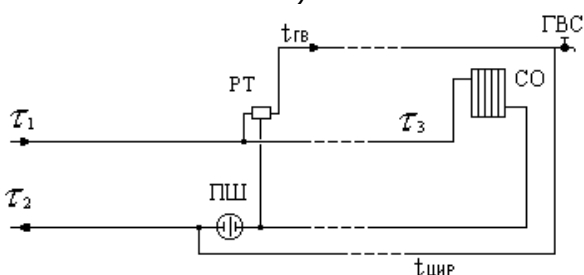


Рисунок 3.13 – Схема ЦТП (ИТП) с открытым водоразбором и установленным регулятором температуры на систему горячего водоснабжения

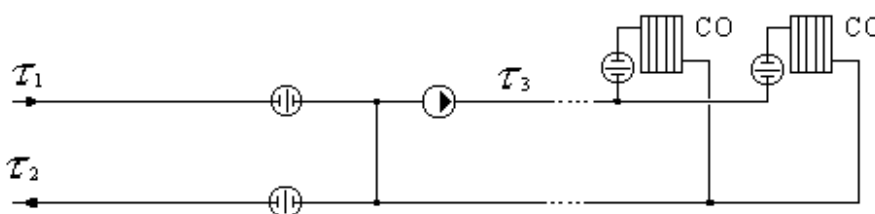


Рисунок 3.14 – Схема ЦТП (ИТП) с насосом смешения на подающем трубопроводе

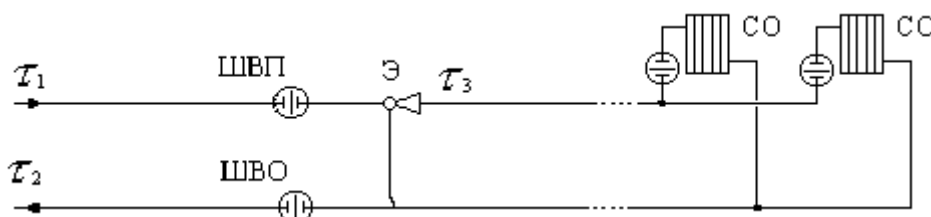


Рисунок 3.15 – Схема ЦТП (ИТП) с элеваторным присоединением СО

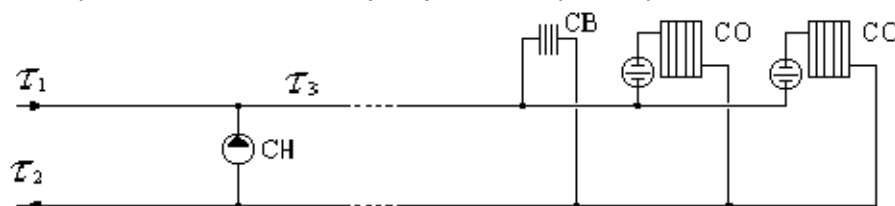


Рисунок 3.16 – Схема ЦТП (ИТП) с насосом смешения на перемычке

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 таблице 3.15.

Таблица 3.15 – Сведения о наличии коммерческого приборного учета

Период	Кол-во точек поставки, шт	Кол-во точек поставки, оснащенных приборами коммерческого учета, шт	%	Общее кол-во точек поставки, не оснащенных приборами коммерческого учета, шт	Кол-во выданных ТУ на установку прибора учета, шт
2013	3 188	2 670	84	518	438
2014	3 401	2 841	84	560	188
2015	5 660	4 720	83	940	186
февраль 2016	5 445	4 602	85	843	18

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, 20, тепловыми сетями и насосными станциями. Дежурный диспетчер в оперативном отношении, в части ведения тепловых и гидравлических режимов на источниках ПАО «Т Плюс», подчинен дежурному диспетчеру ОКД ООО «КЭС-Трейдиг». 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 ПАО «Т Плюс», 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, радио связь

Сведения по диспетчерским службам других теплосетевых организаций отсутствуют.

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

На балансе ПАО «Т Плюс» находится 12 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 15](#).

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

В соответствии с ФЗ №190, в случае выявления бесхозяйных тепловых сетей (тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации), орган местного самоуправления поселения или городского округа до признания права собственности на указанные бесхозяйные тепловые сети в течение тридцати дней с даты их выявления обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными бесхозяйными тепловыми сетями, или единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят указанные бесхозяйные тепловые сети и которая осуществляет содержание и обслуживание указанных бесхозяйных 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 бесхозяйных 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 бесхозяйных 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 бесхозяйных тепловых сетей представлен в [приложении 16](#). Решения по эксплуатации бесхозяйных тепловых сетей представлены в [приложении 17](#).

ч) Значения базовых целевых показателей эффективности

Таблица 3.16 - Значения базовых целевых показателей эффективности работы тепловых сетей

ТЭЦ-6 (ВК-3)	Размерность	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.
Материальная характеристика	м2	94690.34	94711.08	94308.19	94031.79	97078.86	116792.91	100414.11
Отпуск т/э	тыс.Гкал	2906.558	2797.811	2589.996	2488.755	2764.56	3303.07	2970.45
Расход э/э	тыс.кВт-ч	19116.08	22827.94	20869.04	21013.37	17757.10	19748.22	21461.82
Присоединенная тепл.нагрузка	Гкал/ч	1297.2	863.65	1057.18	1185.84	1329.44	1185.8	1438.41
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	тыс. Гкал	288.051	294.478	268.021	262.223	297.768	378.769	234.34
через изоляционные конструкции теплопроводов	тыс. Гкал	208.811	201.85	191.65	192.19	211.10	253.63	121.42
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	7	7	7	8	8	8	4.09
с утечкой теплоносителя	тыс. Гкал	79.24	92.628	76.371	70.029	86.67	125.14	112.92
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	3	3	3	3	3	4	3.80
Потери теплоносителя	тыс. м3	1426.21	994.622	1283.523	1186.227	1483.7	1680.904	1919.42
то же в % от циркуляции теплоносителя	%	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	0.49	0.36	0.50	0.48	0.54	0.51	0.65
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	6.58	8.16	8.06	8.44	6.42	5.98	0
Фактический радиус теплоснабжения	км	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8
Эффективный радиус теплоснабжения	км	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	град.Цельсия	150	150	150	150	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	80	80	80	80
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	град.Цельсия	68	68	68	58	55	55	55
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км2	57.91	38.56	47.20	52.94	59.35	52.94	64.21
Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов (включая материальную характеристику	м2/Гкал/ч	73.00	109.66	89.21	79.30	73.02	98.49	0
ТЭЦ-9	Размерность	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.
Материальная характеристика	м2	119043.85	119376.29	118621.14	118362.38	119933.49	120927.34	107534.99
Отпуск т/э	тыс.Гкал	2364.839	2260.608	2030.47	1924.881	1943.377	2036.296	2065.51

Расход э/э	тыс.кВт-ч	16800.76	20119.94	18731.56	18622.57	19435.42	20805.075	19423.39
Присоединенная тепл.нагрузка	Гкал/ч	585.6	599.84	705	685.53	701.3	705.03	885.68
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	тыс. Гкал	319.078	334.893	320.291	326.526	344.69	359.913	343.32
через изоляционные конструкции теплопроводов	тыс. Гкал	267.015	284.81	262.396	266.724	296.694	301.867	292.00
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	11	13	13	14	15	15	14
с утечкой теплоносителя	тыс. Гкал	52.063	50.083	57.895	59.802	47.996	58.046	51.32
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	2	2	3	3	2	3	2
Потери теплоносителя	тыс. м3	895.32	1128.474	757.32	758.17	832.68	1039.894	967.10
то же в % от циркуляции теплоносителя	%	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	0.38	0.50	0.37	0.39	0.43	0.51	0.47
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	7.10	8.90	9.23	9.67	10.00	10.22	9.40
Фактический радиус теплоснабжения	км	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2
Эффективный радиус теплоснабжения	км	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	град.Цельсия	150	150	150	150	150	150	150
Разность температур теплоносителя в подающей и обратной тепломагистральной при расчетной температуре наружного воздуха, в т.ч.	град.Цельсия							
нормативная	град.Цельсия	80	80	80	80	80	80	80
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	град.Цельсия	69	69	69	69	67	67	67
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км2	69	69	69	69	67	67	67
Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов (включая материальную характеристику	м2/Гкал/ч	203.29	199.01	168.26	172.66	171.02	171.52	121.42
ТЭЦ-13	Размерность	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.
Материальная характеристика	м2	20052.63	20078.85	19927.46	19544.83	20065.40	19710.82	15188.11
Отпуск т/э	тыс.Гкал	521.61	509.11	449.86	421.84	403.34	431.60	389.19
Расход э/э	тыс.кВт-ч	2995.68	3684.54	3408.94	3409.52	3812.52	2974.90	5391.71
Присоединенная тепл.нагрузка	Гкал/ч	206.30	182.89	185.68	189.94	185.59	175.54	203.62
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	тыс. Гкал	55.59	61.53	62.76	59.63	54.25	65.52	62.29
через изоляционные конструкции теплопроводов	тыс. Гкал	43.83	48.70	49.63	48.33	44.41	49.33	52.10

то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	8	10	11	11	11	11	13
с утечкой теплоносителя	тыс. Гкал	11.76	12.84	13.13	11.30	9.84	16.19	10.19
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	2	3	3	3	2	4	3
Потери теплоносителя	тыс. м3	171.35	196.69	197.26	182.93	152.77	190.51	174.98
то же в % от циркуляции теплоносителя	%	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	0.33	0.39	0.44	0.43	0.38	0.44	0.45
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	5.74	7.24	7.58	8.08	9.45	6.89	13.85
Фактический радиус теплоснабжения	км	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1
Эффективный радиус теплоснабжения	км	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	град. Цельсия	150	150	150	150	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	80	80	80	80
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	град. Цельсия	67	67	67	67	61	61	61
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км2	25.47	22.58	22.92	23.45	22.91	21.67	25.14
Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов (включая материальную характеристику	м2/Гкал/ч	97.20	109.79	107.32	102.90	108.12	112.29	74.59
ТЭЦ-14	Размерность	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.
Материальная характеристика	м2	63731.11	62945	63239.78	63627.34	65866.86	65852.8911	72497
Отпуск т/э	тыс.Гкал	1145.65	1124.728	1024.733	978.283	972.926	1021.189	947.522
Расход э/э	тыс.кВт-ч	4974	6016	5675.00	5675.00	6943.00	5989	6372
Присоединенная тепл.нагрузка	Гкал/ч	495.9	296.03	350.4	348.976	352.924	327.28	389.56
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	тыс. Гкал	203.995	218.922	228.123	239.783	244.461	251.862	243.68
через изоляционные конструкции теплопроводов	тыс. Гкал	159.739	193.32	196.874	201.139	201.717	208.465	203.40
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	14	17	19	21	21	20	21
с утечкой теплоносителя	тыс. Гкал	44.256	25.602	31.249	38.644	42.744	43.397	40.28
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	4	2	3	4	4	4	4
Потери теплоносителя	тыс. м3		922.472		805.193	654.44	677.941	691.41

то же в % от циркуляции теплоносителя	%	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	0.00	0.82	0.00	0.82	0.67	0.66	0.73
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	-	-	-	-	-	-	-
Фактический радиус теплоснабжения	км	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9
Эффективный радиус теплоснабжения	км	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	град.Цельсия	150	150	150	150	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	80	80	80	80
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	град.Цельсия	69	69	69	69	63	63	63
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км2	25.30	15.10	17.88	17.80	18.01	16.70	19.88
Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов (включая материальную характеристику	м2/Гкал/ч	128.52	212.63	180.48	182.33	186.63	201.21	186.10
ВК-1	Размерность	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.
Материальная характеристика	м2	18784.078	18784.078	19231.43	18875.55	18842.75	Выведена из эксплуатации	Выведена из эксплуатации
Отпуск т/э	тыс.Гкал	540.385	531.445	469.877	323.179	251.57		
Расход э/э	тыс.кВт-ч	2349.00	2779.00	2735.00	2735.00	1394.00		
Присоединенная тепл.нагрузка	Гкал/ч	268.2	237.9	274.3	240.5	240.5		
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	тыс. Гкал	64.124	60.856	64.639	42.415	32.424		
через изоляционные конструкции теплопроводов	тыс. Гкал	46.177	43.326	51.487	31.035	24.587		
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	9	8	11	10	10		
с утечкой теплоносителя	тыс. Гкал	17.947	17.53	13.152	11.38	7.837		
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	3	3	3	4	3		
Потери теплоносителя	тыс. м3		371.181	384.62	370.46	365.40		
то же в % от циркуляции теплоносителя	%	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25		
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	0.00	0.70	0.82	1.15	1.45		
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	-	-	-	-	-		
Фактический радиус теплоснабжения	км	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9		
Эффективный радиус теплоснабжения	км	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9		

Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	град.Цельсия	150	150	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	80	80		
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	град.Цельсия	68	68	68	58	55		
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км2	37.46	33.23	38.31	33.59	33.59		
Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов (включая материальную характеристику	м2/Гкал/ч	70.04	78.96	70.11	78.48	78.35		
БК-2	Размерность	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.
Материальная характеристика	м2	13339.76	13339.76	13642.39	13533.41	14267.32	14329.88	14329.42
Отпуск т/э	тыс.Гкал	431.14	430.19	388.33	383.94	368.17	386.91	346.02
Расход э/э	тыс.кВт-ч	5424.56	6607.61	8215.69	8220.79	8112.07	8244.13	5889.77
Присоединенная тепл.нагрузка	Гкал/ч	123.4	101.04	124.5	131.5	129.8	126	154
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	тыс. Гкал	56.95	49.87	43.68	43.96	42.76	50.75	61.65
через изоляционные конструкции теплопроводов	тыс. Гкал	40.26	35.58	31.75	31.78	34.46	35.19	48.26
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	9	8	8	8	9	9	14
с утечкой теплоносителя	тыс. Гкал	16.69	14.29	11.92	12.18	8.29	15.56	13.39
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	4	3	3	3	2	4	4
Потери теплоносителя	тыс. м3	243.85	200.68	143.85	179.65	125.89	220.99	280.45
то же в % от циркуляции теплоносителя	%	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	0.57	0.47	0.37	0.47	0.34	0.57	0.81
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	12.58	15.36	21.16	21.41	22.03	21.31	17.02
Фактический радиус теплоснабжения	км	4	4	4	4	4	4	4
Эффективный радиус теплоснабжения	км	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	град.Цельсия	150	150	150	150	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	80	80	80	80

фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	град.Цельсия	67	67	67	67	61	61	61
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км2	33.35	27.31	33.65	35.54	35.08	34.05	41.62
Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов (включая материальную характеристику	м2/Гкал/ч	108.10	132.02	109.58	102.92	109.92	113.73	93.05
ВК-20	Размерность	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.
Материальная характеристика	м2	300.1761	300.5196	293.29	241.54	274.27	274.267	274.267
Отпуск т/э	тыс.Гкал	26.87	28.12	33.45	33.405	33.47	35.27	30.221
Расход э/э	тыс.кВт-ч	26	32	30.00	30.00	48.00	46	45
Присоединенная тепл.нагрузка	Гкал/ч	10.864	11.262	13.9	13.46	13.83	13.75	15.75
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	тыс. Гкал	1.336	1.337	1.234	1.42	0.803	0.803	0.8033
через изоляционные конструкции теплопроводов	тыс. Гкал	1.3	1.3	1.2	1.392	0.781	0.781	0.7817
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	5	5	4	4	2	2	3
с утечкой теплоносителя	тыс. Гкал	0.036	0.037	0.034	0.028	0.022	0.022	0.0216
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	0	0	0	0	0	0	0
Потери теплоносителя	тыс. м3							
то же в % от циркуляции теплоносителя	%	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	1.25
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	-	-	-	-	-	-	-
Фактический радиус теплоснабжения	км	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
Эффективный радиус теплоснабжения	км	1	1	1	1	1	1	1
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	град.Цельсия	95	95	95	95	95	95	95
Разность температур теплоносителя в подающей и обратной тепломагистрале при расчетной температуре наружного воздуха, в т.ч.	град.Цельсия							
нормативная	град.Цельсия	25	25	25	25	25	25	25
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	град.Цельсия	25	25	25	25	25	25	25
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км2	0.98	1.01	1.25	1.21	1.25	1.24	1.42

Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов (включая материальную характеристику	м2/Гкал/ч	27.63	26.68	21.10	17.95	19.83	19.95	17.41
БК-5	Размерность	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Материальная характеристика	м2	24417.8	24417.8	24417.8	24417.8	24417.8	24417.8	24417.8
в т. ч. по м/р Засотровка	м2	1647.56	1647.56	1647.56	1647.56	1647.56	1647.56	1647.56
Отпуск т/э	тыс.Гкал	598.57	528.27	488.558	521.54	469.76	523.4	303
В т.ч по Заостровке	тыс.Гкал	45.49	43.36	40.57	43.97	45.16	42.23	42.68
Расход э/э (на передачу)	тыс.кВт-ч				1442.9	1364.5	1469.8	1336.198
Присоединенная тепл. нагрузка	Гкал/ч	194.7	194.7	194.7	194.7	194.7	194.7	194.7
в т. ч. по м/р Заостровка	Гкал/ч				13.565	13.204	14.118	15.338
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	тыс. Гкал	4.267	3.861	3.119	5.46	6.725	7.895	6.834
через изоляционные конструкции теплопроводов	тыс. Гкал	3.843	3.547	2.661	4.781	6.262	7.105	6.15
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	0.7	0.7	0.6	1.1	1.4	1.5	2.2
с утечкой теплоносителя	тыс. Гкал	0.424	0.404	0.458	0.679	0.463	0.631	0.6
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	0.07	0.07	0.09	0.13	0.1	0.12	0.19
Потери теплоносителя	тыс. м3	79.334	77.944	67.704	97.652	73.628	91.787	78.188
то же в % от циркуляции теплоносителя	%	0.46	0.48	0.43	0.6	0.48	0.55	0.65
Удельный расход теплоносителя:	тонн/Гкал							
По магистралям на м/р Парковый и прочих потребителей	тонн/Гкал	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5
По магистрали на м/р Заостровка	тонн/Гкал	40	40	40	40	40	40	40
Удельный расход электроэнергии (на передачу)	кВт-ч/Гкал				32.81	30.21	34.8	31.3
Фактический радиус теплоснабжения	км	5.65	5.65	5.65	5.65	5.65	5.65	5.65
Эффективный радиус теплоснабжения	км	5.1 - эффект	5.1 - эффект	5.1 - эффект	5.1 - эффект	5.1 - эффект	5.1 - эффект	5.1 - эффект
		5.5 – макс	5.5 – макс	5.5 – макс	5.5 – макс	5.5 – макс	5.5 – макс	5.5 – макс
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе на м/р Парковый и прочих потребителей, принятая для проектирования тепловых сетей	град.Цельсия	150	150	150	150	150 со срезкой на 135	150 со срезкой на 135	150 со срезкой на 135
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе на м/р Заостровка, принятая для проектирования тепловых сетей	град.Цельсия	95	95	95	95	95	95	95

Разность температур теплоносителя в подающей и обратной тепломагистрале при расчетной температуре наружного воздуха, в т.ч.	град.Цельсия							
нормативная на м/р Парковый и прочих потребителей	град.Цельсия	80	80	80	80	65	65	65
нормативная на м/р Заостровка	град.Цельсия	25	25	25	25	25	25	25
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки на м/р Парковый	град.Цельсия	75.2	73.8	62.6	70.4	63.9	69.1	62.6
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки на прочих потребителей	град.Цельсия	46.5	43.9	49.4	55.1	48.4	55.4	35.5
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки на м/р Заостровка	град.Цельсия	17.1	18.4	17.4	22.9	19.2	20.3	19.8
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км2	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6
Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов (включая материальную характеристику	м2/Гкал/ч	125.41	125.41	125.41	125.41	125.41	125.41	125.41
БК ЧОС	Размерность	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Материальная характеристика	м2							
Отпуск т/э	тыс.Гкал	11.42	10.383	9.436	9.787	9.547	9.674	8.507
Расход э/э	тыс.кВт-ч	594.089	597.797	624.671	648.812	418.893	484.3	422.175
Присоединенная тепл.нагрузка	Гкал/ч	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	тыс. Гкал	0.765	0.669	1.181	1.164	1.068	0.919	0.808
через изоляционные конструкции теплопроводов	тыс. Гкал	0.765	0.669	1.181	1.164	1.068	0.919	0.808
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	6.7	6.4	12.5	9.4	10.1	9.5	9.5
с утечкой теплоносителя	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	0	0	0	0	0	0	0
Потери теплоносителя	тыс. м3							
то же в % от циркуляции теплоносителя	%							
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал							
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	52.02	57.57	66.20	66.29	43.88	50.06	49.63
Фактический радиус теплоснабжения	км							
Эффективный радиус теплоснабжения	км							
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	град.Цельсия							

Разность температур теплоносителя в подающей и обратной тепломагистралах при расчетной температуре наружного воздуха, в т.ч.	град.Цельсия							
нормативная	град.Цельсия							
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	град.Цельсия							
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км2							
Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов (включая материальную характеристику	м2/Гкал/ч							
ВК ИСКРА	Размерность	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Материальная характеристика	м2	1711.2	1711.2	1711.2	1711.2	1711.2	1711.2	1711.2
Отпуск т/э	тыс.Гкал	124.1	121.2	114.2	102.4	95.2	96.6	95.7
Расход э/э	тыс.кВт-ч	3447	3273	3389	3389	3992	3685	3810
Присоединенная тепл.нагрузка	Гкал/ч	38.1	38.1	38.1	38.1	38.1	38.1	38.1
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	тыс. Гкал	2.4	2.4	4.927	5.001	3.13	2.605	2.575
через изоляционные конструкции теплопроводов	тыс. Гкал	2.136	2.136	4.385	4.451	2.786	2.33	2.301
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	1.7	1.8	3.8	4.3	2.9	2.4	2.4
с утечкой теплоносителя	тыс. Гкал	0.264	0.264	0.542	0.55	0.344	0.275	0.274
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	0.2	0.2	0.5	0.5	0.4	0.3	0.3
Потери теплоносителя	тыс. м3	4.937	4.937	10.135	10.285	6.433	5.15	5.15
то же в % от циркуляции теплоносителя	%	4.1	5.1	11.3	9.1	4.9	4	6.5
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	900	800	800	1100	1300	1300	800
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	27	26.1	28	33	41	37	39
Фактический радиус теплоснабжения	км							
Эффективный радиус теплоснабжения	км							
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	град.Цельсия	95	95	95	95	95	95	95
Разность температур теплоносителя в подающей и обратной тепломагистралах при расчетной температуре наружного воздуха, в т.ч.	град.Цельсия	28	28	28	28	28	28	28
нормативная	град.Цельсия	28	28	28	28	28	28	28
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	град.Цельсия	25	26	25	25	25	25	25

Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км2							
Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов (включая материальную характеристику	м2/Гкал/ч							
БК Кислотные Дачи	Размерность	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г. Сентябрь-декабрь	2015г.
Материальная характеристика	м2	-	-	-	-	-	9412	9413.81
Отпуск т/э	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	62.071	145.332
Расход э/э	тыс.кВт-ч	-	-	-	-	-	1742.27	4684.954
Присоединенная тепл.нагрузка	Гкал/ч	-	-	-	-	-	41.786	46.172
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	8.074	21.109
через изоляционные конструкции теплопроводов	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	7.452	19.484
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	12.01	13.41
с утечкой теплоносителя	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.622	1.625
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	1.00	1.12
Потери теплоносителя	тыс. м3	-	-	-	-	-	13.6	34.3
то же в % от циркуляции теплоносителя	%	-	-	-	-	-	0.25	0.25
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	-	-	-	-	-	25.3	25.3
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	-	-	-	-	-	28.2	32.24
Фактический радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-	3	3
Эффективный радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-		
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	град.Цельсия	-	-	-	-	-	105	105
Разность температур теплоносителя в подающей и обратной тепломагистрале при расчетной температуре наружного воздуха, в т.ч.	град.Цельсия	-	-	-	-	-	39.5	39.5
		-	-	-	-	-		
нормативная	град.Цельсия	-	-	-	-	-	39.5	39.5
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	град.Цельсия	-	-	-	-	-	28	31.3
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км2	-	-	-	-	-	12.73	14.07
Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов (включая материальную характеристику	м2/Гкал/ч	-	-	-	-	-	225.2	203.9

БК Молодежный	Размерность	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г. Сентябрь- декабрь	2015г.
Материальная характеристика	м2	-	-	-	-	-	3740.5	3740.5
Отпуск т/э	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	17.615	38.295
Расход э/э	тыс.кВт-ч	-	-	-	-	-	372.4	962.56
Присоединенная тепл.нагрузка	Гкал/ч	-	-	-	-	-	14.583	14.583
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	1.464	3.175
через изоляционные конструкции теплопроводов	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	1.348	2.924
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	7.65	7.64
с утечкой теплоносителя	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.116	0.251
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	0.66	0.66
Потери теплоносителя	тыс. м3	-	-	-	-	-	2.449	4.713
то же в % от циркуляции теплоносителя	%	-	-	-	-	-	0.25	0.25
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	-	-	-	-	-	25	25
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	-	-	-	-	-	21.1	25.13
Фактический радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-	0.5	0.5
Эффективный радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-		
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	град.Цельсия	-	-	-	-	-	105	105
Разность температур теплоносителя в подающей и обратной тепломагистрали при расчетной температуре наружного воздуха, в т.ч.	град.Цельсия	-	-	-	-	-	40	40
		-	-	-	-	-		
нормативная	град.Цельсия	-	-	-	-	-	40	40
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	град.Цельсия	-	-	-	-	-	26	23
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км2	-	-	-	-	-	33.91	33.91
Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов (включая материальную характеристику	м2/Гкал/ч	-	-	-	-	-	256.5	256.5
БК Левшино	Размерность	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г. Сентябрь- декабрь	2015г.
Материальная характеристика	м2	-	-	-	-	-	2560.6	2560.6

Отпуск т/э	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	17.917	40.775
Расход э/э	тыс.кВт-ч	-	-	-	-	-	436.2	1274.04
Присоединенная тепл.нагрузка	Гкал/ч	-	-	-	-	-	13.689	13.689
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	2.149	5.943
через изоляционные конструкции теплопроводов	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	1.992	5.509
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	11.12	13.51
с утечкой теплоносителя	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.157	0.434
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	0.88	1.06
Потери теплоносителя	тыс. м3	-	-	-	-	-	2.868	8.697
то же в % от циркуляции теплоносителя	%	-	-	-	-	-	0.25	0.25
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	-	-	-	-	-	35.7	35.7
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	-	-	-	-	-	24.3	31.25
Фактический радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-	1	1
Эффективный радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-		
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	град.Цельсия	-	-	-	-	-	95	95
Разность температур теплоносителя в подающей и обратной тепломагистральной при расчетной температуре наружного воздуха, в т.ч.	град.Цельсия	-	-	-	-	-	28	28
нормативная	град.Цельсия	-	-	-	-	-	28	28
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	град.Цельсия	-	-	-	-	-	24	27
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км2	-	-	-	-	-	13.16	13.16
Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов (включая материальную характеристику	м2/Гкал/ч	-	-	-	-	-	187.1	187.1
ВК ПДК	Размерность	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г. Сентябрь-декабрь	2015г.
Материальная характеристика	м2	-	-	-	-	-	1588.1796	1588.18
Отпуск т/э	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	15.45	38.256
Расход э/э	тыс.кВт-ч	-	-	-	-	-	407.04	1011.6
Присоединенная тепл.нагрузка	Гкал/ч	-	-	-	-	-	10.72	10.72

Потери тепловой энергии, в т.ч.:	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	1.143	2.642
через изоляционные конструкции теплопроводов	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	1.096	2.534
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	7.09	6.62
с утечкой теплоносителя	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.047	0.108
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	0.30	0.28
Потери теплоносителя	тыс. м3	-	-	-	-	-	1.199	2.308
то же в % от циркуляции теплоносителя	%	-	-	-	-	-	0.25	0.25
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	-	-	-	-	-	40	40
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	-	-	-	-	-	26.3	26.44
Фактический радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-	0.4	0.4
Эффективный радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-		
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	град.Цельсия	-	-	-	-	-	95	95
Разность температур теплоносителя в подающей и обратной тепломагистрали при расчетной температуре наружного воздуха, в т.ч.	град.Цельсия	-	-	-	-	-	25	25
		-	-	-	-	-		
нормативная	град.Цельсия	-	-	-	-	-	25	25
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	град.Цельсия	-	-	-	-	-	20	24.6
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км2	-	-	-	-	-	26.8	26.8
Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов (включая материальную характеристику	м2/Гкал/ч	-	-	-	-	-	148.2	148.2
БК Заозерье	Размерность	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г. Сентябрь-декабрь	2015г.
Материальная характеристика	м2	-	-	-	-	-	1198.17	1198.17
Отпуск т/э	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	7.597	21.081
Расход э/э	тыс.кВт-ч	-	-	-	-	-	282.8	816.24
Присоединенная тепл.нагрузка	Гкал/ч	-	-	-	-	-	6.144	6.144
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.754	1.994
через изоляционные конструкции теплопроводов	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.702	1.856
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	9.24	8.8

с утечкой теплоносителя	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.052	0.138
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	0.68	0.65
Потери теплоносителя	тыс. м3	-	-	-	-	-	0.955	2.655
то же в % от циркуляции теплоносителя	%	-	-	-	-	-	0.25	0.25
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	-	-	-	-	-	40	40
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	-	-	-	-	-	37.2	38.72
Фактический радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-	0.5	0.5
Эффективный радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-		
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	град.Цельсия	-	-	-	-	-	95	95
Разность температур теплоносителя в подающей и обратной тепломагистральной при расчетной температуре наружного воздуха, в т.ч.	град.Цельсия	-	-	-	-	-		
		-	-	-	-	-	25	25
нормативная	град.Цельсия	-	-	-	-	-	25	25
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	град.Цельсия	-	-	-	-	-	22	23
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км2	-	-	-	-	-	12.04	12.04
Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов (включая материальную характеристику	м2/Гкал/ч	-	-	-	-	-	195.0	195.0
ВК Запруд	Размерность	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г. Сентябрь-декабрь	2015г.
Материальная характеристика	м2	-	-	-	-	-	780.92	780.92
Отпуск т/э	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	5.486	12.369
Расход э/э	тыс.кВт-ч	-	-	-	-	-	139.869	372.226
Присоединенная тепл.нагрузка	Гкал/ч	-	-	-	-	-	4.957	4.957
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.664	1.657
через изоляционные конструкции теплопроводов	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.645	1.611
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	11.76	13.02
с утечкой теплоносителя	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.019	0.046
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	0.35	0.37
Потери теплоносителя	тыс. м3	-	-	-	-	-	0.408	1.061

то же в % от циркуляции теплоносителя	%	-	-	-	-	-	0.25	0.25
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	-	-	-	-	-	40	40
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	-	-	-	-	-	25.5	30.9
Фактический радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-	0.2	0.2
Эффективный радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-		
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	град.Цельсия	-	-	-	-	-	95	95
Разность температур теплоносителя в подающей и обратной тепломагистрали при расчетной температуре наружного воздуха, в т.ч.	град.Цельсия	-	-	-	-	-	25	25
		-	-	-	-	-		
нормативная	град.Цельсия	-	-	-	-	-	25	25
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	град.Цельсия	-	-	-	-	-	19	21
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км2	-	-	-	-	-	24.78	24.78
Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов (включая материальную характеристику	м2/Гкал/ч	-	-	-	-	-	157.5	157.5
ВК Окуловский	Размерность	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г. Сентябрь-декабрь	2015г.
Материальная характеристика	м2	-	-	-	-	-	173.49	173.49
Отпуск т/э	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	3.675	8.844
Расход э/э	тыс.кВт-ч	-	-	-	-	-	104.08	292.92
Присоединенная тепл.нагрузка	Гкал/ч	-	-	-	-	-	3.806	3.806
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.127	0.298
через изоляционные конструкции теплопроводов	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.122	0.286
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	3.32	3.23
с утечкой теплоносителя	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.005	0.012
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	0.14	0.14
Потери теплоносителя	тыс. м3	-	-	-	-	-	0.094	0.237
то же в % от циркуляции теплоносителя	%	-	-	-	-	-	0.25	0.25
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	-	-	-	-	-	40	40
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	-	-	-	-	-	28.3	33.12

Фактический радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-	0.04	0.04
Эффективный радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-		
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	град.Цельсия	-	-	-	-	-	95	95
Разность температур теплоносителя в подающей и обратной тепломагистральной при расчетной температуре наружного воздуха, в т.ч.	град.Цельсия	-	-	-	-	-	25	25
		-	-	-	-	-		
нормативная	град.Цельсия	-	-	-	-	-	25	25
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	град.Цельсия	-	-	-	-	-	19	18
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км2	-	-	-	-	-	95.15	95.15
Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов (включая материальную характеристику	м2/Гкал/ч	-	-	-	-	-	45.6	45.6
ВК Банная Гора	Размерность	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г. Сентябрь-декабрь	2015г.
Материальная характеристика	м2	-	-	-	-	-	400.50	400.50
Отпуск т/э	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	3.528	8.817
Расход э/э	тыс.кВт-ч	-	-	-	-	-	133.8	354.8
Присоединенная тепл.нагрузка	Гкал/ч	-	-	-	-	-	3.644	3.644
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.288	0.761
через изоляционные конструкции теплопроводов	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.278	0.734
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	7.88	8.32
с утечкой теплоносителя	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.01	0.027
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	0.28	0.31
Потери теплоносителя	тыс. м3	-	-	-	-	-	0.239	0.604
то же в % от циркуляции теплоносителя	%	-	-	-	-	-	0.25	0.25
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	-	-	-	-	-	40	40
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	-	-	-	-	-	37.9	40.24
Фактический радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-	0.1	0.1
Эффективный радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-		
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	град.Цельсия	-	-	-	-	-	95	95

Разность температур теплоносителя в подающей и обратной тепломагистрали при расчетной температуре наружного воздуха, в т.ч.	град.Цельсия	-	-	-	-	-	25	25
		-	-	-	-	-		
нормативная	град.Цельсия	-	-	-	-	-	25	25
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	град.Цельсия	-	-	-	-	-	22	24
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км2	-	-	-	-	-	28.03	28.03
Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов (включая материальную характеристику	м2/Гкал/ч	-	-	-	-	-	109.9	109.9
ВК ДИПИ	Размерность	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г. Сентябрь-декабрь	2015г.
Материальная характеристика	м2	-	-	-	-	-	611.41	611.41
Отпуск т/э	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	1.697	3.973
Расход э/э	тыс.кВт-ч	-	-	-	-	-	73.64	225.128
Присоединенная тепл.нагрузка	Гкал/ч	-	-	-	-	-	1.752	1.752
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.524	1.228
через изоляционные конструкции теплопроводов	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.507	1.189
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	29.88	29.93
с утечкой теплоносителя	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.017	0.039
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	1.00	0.98
Потери теплоносителя	тыс. м3	-	-	-	-	-	0.352	0.847
то же в % от циркуляции теплоносителя	%	-	-	-	-	-	0.25	0.25
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	-	-	-	-	-	40	40
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	-	-	-	-	-	43.4	56.66
Фактический радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-	0.18	0.18
Эффективный радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-		
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	град.Цельсия	-	-	-	-	-	95	95
Разность температур теплоносителя в подающей и обратной тепломагистрали при расчетной температуре наружного воздуха, в т.ч.	град.Цельсия	-	-	-	-	-	25	25
		-	-	-	-	-		
нормативная	град.Цельсия	-	-	-	-	-	25	25

фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	град.Цельсия	-	-	-	-	-	23	23
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км2	-	-	-	-	-	9.73	9.73
Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов (включая материальную характеристику	м2/Гкал/ч	-	-	-	-	-	349.0	349.0
ВК Каменского,28а	Размерность	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г. Сентябрь-декабрь	2015г.
Материальная характеристика	м2	-	-	-	-	-	207.90	207.90
Отпуск т/э	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	1.382	2.998
Расход э/э	тыс.кВт-ч	-	-	-	-	-	44.295	104.183
Присоединенная тепл.нагрузка	Гкал/ч	-	-	-	-	-	1.57	1.57
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.166	0.386
через изоляционные конструкции теплопроводов	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.162	0.376
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	11.72	12.54
с утечкой теплоносителя	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.004	0.01
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	0.29	0.33
Потери теплоносителя	тыс. м3	-	-	-	-	-	0.114	0.219
то же в % от циркуляции теплоносителя	%	-	-	-	-	-	0.25	0.25
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	-	-	-	-	-	40	40
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	-	-	-	-	-	32	34.74
Фактический радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-	0.4	0.4
Эффективный радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-		
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	град.Цельсия	-	-	-	-	-	95	95
Разность температур теплоносителя в подающей и обратной тепломагистрале при расчетной температуре наружного воздуха, в т.ч.	град.Цельсия	-	-	-	-	-	25	25
нормативная	град.Цельсия	-	-	-	-	-	25	25
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	град.Цельсия	-	-	-	-	-	20	20
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км2	-	-	-	-	-	39.25	39.25

Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов (включая материальную характеристику	м2/Гкал/ч	-	-	-	-	-	132.4	132.4
ВК Пышминская	Размерность	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г. Сентябрь-декабрь	2015г.
Материальная характеристика	м2	-	-	-	-	-	148.03	148.03
Отпуск т/э	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	0.698	1.721
Расход э/э	тыс.кВт-ч	-	-	-	-	-	33.478	102.892
Присоединенная тепл.нагрузка	Гкал/ч	-	-	-	-	-	0.6	0.6
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.156	0.377
через изоляционные конструкции теплопроводов	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.154	0.372
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	22.06	21.62
с утечкой теплоносителя	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.002	0.005
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	0.29	0.29
Потери теплоносителя	тыс. м3	-	-	-	-	-	0.061	0.118
то же в % от циркуляции теплоносителя	%	-	-	-	-	-	0.25	0.25
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	-	-	-	-	-	40	40
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	-	-	-	-	-	47.9	59.77
Фактический радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-	0.05	0.05
Эффективный радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-		
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	град.Цельсия	-	-	-	-	-	95	95
Разность температур теплоносителя в подающей и обратной тепломагистрале при расчетной температуре наружного воздуха, в т.ч.	град.Цельсия	-	-	-	-	-	25	25
		-	-	-	-	-		
нормативная	град.Цельсия	-	-	-	-	-	25	25
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	град.Цельсия	-	-	-	-	-	24	25
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км2	-	-	-	-	-	12	12
Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов (включая материальную характеристику	м2/Гкал/ч	-	-	-	-	-	246.7	246.7

ВК Подснежник	Размерность	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г. Сентябрь- декабрь	2015г.
Материальная характеристика	м2	-	-	-	-	-	123.22	97.99
Отпуск т/э	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	0.837	1.537
Расход э/э	тыс.кВт-ч	-	-	-	-	-	53.489	135.945
Присоединенная тепл.нагрузка	Гкал/ч	-	-	-	-	-	0.235	0.13
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.1	0.245
через изоляционные конструкции теплопроводов	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.097	0.238
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	11.59	15.48
с утечкой теплоносителя	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.003	0.007
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	0.36	0.46
Потери теплоносителя	тыс. м3	-	-	-	-	-	0.079	0.152
то же в % от циркуляции теплоносителя	%	-	-	-	-	-	0.25	0.25
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	-	-	-	-	-	40	40
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	-	-	-	-	-	63.9	88.45
Фактический радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-	0.05	0.05
Эффективный радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-		
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	град.Цельсия	-	-	-	-	-	95	95
Разность температур теплоносителя в подающей и обратной тепломагистрали при расчетной температуре наружного воздуха, в т.ч.	град.Цельсия	-	-	-	-	-	25	25
		-	-	-	-	-		
нормативная	град.Цельсия	-	-	-	-	-	25	25
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	град.Цельсия	-	-	-	-	-	20	23.7
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км2	-	-	-	-	-	4.7	2.6
Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов (включая материальную характеристику	м2/Гкал/ч	-	-	-	-	-	524.4	753.8
ВК Брикетная	Размерность	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г. Сентябрь- декабрь	2015г.
Материальная характеристика	м2	-	-	-	-	-	62.97	62.97

Отпуск т/э	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	0.354	0.801
Расход э/э	тыс.кВт-ч	-	-	-	-	-	16.252	35.115
Присоединенная тепл.нагрузка	Гкал/ч	-	-	-	-	-	0.219	0.219
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.067	0.16
через изоляционные конструкции теплопроводов	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.066	0.158
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	18.64	19.73
с утечкой теплоносителя	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.001	0.002
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	0.28	0.25
Потери теплоносителя	тыс. м3	-	-	-	-	-	0.024	0.046
то же в % от циркуляции теплоносителя	%	-	-	-	-	-	0.25	0.25
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	-	-	-	-	-	40	40
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	-	-	-	-	-	45.8	43.8
Фактический радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-	0.02	0.02
Эффективный радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-		
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	град.Цельсия	-	-	-	-	-	95	95
Разность температур теплоносителя в подающей и обратной тепломагистральной при расчетной температуре наружного воздуха, в т.ч.	град.Цельсия	-	-	-	-	-		
		-	-	-	-	-	25	25
нормативная	град.Цельсия	-	-	-	-	-	25	25
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	град.Цельсия	-	-	-	-	-	21	23.9
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км2	-	-	-	-	-	10.95	10.95
Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов (включая материальную характеристику	м2/Гкал/ч	-	-	-	-	-	287.5	287.5
БК Гор. Больница	Размерность	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г. Сентябрь-декабрь	2015г.
Материальная характеристика	м2	-	-	-	-	-	12.40	12.40
Отпуск т/э	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	0.249	0.476
Расход э/э	тыс.кВт-ч	-	-	-	-	-	243.29	514.521
Присоединенная тепл.нагрузка	Гкал/ч	-	-	-	-	-	0.178	0.178

Потери тепловой энергии, в т.ч.:	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.007	0.017
через изоляционные конструкции теплопроводов	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.007	0.016
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	2.81	3.36
с утечкой теплоносителя	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.000	0.001
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	0.00	0.21
Потери теплоносителя	тыс. м3	-	-	-	-	-	0.005	0.014
то же в % от циркуляции теплоносителя	%	-	-	-	-	-	0.25	0.25
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	-	-	-	-	-	40	40
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	-	-	-	-	-	975.3	1079.34
Фактический радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-	0.01	0.01
Эффективный радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-		
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	град.Цельсия	-	-	-	-	-	95	95
Разность температур теплоносителя в подающей и обратной тепломагистрали при расчетной температуре наружного воздуха, в т.ч.	град.Цельсия	-	-	-	-	-	25	25
		-	-	-	-	-		
нормативная	град.Цельсия	-	-	-	-	-	25	25
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	град.Цельсия	-	-	-	-	-	20	21
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км2	-	-	-	-	-	17.8	17.8
Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов (включая материальную характеристику	м2/Гкал/ч	-	-	-	-	-	69.6	69.6
БК Вышка-1	Размерность	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г. Сентябрь-декабрь	2015г.
Материальная характеристика	м2	-	-	-	-	-	3.20	3.20
Отпуск т/э	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	0.108	0.218
Расход э/э	тыс.кВт-ч	-	-	-	-	-	1.56	3.77
Присоединенная тепл.нагрузка	Гкал/ч	-	-	-	-	-	0.09	0.09
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.0034	0.007
через изоляционные конструкции теплопроводов	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.003	0.007
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	2.78	3.21

с утечкой теплоносителя	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.000	0.000
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	0.37	0.00
Потери теплоносителя	тыс. м3	-	-	-	-	-	0.002	0.003
то же в % от циркуляции теплоносителя	%	-	-	-	-	-	0.25	0.25
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	-	-	-	-	-	40	40
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	-	-	-	-	-	14.4	17.23
Фактический радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-	0.001	0.001
Эффективный радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-		
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	град.Цельсия	-	-	-	-	-	95	95
Разность температур теплоносителя в подающей и обратной тепломагистральной при расчетной температуре наружного воздуха, в т.ч.	град.Цельсия	-	-	-	-	-		
		-	-	-	-	-	25	25
нормативная	град.Цельсия	-	-	-	-	-	25	25
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	град.Цельсия	-	-	-	-	-	20	20
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км2	-	-	-	-	-	90	90
Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов (включая материальную характеристику	м2/Гкал/ч	-	-	-	-	-	35.6	35.6
ВК Новые Ляды	Размерность	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г. Сентябрь-декабрь	2015г.
Материальная характеристика	м2	-	-	-	-	-	5148.85	5148.85
Отпуск т/э	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	21.646	54.733
Расход э/э	тыс.кВт-ч	-	-	-	-	-	660.249	1939.129
Присоединенная тепл.нагрузка	Гкал/ч	-	-	-	-	-	40.9	40.9
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	4.304	10.99
через изоляционные конструкции теплопроводов	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	4.037	10.309
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	18.65	18.84
с утечкой теплоносителя	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.267	0.681
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	1.23	1.24
Потери теплоносителя	тыс. м3	-	-	-	-	-	4.953	13.672

то же в % от циркуляции теплоносителя	%	-	-	-	-	-		
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	-	-	-	-	-	40	40
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	-	-	-	-	-	30.5	35.43
Фактический радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-	1.8	1.8
Эффективный радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-		
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	град.Цельсия	-	-	-	-	-	95	95
Разность температур теплоносителя в подающей и обратной тепломагистрале при расчетной температуре наружного воздуха, в т.ч.	град.Цельсия	-	-	-	-	-		
		-	-	-	-	-	25	25
нормативная	град.Цельсия	-	-	-	-	-	25	25
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	град.Цельсия	-	-	-	-	-	22	19
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км2	-	-	-	-	-	22.2	22.2
Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов (включая материальную характеристику	м2/Гкал/ч	-	-	-	-	-	125.9	125.9
ВК Вышка 2	Размерность	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.
Материальная характеристика	м2	-	-	-	-	-	10000.00	10000.00
Отпуск т/э	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	126.467	126.467
Расход э/э	тыс.кВт-ч	-	-	-	-	-	3988.54	3988.54
Присоединенная тепл.нагрузка	Гкал/ч	-	-	-	-	-	58.4	58.4
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	13.117	13.117
через изоляционные конструкции теплопроводов	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	12.262	12.262
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	9.3	9.3
с утечкой теплоносителя	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.855	0.855
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	0.60	0.60
Потери теплоносителя	тыс. м3	-	-	-	-	-	17.331	17.331
то же в % от циркуляции теплоносителя	%	-	-	-	-	-	0.25	0.25
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	-	-	-	-	-	19	19
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	-	-	-	-	-	34.3	34.3
Фактический радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-	1	1
Эффективный радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-	6.647	6.647

Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	град.Цельсия	-	-	-	-	-	115	115
Разность температур теплоносителя в подающей и обратной тепломагистрале при расчетной температуре наружного воздуха, в т.ч.	град.Цельсия	-	-	-	-	-	52	52
		-	-	-	-	-		
нормативная	град.Цельсия	-	-	-	-	-	52	52
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	град.Цельсия	-	-	-	-	-	52	52
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км2	-	-	-	-	-	34.2	34.2
Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов (включая материальную характеристику	м2/Гкал/ч	-	-	-	-	-	247.0	247.0
БК Хабаровская, 139	Размерность	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.
Материальная характеристика	м2	-	-	-	-	-	4225.00	4225.00
Отпуск т/э	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	41.127	41.127
Расход э/э	тыс.кВт-ч	-	-	-	-	-	859.533	859.533
Присоединенная тепл.нагрузка	Гкал/ч	-	-	-	-	-	19.79	19.79
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	4.401	4.401
через изоляционные конструкции теплопроводов	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	4.108	4.108
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	9.6	9.6
с утечкой теплоносителя	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.293	0.293
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	0.60	0.60
Потери теплоносителя	тыс. м3	-	-	-	-	-	5.998	5.998
то же в % от циркуляции теплоносителя	%	-	-	-	-	-	0.25	0.25
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	-	-	-	-	-	22	22
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	-	-	-	-	-	24.85	24.85
Фактический радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-	0.65	0.65
Эффективный радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-	9.605	9.605
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	град.Цельсия	-	-	-	-	-	105	105
Разность температур теплоносителя в подающей и обратной тепломагистрале при расчетной температуре наружного воздуха, в т.ч.	град.Цельсия	-	-	-	-	-	35	35
		-	-	-	-	-		
нормативная	град.Цельсия	-	-	-	-	-	35	35

фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	град.Цельсия	-	-	-	-	-	35	35
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км2	-	-	-	-	-	32.9	32.9
Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов (включая материальную характеристику	м2/Гкал/ч	-	-	-	-	-	136.0	136.0
БК Г. Наумова, 18а	Размерность	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.
Материальная характеристика	м2	-	-	-	-	-	160.00	160.00
Отпуск т/э	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	12.728	12.728
Расход э/э	тыс.кВт-ч	-	-	-	-	-	357.4	357.4
Присоединенная тепл.нагрузка	Гкал/ч	-	-	-	-	-	5.45	5.45
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	1.722	1.722
через изоляционные конструкции теплопроводов	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	1.646	1.646
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	11.9	11.9
с утечкой теплоносителя	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.076	0.076
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	0.50	0.50
Потери теплоносителя	тыс. м3	-	-	-	-	-	1.514	1.514
то же в % от циркуляции теплоносителя	%	-	-	-	-	-	0.25	0.25
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	-	-	-	-	-	40	40
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	-	-	-	-	-	25.9	25.9
Фактический радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-	0.4	0.4
Эффективный радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-	1.267	1.267
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	град.Цельсия	-	-	-	-	-	95	95
Разность температур теплоносителя в подающей и обратной тепломагистрале при расчетной температуре наружного воздуха, в т.ч.	град.Цельсия	-	-	-	-	-	25	25
		-	-	-	-	-		
нормативная	град.Цельсия	-	-	-	-	-	25	25
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	град.Цельсия	-	-	-	-	-	25	25
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км2	-	-	-	-	-	54.5	54.5

Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов (включая материальную характеристику	м2/Гкал/ч	-	-	-	-	-	417.0	417.0
БК Лепешинской	Размерность	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.
Материальная характеристика	м2	-	-	-	-	-	2025.00	2025.00
Отпуск т/э	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	11.849	11.849
Расход э/э	тыс.кВт-ч	-	-	-	-	-	392.1	392.1
Присоединенная тепл.нагрузка	Гкал/ч	-	-	-	-	-	5.36	5.36
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	1.85	1.85
через изоляционные конструкции теплопроводов	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	1.774	1.774
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	13.5	13.5
с утечкой теплоносителя	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.076	0.076
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	0.60	0.60
Потери теплоносителя	тыс. м3	-	-	-	-	-	1.507	1.507
то же в % от циркуляции теплоносителя	%	-	-	-	-	-	0.25	0.25
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	-	-	-	-	-	38	38
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	-	-	-	-	-	28.6	28.6
Фактический радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-	0.45	0.45
Эффективный радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-	1.208	1.208
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	град.Цельсия	-	-	-	-	-	95	95
Разность температур теплоносителя в подающей и обратной тепломагистрали при расчетной температуре наружного воздуха, в т.ч.	град.Цельсия	-	-	-	-	-	25	25
нормативная	град.Цельсия	-	-	-	-	-	25	25
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	град.Цельсия	-	-	-	-	-	25	25
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км2	-	-	-	-	-	26.8	26.8
Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов (включая материальную характеристику	м2/Гкал/ч	-	-	-	-	-	499.0	499.0
БК Б. Революции	Размерность	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.
Материальная характеристика	м2	-	-	-	-	-	64.00	64.00

Отпуск т/э	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	0.144	0.144
Расход э/э	тыс.кВт-ч	-	-	-	-	-	62.7	62.7
Присоединенная тепл.нагрузка	Гкал/ч	-	-	-	-	-	0.04	0.04
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.076	0.076
через изоляционные конструкции теплопроводов	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.075	0.075
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	34	34
с утечкой теплоносителя	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.001	0.001
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	0.50	0.50
Потери теплоносителя	тыс. м3	-	-	-	-	-	0.04	0.04
то же в % от циркуляции теплоносителя	%	-	-	-	-	-	0.25	0.25
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	-	-	-	-	-	40	40
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	-	-	-	-	-	285	285
Фактический радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-	0.08	0.08
Эффективный радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-	0.022	0.022
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	град.Цельсия	-	-	-	-	-	95	95
Разность температур теплоносителя в подающей и обратной тепломагистрале при расчетной температуре наружного воздуха, в т.ч.	град.Цельсия	-	-	-	-	-	25	25
нормативная	град.Цельсия	-	-	-	-	-	25	25
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	град.Цельсия	-	-	-	-	-	25	25
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км2	-	-	-	-	-	4	4
Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов (включая материальную характеристику	м2/Гкал/ч	-	-	-	-	-	3350.0	3350.0
ВК Лесопарковая	Размерность	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.
Материальная характеристика	м2	-	-	-	-	-	400.00	400.00
Отпуск т/э	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	1.579	1.579
Расход э/э	тыс.кВт-ч	-	-	-	-	-	67.7	67.7
Присоединенная тепл.нагрузка	Гкал/ч	-	-	-	-	-	0.6	0.6
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.15	0.15
через изоляционные конструкции теплопроводов	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.151	0.151

то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	8.8	8.8
с утечкой теплоносителя	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.000	0.000
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	0.20	0.20
Потери теплоносителя	тыс. м3	-	-	-	-	-	0.1	0.1
то же в % от циркуляции теплоносителя	%	-	-	-	-	-	0.25	0.25
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	-	-	-	-	-	40	40
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	-	-	-	-	-	39.1	39.1
Фактический радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-	0.2	0.2
Эффективный радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-	0.05	0.05
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	град.Цельсия	-	-	-	-	-	95	95
Разность температур теплоносителя в подающей и обратной тепломагистрали при расчетной температуре наружного воздуха, в т.ч.	град.Цельсия	-	-	-	-	-	25	25
		-	-	-	-	-		
нормативная	град.Цельсия	-	-	-	-	-	25	25
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	град.Цельсия	-	-	-	-	-	25	25
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км2	-	-	-	-	-	20	20
Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов (включая материальную характеристику	м2/Гкал/ч	-	-	-	-	-	273.0	273.0
БК Чапаева	Размерность	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.
Материальная характеристика	м2	-	-	-	-	-	3600.00	3600.00
Отпуск т/э	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	8.159	8.159
Расход э/э	тыс.кВт-ч	-	-	-	-	-	1048.103	1048.103
Присоединенная тепл.нагрузка	Гкал/ч	-	-	-	-	-	3.37	3.37
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	1.462	1.462
через изоляционные конструкции теплопроводов	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	1.391	1.391
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	15.2	15.2
с утечкой теплоносителя	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.071	0.071
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	0.70	0.70
Потери теплоносителя	тыс. м3	-	-	-	-	-	1.392	1.392

то же в % от циркуляции теплоносителя	%	-	-	-	-	-	0.25	0.25
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	-	-	-	-	-	40	40
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	-	-	-	-	-	11.2	11.2
Фактический радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-	0.6	0.6
Эффективный радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-	0.918	0.918
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	град.Цельсия	-	-	-	-	-	95	95
Разность температур теплоносителя в подающей и обратной тепломагистрале при расчетной температуре наружного воздуха, в т.ч.	град.Цельсия	-	-	-	-	-	27	27
		-	-	-	-	-		
нормативная	град.Цельсия	-	-	-	-	-	27	27
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	град.Цельсия	-	-	-	-	-	27	27
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км2	-	-	-	-	-	11.2	11.2
Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов (включая материальную характеристику	м2/Гкал/ч	-	-	-	-	-	744.0	744.0
БК Криворожская, 36	Размерность	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.
Материальная характеристика	м2	-	-	-	-	-	810.00	810.00
Отпуск т/э	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	1.635	1.635
Расход э/э	тыс.кВт-ч	-	-	-	-	-	362.4	362.4
Присоединенная тепл.нагрузка	Гкал/ч	-	-	-	-	-	6.16	6.16
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	1.292	1.292
через изоляционные конструкции теплопроводов	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	1.251	1.251
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	10	10
с утечкой теплоносителя	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.041	0.041
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	0.30	0.30
Потери теплоносителя	тыс. м3	-	-	-	-	-	0.938	0.938
то же в % от циркуляции теплоносителя	%	-	-	-	-	-	0.25	0.25
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	-	-	-	-	-	37	37
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	-	-	-	-	-	28	28
Фактический радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-	0.9	0.9
Эффективный радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-	1.134	1.134

Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	град.Цельсия	-	-	-	-	-	95	95
Разность температур теплоносителя в подающей и обратной тепломагистрале при расчетной температуре наружного воздуха, в т.ч.	град.Цельсия	-	-	-	-	-	25	25
		-	-	-	-	-		
нормативная	град.Цельсия	-	-	-	-	-	25	25
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	град.Цельсия	-	-	-	-	-	25	25
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км2	-	-	-	-	-	9.8	9.8
Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов (включая материальную характеристику	м2/Гкал/ч	-	-	-	-	-	282.0	282.0
БК Бахаревская	Размерность	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.
Материальная характеристика	м2	-	-	-	-	-	2500.00	2500.00
Отпуск т/э	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	1.684	1.684
Расход э/э	тыс.кВт-ч	-	-	-	-	-	247.9	247.9
Присоединенная тепл.нагрузка	Гкал/ч	-	-	-	-	-	0.7	0.7
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.59	0.59
через изоляционные конструкции теплопроводов	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.56	0.56
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	29	29
с утечкой теплоносителя	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.030	0.030
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	1.60	1.60
Потери теплоносителя	тыс. м3	-	-	-	-	-	0.75	0.75
то же в % от циркуляции теплоносителя	%	-	-	-	-	-	0.25	0.25
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	-	-	-	-	-	40	40
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	-	-	-	-	-	122	122
Фактический радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-	0.5	0.5
Эффективный радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-	0.19	0.19
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	град.Цельсия	-	-	-	-	-	95	95
Разность температур теплоносителя в подающей и обратной тепломагистрале при расчетной температуре наружного воздуха, в т.ч.	град.Цельсия	-	-	-	-	-	25	25
		-	-	-	-	-		
нормативная	град.Цельсия	-	-	-	-	-	25	25

фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	град.Цельсия	-	-	-	-	-	25	25
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км2	-	-	-	-	-	5	5
Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов (включая материальную характеристику	м2/Гкал/ч	-	-	-	-	-	924.0	924.0
БК Чусовская	Размерность	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.
Материальная характеристика	м2	-	-	-	-	-	2500.00	2500.00
Отпуск т/э	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	2.707	2.707
Расход э/э	тыс.кВт-ч	-	-	-	-	-	358.6	358.6
Присоединенная тепл.нагрузка	Гкал/ч	-	-	-	-	-	1.08	1.08
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	1.214	1.214
через изоляционные конструкции теплопроводов	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	1.178	1.178
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	30.9	30.9
с утечкой теплоносителя	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.036	0.036
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	0.90	0.90
Потери теплоносителя	тыс. м3	-	-	-	-	-	0.82	0.82
то же в % от циркуляции теплоносителя	%	-	-	-	-	-	0.25	0.25
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	-	-	-	-	-	40	40
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	-	-	-	-	-	91.5	91.5
Фактический радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-	0.5	0.5
Эффективный радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-	0.328	0.328
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	град.Цельсия	-	-	-	-	-	95	95
Разность температур теплоносителя в подающей и обратной тепломагистрале при расчетной температуре наружного воздуха, в т.ч.	град.Цельсия	-	-	-	-	-	25	25
		-	-	-	-	-		
нормативная	град.Цельсия	-	-	-	-	-	25	25
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	град.Цельсия	-	-	-	-	-	25	25
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км2	-	-	-	-	-	4.9	4.9

Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов (включая материальную характеристику	м2/Гкал/ч	-	-	-	-	-	1544.0	1544.0
БК Белозерская, 48	Размерность	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.
Материальная характеристика	м2	-	-	-	-	-	625.00	625.00
Отпуск т/э	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	3.608	3.608
Расход э/э	тыс.кВт-ч	-	-	-	-	-	362.4	362.4
Присоединенная тепл.нагрузка	Гкал/ч	-	-	-	-	-	2.77	2.77
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.447	0.447
через изоляционные конструкции теплопроводов	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.442	0.442
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	10.5	10.5
с утечкой теплоносителя	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	0.005	0.005
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	-	-	-	-	-	0.10	0.10
Потери теплоносителя	тыс. м3	-	-	-	-	-	0.103	0.103
то же в % от циркуляции теплоносителя	%	-	-	-	-	-	0.25	0.25
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	-	-	-	-	-	40	40
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	-	-	-	-	-	85.9	85.9
Фактический радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-	0.25	0.25
Эффективный радиус теплоснабжения	км	-	-	-	-	-	1.165	1.165
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	град.Цельсия	-	-	-	-	-	95	95
Разность температур теплоносителя в подающей и обратной тепломагистрали при расчетной температуре наружного воздуха, в т.ч.	град.Цельсия	-	-	-	-	-	25	25
		-	-	-	-	-		
нормативная	град.Цельсия	-	-	-	-	-	25	25
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	град.Цельсия	-	-	-	-	-	25	25
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км2	-	-	-	-	-	92.3	92.3
Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов (включая материальную характеристику	м2/Гкал/ч	-	-	-	-	-	68.0	68.0

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 2030 года подлежит ежегодной актуализации. Расчетным периодом при актуализации схемы теплоснабжения г. Перми принят период до 2032 года, при этом за базовый принят 2015 год.

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. 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. Общая зона действия ТЭЦ-6 и ВК-3 составляет 36,8 км². В зоне эффективного радиуса теплоснабжения ТЭЦ-6 находятся производственные котельные: ВК ОАО «Пермский завод смазок и СОЖ», ВК мотовозоремонтного завода «Ремпутьмаш», ВК ОАО «Покровский хлеб».

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 отопительный период 2015-2016 организация теплоснабжения микрорайонов «Парковый», «Железнодорожный», «Госуниверситет» и прочих потребителей жилищно-коммунального и промышленного сектора от крупной районной котельной ВК-5 прекращена в рамках реализации эффективного сценария развития системы теплоснабжения города Перми, подразумевающего максимальную загрузку источников работающих в комбинированном цикле по выработке электрической и тепловой энергии – ТЭЦ-9. Дополнительная зона покрытия ТЭЦ-9 с начала отопительного сезона 2015-2016 гг. распространяется на левобережную часть Дзержинского района и прочих потребителей жилищно-коммунального и промышленного сектора - ограничена р. Кама, ул. Красина с переходом на автомагистраль до пересечения с Западным обходом, Трамвайная, Вишерская, Дзержинского, Хохрякова, ж/д Главного направления, ул. Малкова, лесопарковой зоной Балатово, ул. Встречная, Западным обходом, р. Кама и составляет 8,4 км². Общая зона действия ТЭЦ-9 составляет 37,3 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», ВК Каменского, ВК РЖД Каменского, 9.

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 летний период имеется возможность перевода всей нагрузки микрорайонов «Крохалева», «Липовая Гора», «Заостровка» на ТЭЦ-9.

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-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

В отопительный период 2015-2016 организация теплоснабжения микрорайонов «Парковый», «Железнодорожный», «Госуниверситет» и прочих потребителей жилищно-коммунального и промышленного сектора от крупной районной котельной ВК-5 прекращена в рамках реализации эффективного сценария развития системы теплоснабжения города, подразумевающего максимальную загрузку источников работающих в комбинированном цикле по выработке электрической и тепловой энергии – ТЭЦ-9. Теплоснабжения мкр. «Заостровка» по-прежнему осуществляется от ВК-5. При наличии сопряженных тепловых сетей зоны действия ТЭЦ-9 и ВК-5 мкр. «Заостровка», в том числе внутристанционных трубопроводов ВК-5, организация поставки тепловой энергии на мкр. «Заостровка» от ТЭЦ-9 ограничена из-за отказа собственника котельной ВК-5 ООО «Тепловая станция Кондратово» в получении тарифа на транспортировку тепловой энергии с использованием основных фондов находящихся на балансе Общества. В 2015 году собственник ВК-5 ООО «ТС Кондратово» направило заявку в Администрацию г. Перми о выводе из эксплуатации источника тепловой энергии. В соответствии с постановлением правительства РФ от 06.09.2012 г. №889 «О выводе в ремонт и из эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей», Администрацией г. Перми направлено письмо в адрес ООО «ТС Кондратово» с требованиями о приостановке вывода источника тепловой энергии ВК-5 из эксплуатации не более чем на 3 года.

Зона действия источника в пределах обособленного микрорайона «Заостровка» ограничена р. Кама, ул. Красина, лесным массивом, Восточным обходом и составляет 1,2 км².

В летний период так же имеется возможность перевода всей нагрузки микрорайона «Заостровка» на ТЭЦ-9.

Зона действия котельной ВК 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 ВК 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 ВК 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 ВК 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 ВК 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 ВК Молодежная 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 ВК 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 ВК 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 ВК 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) либо от ВК Молодежная.

Зона действия котельной ВК 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 ВК 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 ВК Г. 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 ВК 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 ВК 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 ВК 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 ВК 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 ВК 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 ВК 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 ВК 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 ВК 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 ВК 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 ВК 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 ВК 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 ВК 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 ВК 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 ВК Чусовская 27 СЦТ №33

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

Зона действия котельной ВК Б. 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 ВК 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 ВК 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 ВК 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 ВК Лесопарковая 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 ВК Вышка 1 СЦТ №39

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

Зона действия котельной ВК 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 ВК Гор. Больница 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 ВК 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 ВК 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 ВК 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 ВК 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 ВК РЖД 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 ВК Белозерская, 48 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.

Зона действия котельной ВК ЧОС, 38 СЦТ №48

Зона действия котельной распространяется на 5 жилых домов по ул. Водозаборная, 1,3, первый Павловский проезд, 2, 3, 4 и МАДОУ «Детский сад №22», находящихся в левобережной части Орджоникидзевского района. Зона действия котельной так же распространяется на Чусовские очистные сооружения. Зона действия источника ограничена ул. Водозаборная, Павловским проездом, лесным массивом, р. Кама и составляет 0.4 км².

Зона действия котельной ВК ГУФСИН СЦТ №49

Зона действия котельной распространяется на 3 жилых дома по ул. Докучаева, 27а, б, в находящихся в правобережной части Орджоникидзевского района. Так же котельная работает на корпуса ФКУ ИК-32 ГУФСИН России. Зона действия источника ограничена лесным массивом и составляет 0.135 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 2030 года подлежит ежегодной актуализации. Расчетным периодом при актуализации схемы теплоснабжения г. Перми принят период до 2032 года, при этом за базовый принят 2015 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. 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 по району в сетевой воде, Гкал/ч	Суммарная присоединенная тепловая нагрузка по району в т.ч пар, Гкал/ч
Дзержинский	281.6	55.90	25.80	-	363.3	363.3
Индустриальный	385.40	83.80	23.50	1.4 (2.12)	492.70	494.10
Кировский	287.65	39.11	9.33	18 (25.3)	336.09	354.09
Прочие потребители	20.46	1.76	1.04	-	23.26	23.26
Ленинский	219.90	32.81	17.20	-	269.91	269.91
Мотовилихинский	538.55	66.70	13.90	-	619.15	619.15
Орджоникидзевский	310.10	34.90	13.37	27.64 (38.53)	358.37	386.01
Свердловский	672.61	86.70	52.70	25.68 (42.18)	812.01	837.69
Сумма:	2716.27	401.68	156.84	72.72 (108.13)	3274.79	3347.51

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 отопление, вентиляции и горячего водоснабжения по административным районам. Месячное потребление тепловой энергии рассчитано по фактической среднемесячной температуре наружного воздуха за последние 3 года.

Среднемесячные фактические температуры наружного воздуха за последние 3 года представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 - Среднемесячные фактические температуры наружного воздуха за последние 3 года

Календарный месяц	Температура наружного воздуха			
	2013	2014	2015	Средняя за 3 года
январь	-14.8	-14.5	-12.9	-14.1
февраль	-8.1	-14.0	-7.0	-9.7
март	-10.0	-1.4	-2.2	-4.5
апрель	4.0	1.9	3.8	3.2
май	11.0	13.7	13.5	12.7
июнь	18.8	15.0	18.7	17.5
июль	19.2	14.4	14.7	16.1
август	17.2	17.1	12.9	15.7
сентябрь	10.3	9.2	12.2	10.6
октябрь	2.0	-1.4	1.2	0.6
ноябрь	1.2	-5.0	-5.4	-3.1
декабрь	-8.6	-9.2	-5.8	-7.9

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

- $Q_{тек}$ – Месячное потребление тепловой энергии, Гкал;
- Q_{max} – 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: $Q_{гвс} = Q_{max} * 24 \text{ часа} * \text{кол. дней}$, где

- $Q_{гвс}$ – Месячное потребление тепловой энергии на нужды ГВС, Гкал;
- Q_{max} – 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 ежемесячно, за отопительный период и за 2015 год в целом, представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 - Потребления тепловой энергии территориального деления помесечно, за отопительный период и за 2015 год в целом

Параметры		Расчетный элемент территориального деления							
		Дзержинский район	Индустриальный район	Кировский район	Прочие потребители	Ленинский район	Мотовилихинский район	Орджоникидзевский район	Свердловский район
Q _{тах} , при расч. Т _{нв} =-35	Q от. (Гкал/ч)	281	385	288	20	220	539	310	673
	Q вент. (Гкал/ч)	26	24	9	1	17	14	14	53
	Q гвс ср. (Гкал/ч)	56	84	39	2	33	67	35	87
	Q сум. (Гкал/ч)	363	493	336	23	270	619	359	812
Январь Т _{нв} =-14.1	Q от. (Гкал)	127498	177777	132689	9438	101435	248422	143043	310262
	Q вент. (Гкал/ч)	11901	10840	4305	480	7934	6412	6412	24309
	Q гвс ср. (Гкал)	41590	62347	29095	1309	24411	49625	25966	64505
	Q сум. (Гкал)	180988	250965	166089	11227	133780	304459	175420	399076
Февраль Т _{нв} =-9.7	Q от. (Гкал)	100300	139854	104384	7425	79797	195429	112529	244077
	Q вент. (Гкал/ч)	9362	8528	3386	377	6242	5044	5044	19124
	Q гвс ср. (Гкал)	37565	56314	26279	1183	22048	44822	23453	58262
	Q сум. (Гкал)	147227	204695	134050	8985	108087	245295	141026	321463
Март Т _{нв} =-4.5	Q от. (Гкал)	91604	127729	95334	6781	72879	178485	102773	222915
	Q вент. (Гкал/ч)	8551	7788	3093	345	5700	4607	4607	17466
	Q гвс ср. (Гкал)	41590	62347	29095	1309	24411	49625	25966	64505
	Q сум. (Гкал)	141744	197864	127522	8435	102990	232717	133345	304886
Апрель Т _{нв} =3.2	Q от. (Гкал)	60788	84760	63263	4500	48362	118442	68199	147925
	Q вент. (Гкал/ч)	5674	5168	2052	229	3783	3057	3057	11590
	Q гвс ср.	40248	60336	28156	1267	23623	48024	25128	62424

Параметры	Расчетный элемент территориального деления							
	Дзержинский район	Индустриальный район	Кировский район	Прочие потребители	Ленинский район	Мотовилихинский район	Орджоникидзевский район	Свердловский район
(Гкал)								
Q сум. (Гкал)	106710	150264	93472	5996	75768	169523	96384	221939
Q от. (Гкал) 12 дней	10566	14732	10996	782	8406	20586	11854	25711
Q вент. (Гкал/ч) 12 дней	2702	2461	977	109	1801	1456	1456	5519
Q гвс ср. за 12 дней (Гкал)	16099	24134	11262	507	9449	19210	10051	24970
Q гвс ср. за 19 дней (Гкал)	25490	38213	17832	803	14961	30415	15914	39535
Q сум. (Гкал)	54857	79540	41068	2200	34618	71667	39275	95735
Q от. (Гкал)	0	0	0	0	0	0	0	0
Q вент. (Гкал/ч)	0	0	0	0	0	0	0	0
Q гвс ср. за 16 дн. (Гкал)	21466	32179	15017	676	12599	25613	13402	33293
Q сум. (Гкал)	21466	32179	15017	676	12599	25613	13402	33293
Q от. (Гкал)	0	0	0	0	0	0	0	0
Q вент. (Гкал/ч)	0	0	0	0	0	0	0	0
Q гвс ср. (Гкал)	41590	62347	29095	1309	24411	49625	25966	64505
Q сум. (Гкал)	41590	62347	29095	1309	24411	49625	25966	64505
Q от. (Гкал)	0	0	0	0	0	0	0	0
Q вент. (Гкал/ч)	0	0	0	0	0	0	0	0
Q гвс ср.	41590	62347	29095	1309	24411	49625	25966	64505

Параметры	Расчетный элемент территориального деления								
	Дзержинский район	Индустриальный район	Кировский район	Прочие потребители	Ленинский район	Мотовилихинский район	Орджоникидзевский район	Свердловский район	
	(Гкал)								
	Q сум. (Гкал)	41590	62347	29095	1309	24411	49625	25966	64505
Сентябрь Тнв=10.6	Q от. (Гкал)	0	0	0	0	0	0	0	0
	Q вент. (Гкал/ч)	0	0	0	0	0	0	0	0
	Q гвс ср. (Гкал)	40248	60336	28156	1267	23623	48024	25128	62424
	Q сум. (Гкал)	40248	60336	28156	1267	23623	48024	25128	62424
Октябрь Тнв=0.6	Q от. (Гкал)	72535	101140	75489	5369	57708	141331	81379	176512
	Q вент. (Гкал/ч)	6771	6167	2449	273	4514	3648	3648	13830
	Q гвс ср. (Гкал)	41590	62347	29095	1309	24411	49625	25966	64505
	Q сум. (Гкал)	120896	169654	107033	6952	86633	194604	110993	254847
Ноябрь Тнв=-3.1	Q от. (Гкал)	83583	116545	86987	6187	66498	162858	93774	203397
	Q вент. (Гкал/ч)	7802	7106	2822	314	5201	4203	4203	15936
	Q гвс ср. (Гкал)	40248	60336	28156	1267	23623	48024	25128	62424
	Q сум. (Гкал)	131633	183987	117965	7769	95322	215085	123106	281758
Декабрь Тнв=-7.9	Q от. (Гкал)	104316	145454	108564	7722	82993	203255	117035	253850
	Q вент. (Гкал/ч)	9423	8583	3408	380	6282	5077	5077	19248
	Q гвс ср. (Гкал)	41590	62347	29095	1309	24411	49625	25966	64505
	Q сум. (Гкал)	155329	216384	141067	9411	113685	257956	148078	337603
Отопит. период	Q от., Гкал	651190	907991	677707	48203	518078	1268808	730587	1584650
	Q гвс ср., Гкал	300518	450509	210233	9462	176387	358579	187622	466099
	Q	62186	56642	22492	2507	41457	33503	33503	127023

Параметры	Расчетный элемент территориального деления								
	Дзержинский район	Индустриальный район	Кировский район	Прочие потребители	Ленинский район	Мотовилихинский район	Орджоникидзевский район	Свердловский район	
вент., Гкал									
Q сумм., Гкал	1013894	1415142	910432	60172	735922	1660890	951712	2177772	
За год	Q от., Гкал	651190	907991	677707	48203	518078	1268808	730587	1584650
	Q гвс ср., Гкал	470902	705931	329428	14826	276391	561881	293998	730361
	Q вент., Гкал	62186	56642	22492	2507	41457	33503	33503	127023
	Q сумм., Гкал	1184278	1670564	1029627	65536	835927	1864192	1058087	2442033

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 работающих на тепловые сети ПАО «Т Плюс» 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 2015 г.

Наименование источника	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	971.55	160.3	80.2	25,68(42,18)	1212.050	1237.730
в т.ч ТЭЦ-6	579.95	95.69	47.87	25,68(42,18)	723.52	749.20
в т.ч ВК-3	391.60	64.61	32.33	0.00	488.53	488.53
ТЭЦ-9	735.79	127.73	51.91	1,4(2,12)	915.42	916.82
ТЭЦ-13	157.79	18.97	1.59	24,64 (35,53)	178.35	202.99
ТЭЦ-14	287.65	39.11	9.33	18 (25,3)	336.09	354.09
ВК-2	215.42	17.29	0.98	0.00	233.68	233.68
в т.ч город	110.57	17.29	0.98	0.00	128.83	128.83
в т.ч. завод	104.85	0.00	0.00	0.00	104.85	104.85
ВК-5	21.21	1.51	0.00	0.00	22.72	22.72
ВК Вышка 2	48.93	0.85	7.03	0.00	56.81	56.81
ВК Кислотные Дачи	38.02	6.17	0.00	0.00	44.19	44.19
ВК Пермский картон	15.34	1.08	0.00	0.00	16.41	16.41
ВК ПНИПУ	14.99	1.13	2.78	0.00	18.90	18.90
ВК Новые Ляды	12.93	2.29	0.15	0.00	15.38	15.38
ВК Молодежная	13.27	2.10	0.00	0.00	15.37	15.37
ВК Левшино	8.46	1.17	0.00	0.00	9.63	9.63
ВК РЖД Западная	-	-	-	-	-	-
ВК ПДК	9.00	0.14	0.00	0.00	9.14	9.14
ВК Искра	31.24	6.86	0.05	3.00	38.15	41.15
ВК Хабаровская, 139	17.54	3.01	0.00	0.00	20.55	20.55
ВК Хабаровская, 36	3.91	0.54	0.00	0.00	4.46	4.46
ВК Г. Наумова,18а	5.02	0.11	0.00	0.00	5.13	5.13
ВК Заозерье	4.69	0.28	0.00	0.00	4.97	4.97
ВК ПЗСП	25.11	3.56	0.00	0.00	28.67	28.67
ВК 20	10.28	1.46	1.97	0.00	13.71	13.71
ВК Лепешинской, 3	4.81	0.12	0.00	0.00	4.93	4.93
ВК Каменского, 28	1.55	0.00	0.00	0.00	1.55	1.55
ВК Новомет-Пермь	8.01	0.88	0.00	0.00	8.89	8.89
ВК Запруд	4.08	0.56	0.00	0.00	4.64	4.64
ВК Криворожская	6.28	0.00	0.00	0.00	6.28	6.28
ВК Чапаевский	2.97	0.19	0.00	0.00	3.16	3.16
ВК Банная гора	2.57	0.51	0.79	0.00	3.87	3.87
ВК Бахаревская	0.70	0.00	0.00	0.00	0.70	0.70
ВК Окуловский	3.08	0.46	0.00	0.00	3.54	3.54
ВК Подснежник	0.14	0.00	0.00	0.00	0.14	0.14
ВК ДИПИ	1.39	0.14	0.07	0.00	1.60	1.60
ВК Чусовская, 27	0.93	0.07	0.00	0.00	0.99	0.99

Наименование источника	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 Б. Революции, 151	0.04	0.00	0.00	0.00	0.04	0.04
ВК Биомед	9.04	0.37	0.00	0.00	9.41	9.41
ВК Костычева, 9	2.07	0.58	0.00	0.00	2.65	2.65
ВК Пышминская	0.62	0.00	0.00	0.00	0.62	0.62
ВК Лесопарковая	0.61	0.09	0.00	0.00	0.70	0.70
ВК Вышка 1	0.07	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07
ВК Брикетная	0.25	0.00	0.00	0.00	0.25	0.25
ВК Гор больница	0.15	0.03	0.00	0.00	0.18	0.18
ВК Ива	2.91	0.10	0.00	0.00	3.01	3.01
ВК Кавказская, 24	0.65	0.15	0.00	0.00	0.80	0.80
ВК Менжинского, 36	0.46	0.14	0.00	0.00	0.60	0.60
ВК Делегатская, 34	4.33	1.63	0.00	0.00	5.95	5.95
ВК РЖД Каменского 9	1.55	0.02	0.00	0.00	1.57	1.57
ВК Белозерская, 48	2.77	0.00	0.00	0.00	2.77	2.77
ВК ЧОС	5.70	0.00	0.00	0.00	5.70	5.70
ВК ГУФСИН	0.40	0.00	0.00	0.00	0.40	0.40
Сумма:	2716.27	401.68	156.84	72.72	3274.79	3347.51

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 2015 г.

Источник	Группа	ГВС Макс, Гкал/час	ГВС ср, Гкал/час	Отопление, Гкал/час	Вент, Гкал/час	Суммарная нагрузка, Гкал/ч
ВК-2	Итого	41.486	17.286	110.566	0.979	128.831
	Бюджет	5.069	2.112	16.571	0.613	19.296
	Жилье	34.570	14.404	78.030	0.080	92.514
	Прочие	1.847	0.770	15.964	0.287	17.021
ВК-5	Итого	3.327	1.511	21.211	0.000	22.722
	Бюджет	0.047	0.021	0.603	0.000	0.625
	Жилье	2.612	1.187	12.930	0.000	14.118
	Прочие	0.667	0.302	7.677	0.000	7.979
ВК Банная гора	Итого	1.222	0.509	2.573	0.786	3.868
	Бюджет	1.221	0.509	2.524	0.786	3.818
	Прочие	0.001	0.000	0.050	0.000	0.050
ВК Брикетная	Итого	0.000	0.000	0.246	0.000	0.246
	Жилье	0.000	0.000	0.230	0.000	0.230
	Прочие	0.000	0.000	0.016	0.000	0.016
ВК Вышка 1	Итого	0.000	0.000	0.071	0.000	0.071
	Жилье	0.000	0.000	0.071	0.000	0.071
ВК Гор больница №1	Итого	0.062	0.026	0.152	0.000	0.178
	Бюджет	0.062	0.026	0.152	0.000	0.178
ВК ДИПИ	Итого	0.337	0.140	1.387	0.070	1.597
	Бюджет	0.229	0.096	1.115	0.070	1.280
	Жилье	0.108	0.045	0.272	0.000	0.317
ВК Заозерье	Итого	0.669	0.279	4.687	0.000	4.966
	Бюджет	0.102	0.043	0.640	0.000	0.683
	Жилье	0.567	0.236	4.024	0.000	4.261
	Прочие		0.000	0.023	0.000	0.023
ВК Запруд	Итого	1.341	0.559	4.085	0.000	4.644
	Бюджет	0.014	0.006	0.476	0.000	0.482

Источник	Группа	ГВС Макс, Гкал/час	ГВС ср, Гкал/час	Отопление, Гкал/час	Вент, Гкал/час	Суммарная нагрузка, Гкал/ч
	Жилье	1.327	0.553	3.609	0.000	4.162
ВК Каменского 28А	Итого	0.001	0.000	1.546	0.000	1.547
	Бюджет	0.000	0.000	0.023	0.000	0.023
	Жилье	0.001	0.000	1.495	0.000	1.495
	Прочие	0.000	0.000	0.029	0.000	0.029
ВК Левшино	Итого	2.798	1.166	8.465	0.000	9.631
	Бюджет	0.158	0.066	0.694	0.000	0.760
	Жилье	2.607	1.086	7.176	0.000	8.262
	Прочие	0.034	0.014	0.594	0.000	0.608
ВК Кислотные дачи	Итого	14.802	6.167	38.022	0.000	44.189
	Бюджет	0.778	0.324	4.873	0.000	5.198
	Жилье	12.402	5.168	28.412	0.000	33.580
	Прочие	1.621	0.675	4.736	0.000	5.412
ВК Молодежный	Итого	5.048	2.103	13.269	0.000	15.373
	Бюджет	0.166	0.069	0.704	0.000	0.773
	Жилье	4.878	2.033	11.858	0.000	13.891
	Прочие	0.004	0.002	0.708	0.000	0.709
ВК Окуловский	Итого	1.102	0.459	3.083	0.000	3.542
	Бюджет	0.005	0.002	0.063	0.000	0.064
	Жилье	0.906	0.378	2.950	0.000	3.328
	Прочие	0.191	0.080	0.070	0.000	0.150
ВК ПДК	Итого	0.344	0.143	8.996	0.000	9.139
	Бюджет	0.046	0.019	1.565	0.000	1.584
	Жилье	0.296	0.123	7.121	0.000	7.244
	Прочие	0.003	0.001	0.310	0.000	0.311
ВК Подснежник	Итого	0.000	0.000	0.143	0.000	0.143
	Жилье	0.000	0.000	0.024	0.000	0.024
	Прочие	0.000	0.000	0.119	0.000	0.119
ВК Новые Ляды	Итого	5.508	2.295	12.931	0.152	15.378
	Бюджет	0.335	0.139	1.654	0.000	1.793
	Жилье	5.128	2.137	9.842	0.000	11.978
	Прочие	0.045	0.019	1.435	0.152	1.606
ВК Пышминская	Итого	0.000	0.000	0.622	0.000	0.622
	Бюджет	0.000	0.000	0.156	0.000	0.156
	Жилье	0.000	0.000	0.467	0.000	0.467
ТЭЦ-13	Итого	45.525	18.969	157.788	1.591	178.348
	Бюджет	9.086	3.786	14.331	0.615	18.732
	Жилье	32.171	13.404	76.361	0.141	89.906
	Прочие	4.268	1.778	67.097	0.835	69.710
ТЭЦ-14	Итого	93.854	39.106	287.655	9.332	336.093
	Бюджет	12.215	5.090	33.377	3.593	42.059
	Жилье	76.302	31.793	215.621	0.040	247.453
	Прочие	5.337	2.224	38.657	5.699	46.580
ВК-20	Итого	3.509	1.462	10.279	1.967	13.708
	Бюджет		0.000	0.549	0.000	0.549
	Жилье	3.500	1.458	8.157	0.000	9.616
	Прочие	0.009	0.004	1.572	1.967	3.543
ТЭЦ-6 ,ВК-3	Итого	317.909	132.462	776.837	66.594	975.893
	Бюджет	30.402	12.667	97.379	14.610	124.656
	Жилье	174.946	72.894	515.220	9.127	597.241
	Прочие	112.561	46.900	164.238	42.857	253.995
ТЭЦ-6, Загарье,	Итого	66.815	27.840	194.718	13.606	236.163
	Бюджет	4.233	1.764	17.984	0.388	20.136
	Жилье	43.063	17.943	115.319	0.000	133.262
	Прочие	19.520	8.133	61.414	13.218	82.765
ТЭЦ-9	Итого	306.540	127.725	735.790	51.910	915.425
	Бюджет	68.690	28.621	98.500	21.500	148.621
	Жилье	201.950	84.146	525.890	2.600	612.636
	Прочие	35.900	14.958	111.400	27.810	154.168

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 ПАО «Т Плюс» 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 18](#).

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 29](#).

ЧАСТЬ 6. БАЛАНСЫ ТЕПЛОМощности И ТЕПЛОМощности НАГРУЗКИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОМощности 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 2030 года подлежит ежегодной актуализации. Расчетным периодом при актуализации схемы теплоснабжения г. Перми принят период до 2032 года, при этом за базовый принят 2015 год.

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 в паре, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность в сетевой воде, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто в паре, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто в сетевой воде, Гкал/ч	Потери тепловой мощности в тепловых сетях, Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка в сетевой воде, Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка в паре, Гкал/ч
ТЭЦ-6, ВК-3	1315.50	39.38	1261.12	29.68	1228.62	18.39	1212.05	25.68
в т.ч ТЭЦ-6	815.50	39.38	761.12	29.68	733.42	11.87	723.52	25.68
в т.ч ВК-3	500.00	0.00	500.00	0.00	495.20	6.52	488.53	0.00
ТЭЦ-9	1352.80	59.89	1224.81	1.40	1208.59	36.90	915.42	1.40
ТЭЦ-13	261.40	36.20	225.20	22.80	222.50	4.33	178.35	24.64
ТЭЦ-14	941.00	167.00	574.00	147.00	563.00	19.48	336.09	18.00
ВК-2	450.00	0.00	450.00	0.00	450.00	2.48	233.68	0.00
ВК-5	447.00	29.00	382.00	27.30	365.00	1.16	22.722	0.00
ВК Вышка 2	60.00	0.00	56.60	0.00	56.31	0.81	56.81	0.00
ВК Кислотные Дачи	96.70	0.00	60.00	0.00	56.58	2.08	44.19	0.00
ВК Пермский картон	60.00	0.00	60.00	0.00	60.00	1.09	16.41	0.00
ВК ПНИПУ	58.00	0.00	54.52	0.00	54.52	1.14	18.90	0.00
ВК Новые Ляды	40.90	0.00	40.90	0.00	39.51	1.44	15.38	0.00
ВК Молодежная	24.00	0.00	24.00	0.00	23.71	0.33	15.37	0.00
ВК Левшино	15.20	0.00	15.20	0.00	15.00	0.45	9.63	0.00
ВК РЖД Западная	-	-	-	-	-	-	-	-
ВК ПДК	15.26	0.00	15.26	0.00	14.59	0.56	9.14	0.00
ВК Искра	80.10	18.71	60.00	17.71	60.00	0.33	38.15	3.00
ВК Хабаровская, 139	30.24	0.00	25.57	0.00	25.53	0.37	25.01	0.00
ВК Хабаровская, 36	-	-	-	-	-	-	-	-
ВК Г. Наумова,18а	7.55	0.00	7.55	0.00	7.53	0.31	5.13	0.00
ВК Заозерье	11.58	0.00	11.58	0.00	11.01	0.36	4.97	0.00
ВК ПЗСП	70.00	3.40	48.00	3.40	48.00	0.80	28.67	0.00
ВК 20	39.20	0.00	8.34	0.00	7.50	0.77	13.71	0.00
ВК Лепешинской, 3	7.32	0.00	7.32	0.00	7.31	0.34	4.93	0.00
ВК Каменского, 28	4.32	0.00	4.32	0.00	4.29	0.10	1.55	0.00

Наименование источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность в паре, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность в сетевой воде, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто в паре, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто в сетевой воде, Гкал/ч	Потери тепловой мощности в тепловых сетях, Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка в сетевой воде, Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка в паре, Гкал/ч
ВК Новомет-Пермь	22.80	0.00	22.80	0.00	22.80	1.44	8.89	0.00
ВК Запруд	8.43	0.00	8.43	0.00	8.24	0.36	4.64	0.00
ВК Криворожская	6.45	0.00	6.45	0.00	6.43	0.11	6.28	0.00
ВК Чапаевский	21.40	0.00	21.40	0.00	21.20	0.28	3.16	0.00
ВК Банная гора	5.81	0.00	5.81	0.00	5.72	0.15	3.87	0.00
ВК Бахаревская	1.80	0.00	0.70	0.00	0.69	0.06	0.70	0.00
ВК Окуловский	6.00	0.00	6.00	0.00	5.95	0.08	3.54	0.00
ВК Подснежник	1.22	0.00	1.22	0.00	1.19	0.08	0.14	0.00
ВК ДИПИ	3.70	0.00	3.70	0.00	3.64	0.17	1.60	0.00
ВК Чусовская, 27	1.76	0.00	1.76	0.00	1.75	0.09	0.99	0.00
ВК Б. Революции, 151	0.87	0.00	0.87	0.00	0.83	0.02	0.04	0.00
ВК Биомед	44.90	27.20	15.00	27.20	15.00	0.35	9.41	0.00
ВК Костычева, 9	2.70	0.00	2.70	0.00	2.70	0.02	2.65	0.00
ВК Пышминская	1.41	0.00	1.41	0.00	1.37	0.09	0.62	0.00
ВК Лесопарковая	1.08	0.00	1.08	0.00	1.08	0.04	0.70	0.00
ВК Вышка 1	0.08	0.00	0.08	0.00	0.08	0.00	0.07	0.00
ВК Брикетная	1.40	0.00	1.40	0.00	1.36	0.05	0.25	0.00
ВК Гор больница	0.34	0.00	0.34	0.00	0.32	0.00	0.18	0.00
ВК Ива	4.30	0.00	4.30	0.00	4.30	0.08	3.01	0.00
ВК Кавказская, 24	0.86	0.00	0.86	0.00	0.86	0.01	0.80	0.00
ВК Менжинского, 36	1.72	0.00	1.72	0.00	1.72	0.00	0.60	0.00
ВК Делегатская, 34	12.04	0.00	12.04	0.00	12.04	0.09	5.95	0.00
ВК РЖД Каменского 9	-	-	-	-	-	0.06	1.57	0.00
ВК Белозерская, 48	6.02	0.00	6.02	0.00	6.01	0.17	2.77	0.00
ВК ЧОС	6.45	0.00	6.45	0.00	6.45	0.28	5.70	0.00
ВК ГУФСИН	7.50	0.00	2.50	0.00	2.50	0.07	0.40	0.00
Сумма:	5959.12	380.78	5151.34	276.49	5063.33	98.16	3274.79	72.72

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

Источник тепла	Присоединенная тепловая нагрузка отопления, Гкал/ч (фактически используемая)	Присоединенная тепловая нагрузка ГВС ср., Гкал/ч (фактически используемая)	Присоединенная тепловая нагрузка вентиляции, Гкал/ч (фактически используемая)	Суммарная присоединенная тепловая нагрузка в сет. воде, Гкал/ч (фактически используемая)
ТЭЦ-6+ВК-3	850.76	115.00	70.48	1036.24
в т.ч. ТЭЦ-6	535.98	72.45	44.41	652.84
в т.ч. ВК-3	314.78	42.55	26.08	383.41
ТЭЦ-9	639.81	116.30	27.80	783.90
ТЭЦ-13	144.38	17.02	0.43	161.83
ТЭЦ-14	273.24	40.54	4.94	318.72
ВК-2	213.62	18.27	0.06	231.95
в т.ч город	108.77	18.27	0.06	127.10
в т.ч. завод	104.85			104.85
ВК-5	21.21	1.51		22.72
ВК Вышка 2	48.93	0.85	7.03	56.81
ВК Кислотные Дачи	38.02	6.17		44.19
ВК Пермский картон	15.34	1.08		16.41
ВК ПНИПУ	14.99	1.13	2.78	18.90
ВК Новые Ляды	12.93	2.29	0.15	15.38
ВК Молодежная	13.27	2.10		15.37
ВК Левшино	8.46	1.17		9.63
ВК РЖД Западная	-	-	-	-
ВК ПДК	9.00	0.14		9.14
ВК Искра	31.24	6.86	0.05	38.15
ВК Хабаровская, 139	17.54	3.01		20.55
ВК Хабаровская, 36	3.91	0.54		4.46
ВК Г. Наумова,18а	5.02	0.11		5.13
ВК Заозерье	4.69	0.28		4.97
ВК ПЗСП	25.11	3.56		28.67
ВК 20	10.28	1.46	1.97	13.71
ВК Лепешинской, 3	4.81	0.12		4.93
ВК Каменского, 28	1.55			1.55
ВК Новомет-Пермь	8.01	0.88		8.89
ВК Запруд	4.08	0.56		4.64
ВК Криворожская	6.28			6.28
ВК Чапаевский	2.97	0.19		3.16
ВК Банная гора	2.57	0.51	0.79	3.87
ВК Бахаревская	0.70	0.00		0.70
ВК Окуловский	3.08	0.46		3.54
ВК Подснежник	0.14			0.14

Источник тепла	Присоединенная тепловая нагрузка отопления, Гкал/ч (фактически используемая)	Присоединенная тепловая нагрузка ГВС ср., Гкал/ч (фактически используемая)	Присоединенная тепловая нагрузка вентиляции, Гкал/ч (фактически используемая)	Суммарная присоединенная тепловая нагрузка в сет. воде, Гкал/ч (фактически используемая)
ВК ДИПИ	1.39	0.14	0.07	1.60
ВК Чусовская, 27	0.93	0.07		0.99
ВК Б. Революции, 151	0.04			0.04
ВК Биомед	9.04	0.37		9.41
ВК Костычева, 9	2.07	0.58		2.65
ВК Пышминская	0.62			0.62
ВК Лесопарковая	0.61	0.09		0.70
ВК Вышка 1	0.07			0.07
ВК Брикетная	0.25			0.25
ВК Гор больница	0.15	0.03		0.18
ВК Ива	2.91	0.10		3.01
ВК Кавказская, 24	0.65	0.15		0.80
ВК Менжинского, 36	0.46	0.14		0.60
ВК Делегатская, 34	4.33	1.63		5.95
ВК РЖД Каменского 9	1.55	0.02		1.57
ВК Белозерская, 48	2.77			2.77
ВК ЧОС	5.70			5.70
ВК ГУФСИН	0.40			0.40
Итого:	2453.87	343.91	116.54	2745.52

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 мощности при выборке заявленных нагрузок, Гкал/ч	Профицит/дефицит мощности при не выборке заявленных нагрузок, Гкал/ч
ТЭЦ-6, ВК-3	2.18	177.99
в т.ч ТЭЦ-6	2.03	72.71
в т.ч ВК-3	0.15	105.27
ТЭЦ-9	256.27	387.79
ТЭЦ-13	37.98	54.50
ТЭЦ-14	336.43	353.80
ВК-2	213.84	215.57
ВК-5	368.41	368.41
ВК Вышка 2	-1.32	-1.32
ВК Кислотные Дачи	10.31	10.31
ВК Пермский картон	42.50	42.50
ВК ПНИПУ	34.48	34.48
ВК Новые Ляды	22.69	22.69

Наименование источника	Профицит/дефицит мощности при выборке заявленных нагрузок, Гкал/ч	Профицит/дефицит мощности при не выборке заявленных нагрузок, Гкал/ч
ВК Молодежная	8.00	8.00
ВК Левшино	4.92	4.92
ВК РЖД Западная	-	-
ВК ПДК	4.89	4.89
ВК Искра	36.23	36.23
ВК Хабаровская, 139	0.16	4.62
ВК Хабаровская, 36	-	-
ВК Г. Наумова, 18а	2.09	2.09
ВК Заозерье	5.68	5.68
ВК ПЗСП	21.93	21.93
ВК 20	-6.98	-6.98
ВК Лепешинской, 3	2.04	2.04
ВК Каменского, 28	2.65	2.65
ВК Новомет-Пермь	12.47	12.47
ВК Запруд	3.23	3.23
ВК Криворожская	0.04	0.04
ВК Чапаевский	17.76	17.76
ВК Банная гора	1.71	1.71
ВК Бахаревская	-0.07	-0.07
ВК Окуловский	2.33	2.33
ВК Подснежник	0.96	0.96
ВК ДИПИ	1.88	1.88
ВК Чусовская, 27	0.67	0.67
ВК Б. Революции, 151	0.78	0.78
ВК Биомед	32.45	32.45
ВК Костычева, 9	0.03	0.03
ВК Пышминская	0.66	0.66
ВК Лесопарковая	0.34	0.34
ВК Вышка 1	0.01	0.01
ВК Брикетная	1.07	1.07
ВК Гор больница	0.14	0.14
ВК Ива	1.21	1.21
ВК Кавказская, 24	0.05	0.05
ВК Менжинского, 36	1.12	1.12
ВК Делегатская, 34	6.00	6.00
ВК РЖД Каменского 9	-	-
ВК Белозерская, 48	3.08	3.08
ВК ЧОС	0.47	0.47
ВК ГУФСИН	2.03	2.03
Сумма:	1895.78	2243.18

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	1258.30	M1-01 (ТЭЦ-6)	800	251.19	1237.73
		M1-04 (ТЭЦ-6)	800	234.61	
		M1-07 (ВК-3)	1000	476.15	
		M1-02,3 (ТЭЦ-6)	800	250.1	
		Пар	-	25.68	
		M-87	700	0	
ТЭЦ-9	1209.99	M2-01	500	118.599	916.82

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
		M2-02	800	263.01	
		M2-04	1000	323.65	
		M2-05	800	210.16	
		Пар	-	1.4	
ТЭЦ-13	245.30	M3-01	800	178.35	202.99
		Пар	-	24.64	
ТЭЦ-14	710.00	M4-01	700	122.87	354.09
		M4-02	400	21.1	
		M4-03	800	166.86	
		M4-05	500	25.26	
		Пар	-	18	
ВК-2	450.00	M1-06	600	128.83	233.68
		M-01	800	104.85	
ВК-5	392.3	M-94	500	17.521	22.72
		M2-20	800	0.000	
		M2-21	400	0.000	
		M-ПТК	400	5.200	
ВК Вышка 2	56.31	M-60	500	56.81	56.81
ВК Кислотные Дачи	56.58	M-84	500	44.19	44.19
ВК Пермский картон	60	M-90	500	16.41	16.41
ВК ПНИПУ	54.52	M-96	350	18.90	18.90
ВК Новые Ляды	39.51	M-82	300	15.38	15.38
ВК Молодежная	23.71	M-73	350	15.37	15.37
ВК Левшино	15	M-65	350	9.63	9.63
ВК РЖД Западная	-	-	-	-	-
ВК ПДК	14.59	M-62	300	9.14	9.14
ВК Искра	77.71	M-73	300	41.15	41.15
ВК Хабаровская, 139	25.53	M-85	350	25.01	25.01
ВК Хабаровская, 36	-	-	-	-	-
ВК Г. Наумова, 18а	7.53	M-80	300	5.13	5.13
ВК Заозерье	11.01	M-76	300	4.97	4.97
ВК ПЗСП	51.4	M-91	250	28.67	28.67
ВК 20	7.5	M3-20	250	13.71	13.71
ВК Лепешинской, 3	7.31	M-77	250	4.93	4.93
ВК Каменского, 28	4.29	M-61	250	1.55	1.55
ВК Новомет-Пермь	22.8	M-93	200	8.89	8.89
ВК Запруд	8.24	M-69	200	4.64	4.64
ВК Криворожская	6.43	M-66	200	6.28	6.28
ВК Чапаевский	21.2	M-72	200	3.16	3.16
ВК Банная гора	5.72	M-63	200	3.87	3.87
ВК Бахаревская	0.69	M-74	200	0.70	0.70
ВК Окуловский	5.95	M-91	250	3.54	3.54
ВК Подснежник	1.19	M-81	150	0.14	0.14
ВК ДИПИ	3.64	M-71	150	1.60	1.60
ВК Чусовская, 27	1.75	M-86	150	0.99	0.99
ВК Б. Революции, 151	0.832	M-75	150	0.04	0.04
ВК Биомед	42.2	M-95	300	9.41	9.41
ВК Костычева, 9	2.7	M-92	150	2.65	2.65
ВК Пышминская	1.37	M-70	100	0.62	0.62
ВК Лесопарковая	1.079	M-68	80	0.70	0.70
ВК Вышка 1	0.08	M-79	100	0.07	0.07
ВК Брикетная	1.36	M-78	80	0.25	0.25
ВК Гор больница	0.32	M-67	70	0.18	0.18
ВК Ива	4.3	M-99	100	3.01	3.01
ВК Кавказская, 24	0.86	M-99	100	0.80	0.80

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 Менжинского, 36	1.72	М-100	100	0.60	0.60
ВК Делегатская, 34	12.04	М-102	300	5.95	5.95
ВК РЖД Каменского	-	-	-	1.57	1.57
ВК Белозерская, 48	6.01	-	-	2.77	2.77
ВК ЧОС	6.45	-	-	5.70	5.70
ВК ГУФСИН	2.5	-	-	0.40	0.40

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, ПН-838 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 соединенных между собой магистральными тепловыми сетями. Величина резерва тепловой мощности нетто у этих источников составляет 473 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. К таким производственным котельным относятся ВК ОАО «Пермский завод смазок и СОЖ», ВК мотовозоремонтного завода «Ремпутьмаш», 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 в направлении зоны расположения квартальной котельной ВК Вышка-2 и далее в левобережную часть Орджоникидзевогo 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 предполагается использовать для покрытия перспективной тепловой нагрузки города без расширения технологических зон действия источников.

В части укрупнения зон генерации по источникам с комбинированной выработкой, возможно расширение технологической зоны действия источника ТЭЦ-9, 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 2030 года подлежит ежегодной актуализации. Расчетным периодом при актуализации схемы теплоснабжения г. Перми принят период до 2032 года, при этом за базовый принят 2015 год.

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.

Таблица 7.1 - Баланс производительности водоподготовительных установок теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в разрезе источников за базовый 2015 год.

Наименование источника	Производительность водоподготовительных установок теплоносителя, т/ч	Система теплоснабжения	Максимальное потребление теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей, т/ч	Объем трубопроводов тепловых сетей, м3	Объем тепловых сетей системы отопления и вентиляции	Расчетный часовой расход воды для подпитки тепловых сетей в существующем режиме, т/ч
ТЭЦ-6	200	Закрытая	-	48534.6	20280	172
ВК-3	200	Закрытая	-			
ВК-2	150	Закрытая	-	4206.8	4221.6	21.1
ТЭЦ-9	340	Закрытая	-	50191	14734.5	210
ВК-5	90	Закрытая	-	7913.7	210.5	3
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 ПНИПУ	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 Пермский картон	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 БИОМЕД	Нет данных	Закрытая	-	102	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	103.5	0.4
ВК Г. Наумова	-	Закрытая	-	69.2	96.5	0.4

Наименование источника	Производительность водоподготовительных установок теплоносителя, т/ч	Система теплоснабжения	Максимальное потребление теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей, т/ч	Объем трубопроводов тепловых сетей, м3	Объем тепловых сетей системы отопления и вентиляции	Расчетный часовой расход воды для подпитки тепловых сетей в существующем режиме, т/ч
ВК Запруд	8	Закрытая	-	41.9	88.7	0.3
ВК Окуловский	-	Закрытая	-	19.5	67	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
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	0.1
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 Кавказская, 24	-	Закрытая	-	-	-	-
ВК Менжинского, 36	-	Закрытая	-	-	-	-
ВК Делегатская, 34	-	Закрытая	-	-	-	-
ВК РЖД Каменского 9	-	Закрытая	-	-	-	-
ВК Белозерская, 48	-	Закрытая	-	-	-	-
ВК ЧОС	-	Закрытая	-	-	-	-
ВК ГУФСИН	-	Закрытая	-	-	-	-

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 секционированных задвижек или межтрубные переключки. 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	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 2015 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., м3	Аварийный расход воды для подпитки тепловых сетей, т/ч
ТЭЦ-6	400	2000		
ВК-3	500	1200	71273	1376,3
ВК-2	240	500	8157.5	168.6
ТЭЦ-9	1200	130	71925.5	1438.5
ВК-5	180	1600	1124.2	22.5
ТЭЦ-13	200	500	7874.9	155.1
ТЭЦ-14	800	1200	26790	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
ВК Левшино	10	-	607.6	12
ВК ПДК	15	55	349.8	6.8
ВК НПО БИОМЕД	15	55	278.3	5.6
ВК Новомет-Пермь	20	-	199.3	4
ВК Криворожская	-	60	171.8	3.4
ВК Заозерье	10	60	233	4.7
ВК Лепешинской	-	30	170.5	3.4

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., м3	Аварийный расход воды для подпитки тепловых сетей, т/ч
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
ВК Костычева 9	1.2	-	52	1
ВК ДИПИ	-	-	76.2	1.5
ВК Каменского	-	10	44.6	0.9
ВК Чусовская	2	60	41.2	0.8
ВК Бахаревка	-	-	29	0.6
ВК Лесопарковая	-	-	18.5	0.3
ВК Пышминская	-	1.6	18.8	0.4
ВК Подснежник	-	-	20.7	0.4
ВК Брикетная	-	4.1	7.8	0.2
ВК Гор. Больница	-	80	3.4	0.2
ВК Вышка 1	-	0.6	2	0.2
ВК Б. Революции	-	3.4	3.9	0.2
ВК Ива	-	50	144.1	2.1
ВК Кавказская, 24	-	-	-	-
ВК Менжинского, 36	-	-	-	-
ВК Делегатская, 34	-	-	-	-
ВК РЖД Каменского 9	-	-	-	-
ВК Белозерская, 48	-	-	-	-
ВК ЧОС	-	-	-	-
ВК ГУФСИН	-	-	-	-

ЧАСТЬ 8. ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ 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 2030 года подлежит ежегодной актуализации. Расчетным периодом при актуализации схемы теплоснабжения г. Перми принят период до 2032 года, при этом за базовый принят 2015 год.

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. м3), мазут, уголь (т)
ТЭЦ-6	Природный газ	454 024
ВК-3	Природный газ	132 610
ТЭЦ-9	Природный газ	616 293
ТЭЦ-13	Природный газ	89 097
ТЭЦ-14	Природный газ	511 732
ВК-2	Природный газ	75 000
ВК-5	Природный газ	40 453
ВК-20	Природный газ	4 673
ВК Вышка-2	Природный газ	20 633
ВК Кислотные Дачи	Природный газ	21 013
ВК ПЗСП	Природный газ	
ВК Хабаровская 139	Природный газ	6 501
ВК Хабаровская 36	-	-
ВК Искра	Природный газ	17 000
ВК Новые Ляды	Природный газ	7 611
ВК Пермский картон	Отбензиненный газ	
ВК ПНИПУ	Природный газ	8 500
ВК Молодежная	Природный газ	5 387
ВК Левшино	Природный газ	5 729
ВК ПДК	Мазут	4 916
ВК Новомет-Пермь	Природный газ	
ВК НПО БИОМЕД	Природный газ	
ВК Криворожская	Природный газ	1 676
ВК Заозерье	Мазут	2 661
ВК Лепешинской	Природный газ	1 917
ВК Г. Наумова	Природный газ	1 808
ВК Запруд	Природный газ	1 688
ВК Окуловский	Природный газ	1 218
ВК Банная гора	Природный газ	1 232

Наименование источника	Вид основного топлива	Объем потребления основного вида топлива, газ (тыс. м3), мазут, уголь (т)
ВК Чапаевский	Природный газ	1 637
ВК Костычева 9	Природный газ	
ВК ДИПИ	Природный газ	582
ВК Каменского, 28а	Природный газ	414
ВК Чусовская	Природный газ	422.481
ВК Бахаревка	Мазут	324
ВК Лесопарковая	Природный газ	229.225
ВК Пышминская	Уголь	647
ВК Подснежник	Мазут	205
ВК Брикетная	Уголь	304
ВК Гор. Больница	Электроэнергия	-
ВК Вышка 1	Природный газ	33
ВК Б. Революции	Уголь	95.2
ВК Ива	Природный газ	660
ВК Кавказская, 24	Природный газ	
ВК Менжинского, 36	Природный газ	
ВК Делегатская, 34	Природный газ	
ВК Белозерская, 48	Дизельное топливо	263.38
ВК ЧОС	Природный газ	1 249
ВК ГУФСИН	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-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

Наименование источника	Вид резервного и аварийного топлива
ВК Новые Ляды	Дизельное топливо
ВК Голованово	Природный газ
ВК ПНИПУ	Топливо печное бытовое
ВК Молодежная	Нет
ВК Левшино	Нет
ВК ПДК	Нет
ВК Новомет-Пермь	Мазут
ВК 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
ВК Белозерская, 48	Нет
ВК ЧОС	Нет
ВК ГУФСИН	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
		p	9555
		Sp (%)	1.7
	природный газ	Q p н	7960
		плотн.	0.677

Источник	Вид топлива	Показатель	Значение
ВК-3	мазут	W (%)	0.01
		ρ	9555
		Sp (%)	1.7
	природный газ	Q p н	7960
		плотн.	0.677
ТЭЦ-9	мазут	W (%)	0.01
		ρ	9779
		Sp (%)	1.7
	природный газ	Q p н	7955
		плотн.	0.677
	отбензиненный газ	W (г/м3)	0.6643
		ρ	9221
		плотн.	0.9352
	газ местных месторождений	z	0.75
		Q p н	8504
		плотн.	0.8901
	топливный газ	W (г/м3)	7.064
		ρ	8231
плотн.		0.906	
ТЭЦ-13	мазут	W (%)	0.01
		ρ	9700
		Sp (%)	1.91
	природный газ	Q p н	8000
		плотн.	0.6862
ТЭЦ-14	мазут	W (%)	0.79
		ρ	9600
		Sp (%)	2.2
	природный газ	Q p н	7959
		плотн.	0.6778
ВК-5	природный газ	Qnp	7955
		плотн.	0.677
ВК Кислотные Дачи	Природный газ	Qnp	8057
		плотн.	0.6869
ВК Молодежная	Природный газ	Qnp	8057
		плотн.	0.6869
ВК Левшино	Природный газ	Qnp	8057
		плотн.	0.6869
ВК ПДК	Мазут	W (%)	12
		Qnp	9690
		Sp (%)	2.3
ВК Заозерье	Мазут	W (%)	12
		Qnp	9690
		Sp (%)	2.3
ВК Запруд	Природный газ	Qnp	8057
		плотн.	0.6869
ВК Окуловский	Природный газ	Qnp	8204
		плотн.	0.6987
ВК Банная Гора	Природный газ	Qnp	8057
		плотн.	0.6869
ВК ДИПИ	Природный газ	Qnp	8204
		плотн.	0.6987
ВК Каменского, 28а	Природный газ	Qnp	8057
		плотн.	0.6869
ВК Пышминская	Уголь	W (%)	3.5
		Qnp	4930
		Sp (%)	0.33
ВК Подснежник	Мазут	W (%)	1
		Qnp	9778
		Sp (%)	2.0
ВК Брикетная	Уголь	W (%)	3.5
		Qnp	4930
		Sp (%)	0.33

Источник	Вид топлива	Показатель	Значение
ВК Вышка-1	Природный газ	Q _{нр}	8057
		плотн.	0.6869
ВК Новые Ляды	Природный газ	Q _{нр}	8057
		плотн.	0.6869

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 ПАО «Т Плюс» представлен в таблице 8.4.

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

Дата, Тнв, °С	Источник	Газ природный, тыс. м3	Газ отбензиненный, тыс. м3	Газ топливный, тыс. м3	Газ местных месторождений, тыс. м3	Мазут топочный, тонн
19.12.2009 -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	-	-	-	-
07.01.2010 -31,3	ТЭЦ-14	2436,618	-	-	-	510
	ТЭЦ-6	1659	-	-	-	0
	ВК-3	932	-	-	-	0
	ТЭЦ-9	4041,772	425,918	12,235	426,488	0
	ТЭЦ-13	529	-	-	-	0
21.02.2010 -30,4	ВК-20	31,388	-	-	-	-
	ТЭЦ-14	2474,824	-	-	-	0
	ТЭЦ-6	1424	-	-	-	0
	ВК-3	1023	-	-	-	0
	ТЭЦ-9	3755,826	564,899	54,950	550,515	0
20.02.2011 -27,4	ТЭЦ-13	528	-	-	-	0
	ВК-20	29,896	-	-	-	-
	ТЭЦ-14	2651,034	-	-	-	0
	ТЭЦ-6	1591	-	-	-	0
	ВК-3	877	-	-	-	0
01.02.2012	ТЭЦ-9	3459,400	475,886	106,230	214,076	50
	ТЭЦ-13	498	-	-	-	0
	ВК-20	27,715	-	-	-	-
	ТЭЦ-14	1980,836	-	-	-	346
	ТЭЦ-6	1743	-	-	-	0
18.01.2013 -21,9	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
30.01.2014 -28,9	ТЭЦ-6	2330,0	-	-	-	0
	ВК-3	1108,0	-	-	-	0
	ТЭЦ-9	2956,227	616,578	216,830	715,996	0
	ТЭЦ-13	550,093	-	-	-	0
	ВК-20	26,276	-	-	-	-
30.01.2014 -28,9	ТЭЦ-14	2402,216	-	-	-	0
	ТЭЦ-6	2765,0	-	-	-	0
	ВК-3	1188,0	-	-	-	0
	ТЭЦ-9	2763,428	586,098	67,354	619,314	0
	ТЭЦ-13	618,354	-	-	-	0
30.01.2014 -28,9	ВК-20	28,448	-	-	-	-
	ТЭЦ-14	2722,906	-	-	-	0

Дата, Тнв, °С	Источник	Газ природный, тыс. м3	Газ отбензиненный, тыс. м3	Газ топливный, тыс. м3	Газ местных месторождений, тыс. м3	Мазут топочный, тонн
23.01.2015 -27,2	ТЭЦ-6	2526,0	-	-	-	0
	ВК-3	1025,0	-	-	-	0
	ТЭЦ-9	2499,389	961,150	27,095	358,538	0
	ТЭЦ-13	527,587	-	-	-	0
	ВК-20	26,081	-	-	-	-
	ТЭЦ-14	2371,766	-	-	-	0

Анализ поставки топлива, в период стояния температур наружного воздуха близких к расчетным за последние годы, по источникам ООО «ПСК» представлен в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Поставка топлива в период стояния температур наружного воздуха близких к расчетным за последние годы, по источникам ООО «ПСК»

Дата, Тнв, °С	Источник	Газ природный, тыс. м3	Мазут топочный, тонн	Уголь	Электричество, кВт
17.01.2013 -24,5	ВК Кислотные Дачи	120600			
	ВК Молодежная	35589			
	ВК Левшино	33596			
	ВК ПДК		33.3		
	ВК Заозерье		19		
	ВК Запруд	12277			
	ВК Окуловский	7402			
	ВК Банная Гора	8450			
	ВК ДИПИ	5248			
	ВК Каменского, 28а	3759			
	ВК Пышминская			3.8	
	ВК Подснежник		1.6		
	ВК Брикетная			1.8	
	ВК Гор. Больница				3500
	ВК Вышка-1	200			
ВК Новые Ляды	42639				
29.01.2014 -34,0	ВК Кислотные Дачи	147900			
	ВК Молодежная	43524			
	ВК Левшино	40480			
	ВК ПДК		33		
	ВК Заозерье		22		
	ВК Запруд	14439			
	ВК Окуловский	8891			
	ВК Банная Гора	9773			
	ВК ДИПИ	6404			
	ВК Каменского, 28а	4523			
	ВК Пышминская			4.2	
	ВК Подснежник		2		
	ВК Брикетная			2	
ВК Гор. Больница				3800	

Дата, Тнв, °С	Источник	Газ природный, тыс. м3	Мазут топочный, тонн	Уголь	Электричество, кВт
08.01.2015 -31,3	ВК Вышка-1	190			
	ВК Новые Ляды	42886			
	ВК Кислотные Дачи	125300			
	ВК Молодежная	38120			
	ВК Левшино	36450			
	ВК ПДК		33		
	ВК Заозерье		20		
	ВК Запруд	12668			
	ВК Окуловский	8191			
	ВК Банная Гора	7554			
	ВК ДИПИ	5396			
	ВК Каменского, 28а	3975			
	ВК Пышминская			4	
	ВК Подснежник		1.8		
	ВК Брикетная			2	
	ВК Гор. Больница				3700
	ВК Вышка-1	210			
	ВК Новые Ляды	42886			

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 2030 года подлежит ежегодной актуализации. Расчетным периодом при актуализации схемы теплоснабжения г. Перми принят период до 2032 года, при этом за базовый принят 2015 год.

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 [Р]. Минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать для:

- ✓ источника теплоты $R_{ИТ} = 0,97$;
- ✓ тепловых сетей $R_{ТС} = 0,9$;
- ✓ потребителя теплоты $R_{ПТ} = 0,99$;
- ✓ СЦТ в целом $R_{СЦТ} = 0,9 * 0,97 * 0,99 = 0,86$

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 переемычек 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 переемычек 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 полукольцев тепловой сети ТЭЦ-6 -- 1-04-П-157 равна: $P_{от} = P_{от1} * P_{от2} = 0 * 0.23882 = 0$.

Совокупная вероятность безотказной работы двух полукольцев 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 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 20](#).

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: $P_{бр}=1-P_{от}=1-0.09882=0.99607$.

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 20](#).

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ТЭЦ-9

В отопительный период 2015-2016 организация теплоснабжения микрорайонов «Парковый», «Железнодорожный», «Госуниверситет» и прочих потребителей жилищно-коммунального и промышленного сектора от крупной районной котельной ВК-5 прекращена в рамках реализации эффективного сценария развития системы теплоснабжения города Перми, подразумевающего максимальную загрузку источников работающих в комбинированном цикле по выработке электрической и тепловой энергии – ТЭЦ-9. Расчет показателей надежности тепловых сетей от ТЭЦ-9 произведен с учетом данного переключения.

В качестве наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем узел 2-17-П-931. Основное направление движения теплоносителя для потребителя 2-17-П-931 определено по пути ТЭЦ-9 -- 2-17-П-931. Основное направление содержит кольцевые и параллельные участки, расчет надежности которых необходимо определить по отдельности.

Рассмотрим первое полукольцо от ТЭЦ-9 до 2-02-Т-472 через левый тепловывод:

Расчет промежуточного кольцевого направления ТЭЦ-9 – 2-01-Т-22 определяется тремя полукольцами магистралей М2-09, М2-03 и М2-01:

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М2-09, равна: $P_{бр}=0.68540$, $P_{от}=0.31460$.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М2-03, равна: $P_{бр}=\dots$

0.70774, $P_{от} = 0.29226$

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М2-01, равна: $P_{бр} = 0.76819$, $P_{от} = 0.23181$

Совокупная вероятность отказа двух полукольцев тепловой сети ТЭЦ-9 -- 2-01-Т-22 равна: $P_{от} = P_{от1} * P_{от2} * P_{от3} = 0.31460 * 0.29226 * 0.23181 = 0.02131$.

Совокупная вероятность безотказной работы трёх полукольцев тепловой сети ТЭЦ-9 -- 2-01-Т-22 равна: $P_{бр} = 1 - P_{от} = 1 - 0.02131 = 0.97868$.

Расчет промежуточного кольцевого направления 2-01-Т-22 -- 2-01-П-51 определяется двумя полукольцами магистралей М2-01 и М2-09:

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М2-01, равна: $P_{бр} = 0.98132$, $P_{от} = 0.01868$.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М2-09, равна: $P_{бр} = 0.63649$, $P_{от} = 0.36351$.

Совокупная вероятность отказа двух полукольцев тепловой сети 2-01-Т-22 -- 2-01-П-51 равна: $P_{от} = P_{от1} * P_{от2} = 0.01868 * 0.36351 = 0.00679$.

Совокупная вероятность безотказной работы двух полукольцев тепловой сети 2-01-Т-22 -- 2-01-П-51 равна: $P_{бр} = 1 - P_{от} = 1 - 0.00679 = 0.99320$.

Расчет промежуточного кольцевого направления 2-09-П-51 -- 2-02-Т-472 определяется двумя полукольцами магистралей М2-01 и М2-11:

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М2-11, равна: $P_{бр} = 0.94824$, $P_{от} = 0.05176$.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М2-01, равна: $P_{бр} = 0.98994$, $P_{от} = 0.01006$.

Совокупная вероятность отказа трёх полукольцев тепловой сети 2-09-П-45 -- 2-09-К-900 равна: $P_{от} = P_{от1} * P_{от2} = 0.05176 * 0.01006 = 0.00052$.

Совокупная вероятность безотказной работы трёх полукольцев тепловой сети 2-09-П-45 -- 2-09-К-900 равна: $P_{бр} = 1 - P_{от} = 1 - 0.00052 = 0.99947$

Совокупная вероятность безотказной работы тепловой сети первого направления от ТЭЦ-9 до 2-02-Т-472 через левый тепловывод равна произведению вероятности безотказной работы промежуточных направлений: $P_{бр} = P_1 * P_2 * P_3 * \dots * P_n = 0.97868 * 0.99320 * 0.99947 = 0.97150$

Рассмотрим второе полукольцо от ТЭЦ-9 до 2-02-Т-472 через правый тепловывод:

Расчет промежуточного кольцевого направления ТЭЦ-9 -- 2-02-Т-472 определяется двумя полукольцами магистралей М2-04 и М2-02:

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М2-04, равна: $P_{бр} = 0.51107$, $P_{от} = 0.48893$.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М2-02, равна: $P_{бр} =$

0.72973, $P_{от} = 0.27027$.

Совокупная вероятность отказа двух полуколец тепловой сети ТЭЦ-9 -- 2-02-Т-472 равна: $P_{от} = P_{от1} * P_{от2} = 0.48893 * 0.27027 = 0.13214$.

Совокупная вероятность безотказной работы трёх полуколец тепловой сети 2-09-К-900 -- 2-17-К-925 равна: $P_{бр} = 1 - P_{от} = 0.13214 = 0.86785$.

Совокупная вероятность отказа работы тепловой сети первого и второго направления от ТЭЦ-9 до 2-02-Т-472 равна:

$P_{от} = 1 - P_{бр} = 1 - 0.97150 = 0.0285$ – первое направление

$P_{от} = 1 - P_{бр} = 1 - 0.86785 = 0.13215$ – второе направление

Совокупная вероятность отказа первого и второго направлений от ТЭЦ-9 до 2-02-Т-472 равна: $P_{от} = P_{от1} * P_{от2} = 0.02850 * 0.13215 = 0.00376$.

Совокупная вероятность безотказной работы первого и второго направлений от ТЭЦ-9 до 2-02-Т-472 равна: $P_{бр} = 1 - P_{от} = 1 - 0.00376 = 0.99623$.

Рассмотрим следующее направление от 2-02-Т-472 до 2-02-К-500В:

Расчет промежуточного кольцевого направления 2-02-Т-472 -- 2-02-К-500В определяется тремя полукольцами магистралей М2-04, М2-02 и М2-01:

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М2-04, равна: $P_{бр} = 0.71589$, $P_{от} = 0.28411$.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М2-03, равна: $P_{бр} = 0.92830$, $P_{от} = 0.07170$

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М2-01, равна: $P_{бр} = 0.93468$, $P_{от} = 0.06532$

Совокупная вероятность отказа двух полуколец тепловой сети 2-02-Т-472 -- 2-02-К-500В равна: $P_{от} = P_{от1} * P_{от2} * P_{от3} = 0.28411 * 0.07170 * 0.06532 = 0.00133$.

Совокупная вероятность безотказной работы трёх полуколец тепловой сети 2-02-Т-472 -- 2-02-К-500В равна: $P_{бр} = 1 - P_{от} = 1 - 0.00133 = 0.99866$.

Рассмотрим следующее направление от 2-02-К-500В до 2-02-К-46:

Расчет промежуточного кольцевого направления 2-02-К-500В -- 2-02-К-46 определяется двумя полукольцами магистралей М2-02 и М2-04:

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М2-02, равна: $P_{бр} = 0.79756$, $P_{от} = 0.20244$.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М2-04, равна: $P_{бр} = 0.99451$, $P_{от} = 0.00549$.

Совокупная вероятность отказа двух полуколец тепловой сети 2-02-К-500В -- 2-02-К-46 равна: $P_{от} = P_{от1} * P_{от2} = 0.20244 * 0.00549 = 0.00111$.

Совокупная вероятность безотказной работы трёх полуколец тепловой сети 2-02-К-500В -- 2-02-К-46 равна: $P_{бр}=1-P_{от}=1-0.00111=0.99888$.

Рассмотрим следующее тупиковое направление от 2-02-К-46 до 2-09-К-900:

Расчет промежуточного тупикового направления 2-02-К-46 до 2-09-К-900. Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для тупикового направления, путь 2-02-К-46 до 2-09-К-900, равна: $P_{бр}= 0.95448$, $P_{от}= 0.04552$.

Совокупная вероятность безотказной работы тепловой сети от ТЭЦ-9 до 2-02-К-900 равна: $P_{бр}=P_1*P_2*P_3*....*P_n = 0.99623*0.99866*0.99888*0.95448=0.94854$

Рассмотрим следующее тупиковое направление от 2-09-П-45 до 2-09-К-900:

Расчет промежуточного тупикового направления 2-09-П-45 до 2-09-К-900. Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для тупикового направления, путь 2-09-П-45 до 2-09-К-900, равна: $P_{бр}= 0.51207$, $P_{от}= 0.48793$.

Совокупная вероятность отказа тепловой сети направления от ТЭЦ-9 до 2-09-К-900 и направления 2-09-П-45 до 2-09-К-900 равна:

$P_{от}=1- P_{бр}=1-0.94854=0.05146$ – направление ТЭЦ-9 -- 2-09-К-900

$P_{от}=0.48793$ –направление 2-09-П-45 до 2-09-К-900

Совокупная вероятность отказа направления от ТЭЦ-9 до 2-09-К-900 и направления 2-09-П-45 до 2-09-К-900 равна: $P_{от}=P_{от1}*P_{от2} =0.05146 *0.48793=0.02510$.

Совокупная вероятность безотказной работы направления от ТЭЦ-9 до 2-09-К-900 и направления 2-09-П-45 до 2-09-К-900 равна: $P_{бр}=1-P_{от}=1-0.02510=0.97489$.

Рассмотрим следующее направление от 2-09-К-900 до 2-17-К-925:

Расчет промежуточного кольцевого направления 2-09-К-900 -- 2-17-К-925 определяется двумя полукольцами магистралей М2-17 и М2-02:

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М2-17, равна: $P_{бр}= 0.90291$, $P_{от}= 0.09709$.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М2-02, равна: $P_{бр}= 0.79574$, $P_{от}= 0.20426$.

Совокупная вероятность отказа двух полуколец тепловой сети 2-09-К-900 -- 2-17-К-925 равна: $P_{от}=P_{от1}*P_{от2} =0.09709*0.20426=0.01983$.

Совокупная вероятность безотказной работы трёх полуколец тепловой сети 2-09-К-900 -- 2-17-К-925 равна: $P_{бр}=1-P_{от}=1-0.01983=0.98016$.

Рассмотрим следующее тупиковое направление от 2-17-К-925 до 2-17-П-931:

Расчет промежуточного тупикового направления 2-17-К-925 -- 2-17-П-931. Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для тупикового направления, путь 2-17-К-925 -- 2-17-П-931, равна: $P_{бр}= 0.97688$, $P_{от}= 0.02312$.

Найдём совокупную вероятность безотказной работы тепловой сети от ТЭЦ-9 до 2-02-П-931:

Совокупная вероятность безотказной работы тепловой сети направления от ТЭЦ-9 до 2-02-П-931 равна произведению вероятности безотказной работы промежуточных направлений:

$$P_{бр} = P_1 * P_2 * P_3 * \dots * P_n = 0.97489 * 0.98016 * 0.97688 = 0.93345$$

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 20**.

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 полукольцев 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 полукольцев 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 полукольцев 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: $P_{бр} = P_1 * P_2 * P_3 * \dots * P_n = 0.99683 * 0.96617 * 0.89329 * 1 * 0.97399 * 0.98620 = 0.82639$

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 м², что в процентном соотношении составляет 82.9 % от всей зоны действия источника.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы по каждому промежуточному направлению представлены в [приложении 20](#). В результате расчета определена зона ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения, которая представлена в графических материалах в [приложении 20](#).

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 полукольцев 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 полукольцев 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 полукольцев 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 полукольцев тепловой сети 4-01-Т-68 -- 4-01-К-87 равна: $P_{бр} = 1 - P_{от} = 1 - 0.00947 = 0.99053$

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 полукольцев 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 полукольцев тепловой сети ТЭЦ-14 -- 4-02-Т-2 равна: $P_{бр} = 1 - P_{от} = 1 - 0.00316 = 0.99684$.

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 20](#).

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 полукольцев 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 20](#).

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 20**. В результате расчета определена зона ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения, которая представлена в графических материалах в **приложении 20**.

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: $R_{бр}=0.90985$, $R_{от}=0.09015$

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: $R_{бр}=1$, $R_{от}=0$.

Вероятность безотказной работы и вероятность отказа для полукольца М1-06, М1-19, путь 1-06-К-524 -- 1-19-К-16-0-23, равна: $R_{бр}=0.96483$, $R_{от}=0.03517$.

Совокупная вероятность отказа двух полуколец тепловой сети 1-06-К-524 -- 1-19-К-16-0-23 равна: $R_{от}=R_{от1}*R_{от2}=0*0.03517=0$.

Совокупная вероятность безотказной работы двух полуколец тепловой сети 1-06-К-524 -- 1-19-К-16-0-23 равна: $R_{бр}=1-R_{от}=1-0=1$.

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: $R_{бр}=0.9993$, $R_{от}=0.0007$.

Совокупная вероятность безотказной работы тепловой сети главного направления, путь ВК-2 -- ул. Крупской, 2, равна произведению вероятности безотказной работы промежуточных направлений: $R_{бр}=P_1*P_2*P_3*...*P_n = 0.90985*1*0.9993=0.90921$.

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 20](#).

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 20](#).

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 полукольцев 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 полукольцев 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 20**. В результате расчета определена зона ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения, которая представлена в графических материалах в **приложении 20**.

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-2и 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 20**.

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-1определено по пути ВК ПЗСП -- 91-ЦТП-1.

Вероятность безотказной работы тепловой сети основного направления равна: $R_{бр}=1$

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: $R_{бр}=1$ 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 20**.

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, 131определено по пути ВК Хабаровска, 139 -- ул. Заречная, 131.

Вероятность безотказной работы тепловой сети основного направления равна: $R_{бр}=0.98903$ 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: $R_{бр}=0.98913$

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: $R_{бр}=0.99378$ 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 20**.

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК ПНИПУ.

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: $R_{бр}=0.95983$
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: $R_{бр}=0.98643$

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: $R_{бр}=0.92784$
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 20](#).

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК 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: $R_{бр}=0.98745$

В качестве второго наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем узел 73- ЦТП-1, находящийся по адресу ул. Академика Веденева, 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: $R_{бр}=1$ 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 20](#).

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: $R_{бр}=0.96515$

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: $R_{бр}=0.94353$
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 20](#).

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК Пермский Картон.

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: $R_{бр}=0.93061$
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: $R_{бр}=0.92192$

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: $R_{бр}=0.96534$
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 20](#).

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: $R_{бр}=0.99223$
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: $R_{бр}=0.96877$
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 20](#).

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: $R_{бр}=0.93256$
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: $R_{бр}=0.97376$

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: $R_{бр}=0.99947$
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 20](#).

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: $R_{бр}=1$

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: $R_{бр}=0.96926$
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 20](#).

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: $R_{бр}=0.96209$
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: $R_{бр}=0.97864$
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 20](#).

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: $R_{бр}=0.98423$
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: $R_{бр}=0.99314$

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: $R_{бр}=0.99266$
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 20](#).

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК 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: $R_{бр}=0.97402$

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: $R_{бр}=0.98648$
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 20](#).

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: $R_{бр}=0.99650$ 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 20](#).

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: $R_{бр}=1$

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: $R_{бр}=1$ 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 20](#).

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: $R_{бр}=1$

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: $R_{бр}=1$ 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 20](#).

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: $R_{бр}=1$

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: $R_{бр}=1$ 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 20](#).

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК Г. 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: $R_{бр}=1$ 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 20](#).

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: $R_{бр}=1$ 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 20](#).

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: $R_{бр}=1$ 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 20](#).

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: $R_{бр}=1$. 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 20](#).

Расчет показателей надежности тепловых сетей от ВК Чапаевский.

В качестве наиболее отдаленного потребителя от источника выбираем здание лица, 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: $R_{бр}= 0.99943$

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 20](#).

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: $R_{бр}=1$. 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 20](#).

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: $R_{бр}=1$. 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 20](#).

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: $R_{бр}=0.99829$
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 20**.

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: $R_{бр}=0.99921$
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 20**.

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: $R_{бр}=1$
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 20**.

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: $R_{бр}=1$
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 20**.

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: $R_{бр}=0.99750$
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 20](#).

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: $R_{бр}=0.99728$
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 20](#).

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: $R_{бр}=1$
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 20](#).

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: $R_{бр}=1$
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 20](#).

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: $R_{бр}=0.99981$
 Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей показывает, что зона ненормативной надежности в теплорайоне ВК Вышка-1отсутствует.

Результаты расчетов вероятности безотказной работы основного направления представлены в [приложении 20](#).

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: $R_{бр}=0.99921$

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 20](#).

Результаты расчетов показателей надежности тепловых сетей в разрезе тепловых зон по наиболее отдаленным потребителям от источника теплоснабжения представлены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 - 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
ВК-3	ЦТП-43	Г. Хасана, 147	0.98808	0.98808
	ЦТП-26	Ким, 99а	0.9054	0.9054
ТЭЦ-9	ИТП	Макаренко, 18	0.90898	0.90898
	П-931 (ЦТП-25)	Генкеля, 5	0.9378	0.93345
ТЭЦ-14	ЦТП-1	Калинина, 74	0.47925	0.91045
	ЦТП-28	Панфилова, 17а	0.82639	0.92511
ТЭЦ-13	ЦТП-9	М. Толбухина, 40	0.91714	0.91714
ВК-2	ИТП	Крупской, 2	0.76688	0.90921
	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 Вышка-2	ЦТП-2	Черняховского, 90	0.98621	0.98621
	ЦТП-7	Колвинская, 23	0.92531	0.92531
ВК Кислотные Дачи	ИТП	Рабкоровская, 23	0.89961	0.91265
	ЦТП-1	Докучаева, 20	1	1
ВК ПЗСП	ЦТП-1	Докучаева, 20	1	1

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
	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 ПНИПУ	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
	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	Валенная, 15	0.99266	0.99266
ВК 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 ПАО "Т Плюс" в отопительный период 2011-2015 годов. Зарегистрированные дефекты первого контура нанесены на схему тепловых сетей и представлены в [приложении 12](#).

Количество отключенных абонентов в отопительный период 2013-2014 гг. по причине аварийного отключения трубопроводов тепловых сетей ПАО "Т Плюс" и ООО «ПСК» в разрезе диаметра отключаемого трубопровода, представлено в таблице 9.2 и рисунке 9.1.

Таблица 9.2 - Количество отключенных абонентов в отопительный период 2013-2014 гг.

Диаметр отключаемого трубопровода, мм	Количество отключаемых потребителей, шт.
700	420
600	160
500	188
400	58
300	154
250	62
200	174
150	88
125	14
100	10
80	6
70	18
50	28

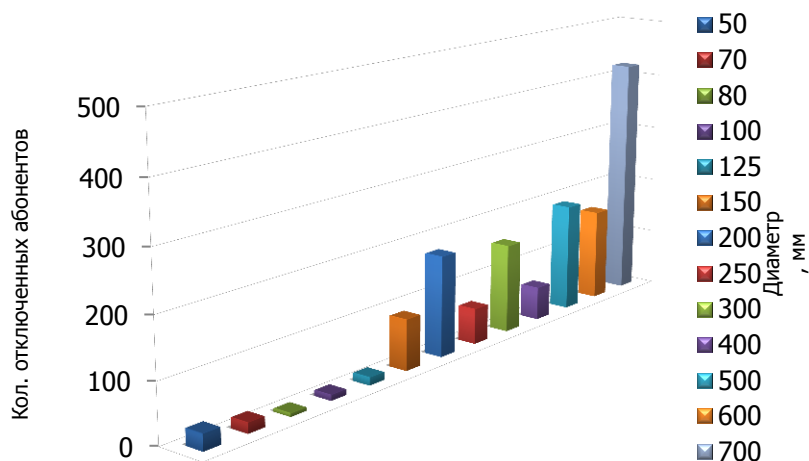


Рисунок 9.1 - Количество отключенных абонентов в отопительный период 2013-2014 гг.

Количество отключенных абонентов в отопительный период 2013-2014 гг. по причине аварийного отключения трубопроводов тепловых сетей ПАО "Т Плюс" и ООО «ПСК» в разрезе диаметра отключаемого трубопровода, представлено в таблице 9.3 и рисунке 9.2.

Таблица 9.3 - Количество отключенных абонентов в отопительный период 2014-2015 гг.

Диаметр отключаемого трубопровода, мм	Количество отключаемых потребителей, шт.
800	11
700	28
600	170
500	130
400	224

Диаметр отключаемого трубопровода, мм	Количество отключаемых потребителей, шт.
350	54
300	142
250	179
200	153
150	164
100	40
80	31
50	14

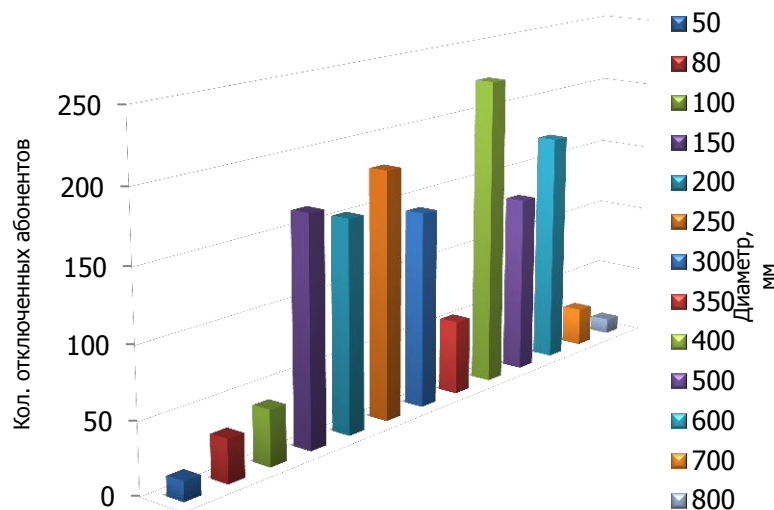


Рисунок 9.2 - Количество отключенных абонентов в отопительный период 2014-2015 гг.

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 2013-2014 гг по причине аварийного отключения трубопроводов тепловых сетей ПАО «Т Плюс» в разрезе типа отключаемого трубопровода, представлено в таблице 9.4 и рисунке 9.3.

Таблица 9.4 - Количество отключенных абонентов в отопительный период 2013-2014 гг по типу отключаемого оборудования

Тип отключаемого трубопровода	Количество отключенных абонентов, шт.
Подающий	954
Обратный	426

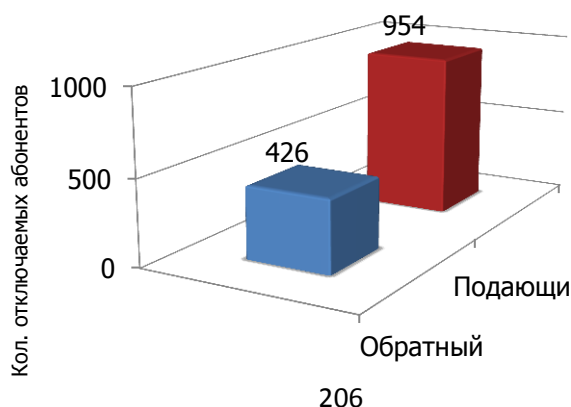


Рисунок 9.3 - Количество отключенных абонентов в отопительный период 2013-2014 гг по типу отключаемого оборудования

Количество отключенных абонентов в отопительный период 2014-2015 гг по причине аварийного отключения трубопроводов тепловых сетей ПАО «Т Плюс» в разрезе типа отключаемого трубопровода, представлено в таблице 9.5 и рисунке 9.4

Таблица 9.5 - Количество отключенных абонентов в отопительный период 2014-2015 гг. по типу отключаемого оборудования

Тип отключаемого трубопровода	Количество отключенных абонентов, шт.
Подающий	934
Обратный	406

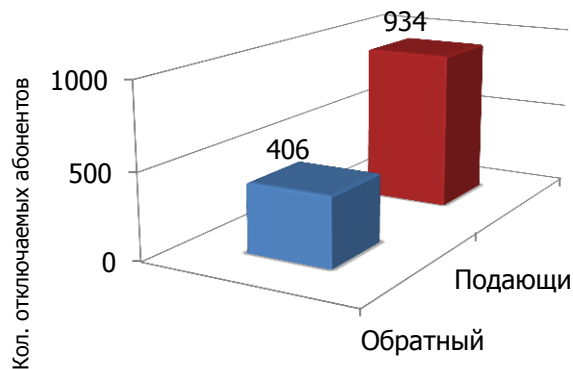


Рисунок 9.4 - Количество отключенных абонентов в отопительный период 2014-2015 гг по типу отключаемого оборудования

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 2014-15 гг по причине аварийного отключения трубопроводов тепловых сетей ПАО «Т Плюс» в разрезе вида прокладки отключаемого трубопровода, представлено в таблице 9.6 и рисунке 9.5.

Таблица 9.6 - Количество отключенных абонентов в отопительный период 2014-2015 гг по типу прокладки

Вид прокладки трубопровода	Количество отключенных абонентов, шт.
Надземная	126
Подземная	1254

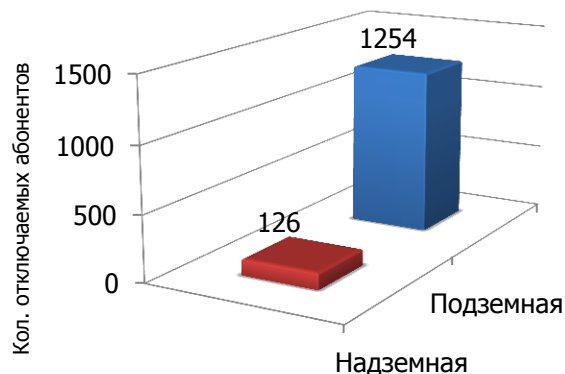


Рисунок 9.5 - Количество отключенных абонентов в отопительный период 2014-2015 гг по типу прокладки

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 2014-15 г по причине аварийного отключения трубопроводов тепловых сетей ПАО Т «Плюс» в разрезе года капитального ремонта отключаемого трубопровода, представлено в таблице 9.7 и рисунке 9.6.

Таблица 9.7 - Количество отключенных абонентов в отопительный период 2014-2015 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

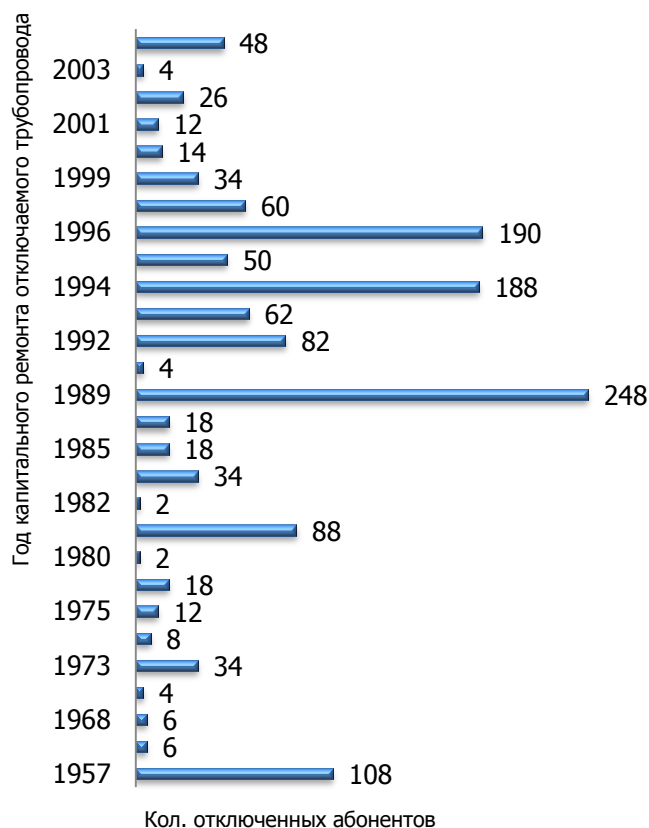


Рисунок 9.6 - Количество отключенных абонентов в отопительный период 2014-2015 гг по году капитального ремонта

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 9.8.

Таблица 9.8 - 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
300	7

Условный диаметр трубопровода отключаемой тепловой сети, мм	Среднее время на восстановление теплоснабжения при отключении т/с, час
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 20**. Зоны с ненормативной надежностью и мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей нанесены на основании расчетов показателей вероятности безопасной работы на период 2015 и 2032 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 2030 года подлежит ежегодной актуализации. Расчетным периодом при актуализации схемы теплоснабжения г. Перми принят период до 2032 года, при этом за базовый принят 2015 год..

Основные технико-экономические показатели представлены в таблице 10.1.

Таблица 10.1 - Основные технико-экономические показатели

Теплоснабжающая организация	Протяженность ТС в однотрубном 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
ПАО "Т Плюс"	550.778	4	2	2	924	66.84	0.08	0.41	6.16	5.46	21.05
ООО "ТС Кондратово"	3.470		1		166	67.26	0.00	1.80	8.13	5.38	17.43
ООО "ПГЭС"	233.168		18	20	501	60.09	0.00	0.00	11.11	3.08	25.73
ПМУП "ГКТХ"	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

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

№	Наименование организации	Утвержденный тариф с 01.07.14г. (без НДС)	Утвержденный тариф с 01.07.15г. (без НДС)	Утвержденный тариф с 01.07.16г. (без НДС)
1	ООО "ЭнергоТепловая Компания"	1615,00	1742,08	1813,91
2	ООО "Арендный дом" (передача)	61,52	52,22	53,85
3	ООО "Добрянка-склад" (передача)	51,83	43,29	44,34
4	ОАО "Протон-ПМ" (кот. Новые Ляды)	1331,45	1374,87	1443,11
5	ОАО "ГалоПолимерПермь" (передача)	126,44	140,75	149,55
6	АО "ГУ ЖКХ" филиал "Екатеринбургский" (Н.Курья)		1184,48	1264,48
7	АО "ГУ ЖКХ" филиал "Екатеринбургский" (тепловые сети по адресу: г. Пермь, ул. Елькина, 1а, ул. Петропавловская, 9, покупка ТЭ у ООО "ПСК")		1590,42	1686,96
8	АО "ГУ ЖКХ" филиал "Екатеринбургский" (тепловые сети по адресу: г. Пермь, ул. Чернышевского, 41а, покупка ТЭ у ПАО "Т Плюс")		1141,73	1209,32
9	НПО "Биомед" - филиал ФГУП НПО "Микроген"	1008,90	1083,20	1127,38
10	ООО "Энергия-С"	1288,63	1379,37	1438,71
11	ООО "Надежда"	1163,62	1225,16	1275,61
12	ООО "Новогор-Прикамье" (Пермский ф-л, кот.ЧОС)	1341,38	1460,76	1528,88
13	ООО ЭнергоСнабжающаяКомпания" (гор. вода)		1040,57	1122,50
14	ООО "Высокая энергия"		1124,31	1174,99
15	ООО "Тепло- Новый город"*	111,99	115,98	123,57
16	ОАО "Центральный агроснаб"	1178,00	1283,36	1407,40
17	ПМУЖЭП "Моторостроитель" (передача, для расчетов с ООО "ПСК")	271,29	273,32	276,53
18	ПМУЖЭП "Моторостроитель" (передача, для расчетов с потреб. за искл. ООО "ПСК")	153,12	153,51	160,72
19	ПМУЖЭП "Моторостроитель"	1305,68	1421,89	1488,72
20	ОАО НПО "Искра" (по своим сетям)	886,77	965,36	1013,68
21	ОАО НПО "Искра" (по сетям ООО ПСК)	1186,48	1291,76	1361,44
22	ОАО НПО "Искра" (по сетям ПМУЖЭП Моторостроитель)	1039,89	1118,87	1174,40
23	ОАО НПО "Искра" (по сетям ПСК+Моторостроитель)	1339,60	1445,27	1522,16
24	ООО "СпецСтройМонтаж"	871,80	915,70	892,57
25	ООО "Тимсервис"	1392,12	1474,20	1454,49
26	ООО "Тепло-М" (пар)	1064,67	1166,27	1235,08
27	ООО "Тепло-М" (передача)	282,20	297,51	311,50
28	ООО ЭнергоСнабжающаяКомпания" (пар)		1025,09	1118,51
29	ФКУ ИК-32 ГУФСИН России по Пермскому краю	908,55	989,55	1041,06

№	Наименование организации	Утвержденный тариф с 01.07.14г. (без НДС)	Утвержденный тариф с 01.07.15г. (без НДС)	Утвержденный тариф с 01.07.16г. (без НДС)
30	ФКУ ИК-29 ГУФСИН России по Пермскому краю	1196,40	1196,40	1368,78
31	ООО "Импульс Урала" (передача)	183,58	194,42	202,55
32	ООО "Энергия-М" (передача)	148,05	157,16	164,81
33	ЖСК № 43 (передача)*	1337,24	292,56	312,12
34	ОАО "ФПК"Уральский ф-л ПВД Пермь (гор.вода)*	2194,02	2193,36	2265,84
35	ОАО "ФПК"Уральский ф-л ПВД Пермь (пар)*	2206,08	2194,70	2269,62
36	ООО "Тепловая станция Кондратово"	808,77	864,39	927,00
37	ЗАО "Газпром газораспределение Пермь" (ул. Советская, 51а)		1270,77	1335,72
38	ОАО "Энергетик-ПМ" (передача пар)	201,86	220,23	238,33
39	ОАО "Энергетик-ПМ" (передача гор. вода)	170,30	182,79	203,34
40	ООО "МЭК"(передача)		161,66	165,95
41	ООО "МЭК"(передача от ОАО "ТГК-9)	154,98	161,66	165,95
42	ООО "Камский кабель" (передача)	89,64	93,99	96,83
43	ОАО "Сорбент" (передача от ТГК-9)	150,85	159,89	164,28
44	ОАО "ПЗСП" (котельная ул.Менжинского, 36)	1024,82	1268,07	1326,74
45	ООО РесурсЭнергоТранс (передача)	351,17	369,32	349,08
46	ОАО ПТЗ "Телта"	971,31	990,80	1021,74
47	ОАО "ПЗСП" (г.Пермь, ул.Сигаева, д.2а)	1180,64	1231,09	1259,68
48	ОАО "ПЗСП" (производство)	895,52	950,36	1005,60
49	ОАО "ПЗСП"(производство и передача)	1095,33	1143,42	1201,85
50	ОАО "ПЗСП"(передача, при отсут. диф. по схеме подключения)	199,81	202,83	208,47
51	ОАО "САН ИнБев"	876,56	1395,98	1477,25
52	ОАО "Пермский завод "Машиностроитель" (гор.вода)	931,28	987,98	1028,11
53	ОАО "Пермский завод "Машиностроитель" (пар)	915,69	971,44	1010,90
54	ФКП "Пермский пороховой завод"	1124,20	1158,94	1219,37
55	ФГБОУ ВПО "ПНИПУ" (ГОУВПО ПГТУ)	977,71	1040,79	1137,80
56	ООО "Пермская электроремонтная компания" (гор. вода)	1265,59	1383,23	1501,65
57	ООО "Пермская электроремонтная компания" (передача, пар)	51,00	52,13	56,62
58	ООО "Тепло"*	1543,75	1671,16	1803,89
59	ООО "Головановская энергетическая компания"	1080,14	1206,25	1291,22
60	ЗАО "Держава-М"	1059,34	1122,21	1194,98
61	ООО "УК Кедр" (ЦТП И.Франко,39) *	94,50	113,42	117,62
62	ООО "СМУ-11" (передача)	62,73	68,36	71,54
63	ОАО "Камтэкс-Химпром" (в паре)	1438,16	1501,00	1620,38
64	ЗАО "Сибур-Химпром" (в паре)	721,77	775,84	802,57
65	ЗАО "Сибур-Химпром" (в гор.воде)	771,86	838,61	869,03
66	ООО "Домен" (ул. Подлесная, 13А) (передача)*	348,40	377,66	381,65
67	ООО "Домен" (ул. Хрустальная, 5, ул. Норильская, 50Б) (передача)*	373,09	386,78	381,65

№	Наименование организации	Утвержденный тариф с 01.07.14г. (без НДС)	Утвержденный тариф с 01.07.15г. (без НДС)	Утвержденный тариф с 01.07.16г. (без НДС)
68	ООО "Строн-М" (передача)	190,32	207,29	211,02
69	ПМУЖЭП "Моторостроитель" (ул. М.Жукова, 33)	1517,03	1643,13	1771,73
70	ООО "МЖК-Строй"(передача)	292,40	312,17	329,60
71	ООО "ТеплоСервис" (Парковый, 45Г)	1228,95	1307,92	1365,84
72	Дирекция ТВС (ПУ) Свж/д ОАО "РЖД"(Западная)	1070,83	1129,79	1147,55
73	Дирекция ТВС (ПУ) Свж/д ОАО "РЖД"(Восточная)	1198,16	1217,07	1270,85
74	Дирекция ТВС (ПУ) Свж/д ОАО "РЖД"(Блочная)	968,64	1016,33	1054,86
75	Дирекция ТВС (ПУ) Свж/д ОАО "РЖД"(Боровая,4)	967,21	967,21	1037,25
76	Дирекция ТВС (ПУ) Свж/д ОАО "РЖД"(Цимлянская,4)	931,78	1009,87	1057,76
77	Дирекция ТВС (ПУ) Свж/д ОАО "РЖД"(от ОАО "ФПК")	2540,33	2567,74	2662,46
78	Дирекция ТВС (ПУ) Свж/д ОАО "РЖД"(от ООО "ПСК")	1521,08	1664,88	1746,48
79	Дирекция ТВС (ПУ) Свж/д ОАО "РЖД"(ст. Осенцы)	946,02	1024,76	1049,90
80	ООО "Теплосеть" (ул. Промышленная, 100)*	1545,63	1683,23	1772,90
81	ООО "Сетевая компания"(передача)	174,91	190,48	233,85
82	ООО "Тепло-Терм" (передача, вместо ООО "А-Терм")*	283,93	290,53	304,80
83	ООО "Сетевая компания Вышка-2"		1479,27	1568,58
84	АО "Новомет"	1138,68	1239,15	1291,22
85	ООО "Ресурс" (передача)		436,67	456,38

<*> Налогом на добавленную стоимость не облагаются, организация применяет упрощенную систему налогообложения в соответствии со статьями 346.11, 346.12, 346.13 главы 26.2 Налогового кодекса Российской Федерации (часть вторая).

Таблица 11.2 - Структура тарифов теплосетевых и теплоснабжающих организаций на территории г. Перми за 2015-2016 гг.

№	Наименование организации	2015 год					2016 год				
		Выработка тепловой энергии, (тыс.Гкал)	Расход т/э на технологические нужды (тыс.Гкал)	Отпущено в сеть, (тыс.Гкал)	Потери в сетях (тыс.Гкал)	Полезный отпуск т/э, (тыс.Гкал)	Выработка тепловой энергии, (тыс.Гкал)	Расход т/э на технологические нужды (тыс.Гкал)	Отпущено в сеть, (тыс.Гкал)	Потери в сетях (тыс.Гкал)	Полезный отпуск т/э, (тыс.Гкал)
1	ООО "ЭнергоТепловая Компания"	5,38	0,00	12,96	8,01	4,95	5,38	0,00	12,96	8,01	4,95
2	ООО "Арендный дом" (передача)	0,00	0,00	71,94	1,70	70,24	0,00	0,00	71,94	1,70	70,24
3	ООО "Добрянка-склад" (передача)	0,00	0,00	71,27	1,70	69,58	0,00	0,00	71,27	1,70	69,58
4	ОАО "Протон-ПМ" (кот. Новые Ляды)	32,65	0,77	31,88	1,51	30,37	32,65	0,77	31,88	1,51	30,37
5	ОАО "ГалоПолимерПермь" (передача)	0,00	0,00	67,32	1,71	65,60	0,00	0,00	67,32	1,71	65,60
6	АО "ГУ ЖКХ" филиал "Екатеринбургский" (Н.Курья)	7,28	0,00	7,28	0,41	6,86	6,92	0,00	6,92	0,39	6,52
7	АО "ГУ ЖКХ" филиал "Екатеринбургский" (тепловые сети по адресу: г. Пермь, ул. Елькина, 1а, ул. Петропавловская, 9, покупка ТЭ у ООО "ПСК")	0,00	0,00	2,69	0,14	2,56	0,00	0,00	2,69	0,14	2,56
8	АО "ГУ ЖКХ" филиал "Екатеринбургский" (тепловые сети по адресу: г. Пермь, ул. Чернышевского, 41а, покупка ТЭ у ПАО "Т Плюс")	0,00	0,00	2,84	0,14	2,69	0,00	0,00	2,84	0,14	2,69
9	НПО "Биомед" - филиал ФГУП НПО "Микроген"	53,09	1,24	51,85	1,22	50,63	53,09	1,24	51,85	1,22	50,63
10	ООО "Энергия-С"	12,77	0,45	12,32	0,15	12,16	12,77	0,58	12,73	0,00	12,73
11	ООО "Надежда"	6,05	0,13	5,93	0,30	5,63	6,05	0,13	5,93	0,30	5,63
12	ООО "Новогор-Прикамье" (Пермский ф-л, кот. ЧОС)	10,08	0,31	9,77	0,68	9,09	10,08	0,31	9,77	0,68	9,09
13	ООО ЭнергоСнабжающаяКомпания" (гор. вода)	65,82	0,71	65,11	2,76	62,35	61,47	0,71	60,76	2,76	58,00
14	ООО "Высокая энергия"	35,34	1,05	34,29	2,06	32,23	26,85	0,64	26,21	2,06	24,15
15	ООО "Тепло- Новый город"	0,00	0,00	32,23	0,00	32,23	0,00	0,00	26,38	0,00	26,38
16	ОАО "Центральный агроснаб"	7,44	0,00	7,44	0,37	7,07	7,15	0,00	7,14	0,36	6,79

№	Наименование организации	2015 год					2016 год				
		Выработка тепловой энергии, (тыс.Гкал)	Расход т/э на технологические нужды (тыс.Гкал)	Отпущено в сеть, (тыс.Гкал)	Потери в сетях (тыс.Гкал)	Полезный отпуск т/э, (тыс.Гкал)	Выработка тепловой энергии, (тыс.Гкал)	Расход т/э на технологические нужды (тыс.Гкал)	Отпущено в сеть, (тыс.Гкал)	Потери в сетях (тыс.Гкал)	Полезный отпуск т/э, (тыс.Гкал)
17	ПМУЖЭП "Моторостроитель" (передача, для расчетов с ООО "ПСК")	0,00	0,00	882,04	48,32	833,72	0,00	0,00	882,04	48,32	833,72
18	ПМУЖЭП "Моторостроитель" (передача, для расчетов с потреб. за искл. ООО "ПСК")	0,00	0,00	246,28	14,42	231,86	0,00	0,00	246,28	14,42	231,86
19	ПМУЖЭП "Моторостроитель"	252,66	4,66	248,00	25,88	222,12	270,44	4,66	265,78	27,74	238,04
20	ОАО НПО "Искра" (по своим сетям)	120,15	4,01	116,15	1,36	114,79	120,15	4,01	116,15	1,36	114,79
21	ОАО НПО "Искра" (по сетям ООО ПСК)										
22	ОАО НПО "Искра" (по сетям ПМУЖЭП Моторостроитель)										
23	ОАО НПО "Искра" (по сетям ПСК+Моторостроитель)										
24	ООО "СпецСтройМонтаж"	528,68	28,96	499,72	0,00	499,72	534,40	26,10	508,30	0,00	508,30
25	ООО "Тимсервис"	5,20	0,11	5,09	0,42	4,67	9,21	0,21	9,00	0,75	8,26
26	ООО "Тепло-М" (пар)	132,39	10,67	122,90	5,16	117,73	107,56	7,80	99,76	5,16	94,60
27	ООО "Тепло-М" (передача)	0,00	0,00	133,43	17,53	115,90	0,00	0,00	133,15	17,53	115,62
28	ООО ЭнергоСнабжающаяКомпания" (пар)	63,43	3,07	60,36	3,86	56,50	63,43	3,07	60,36	3,86	56,50
29	ФКУ ИК-32 ГУФСИН России по Пермскому краю	11,71	0,00	11,71	0,09	11,63	11,71	0,00	11,71	0,09	11,63
30	ФКУ ИК-29 ГУФСИН России по Пермскому краю	11,78	0,28	11,50	0,58	10,92	11,78	0,28	11,50	0,58	10,92
31	ООО "Импульс Урала" (передача)	0,00	0,00	2,81	0,12	2,69	0,00	0,00	2,81	0,12	2,69
32	ООО "Энергия-М" (передача)	0,00	0,00	11,05	0,49	10,56	0,00	0,00	11,01	0,45	10,56
33	ЖСК № 43 (передача)	0,00	0,00	4,76	0,00	4,76	0,00	0,00	4,76	0,00	4,76
34	ОАО "ФПК"Уральский ф-л ПВД Пермь (гор.вода)	9,78	0,36	9,42	0,78	8,64	9,78	0,36	9,42	0,78	8,64
35	ОАО "ФПК"Уральский ф-л ПВД Пермь	12,89	0,48	12,41	1,03	11,38	12,89	0,48	12,41	1,03	11,38

№	Наименование организации	2015 год					2016 год				
		Выработка тепловой энергии, (тыс.Гкал)	Расход т/э на технологические нужды (тыс.Гкал)	Отпущено в сеть, (тыс.Гкал)	Потери в сетях (тыс.Гкал)	Полезный отпуск т/э, (тыс.Гкал)	Выработка тепловой энергии, (тыс.Гкал)	Расход т/э на технологические нужды (тыс.Гкал)	Отпущено в сеть, (тыс.Гкал)	Потери в сетях (тыс.Гкал)	Полезный отпуск т/э, (тыс.Гкал)
	(пар)										
36	ООО "Тепловая станция Кондратово"	487,35	19,49	467,86	4,24	463,62	61,20	4,28	56,92	4,24	52,68
37	ЗАО "Газпром газораспределение Пермь" (ул. Советская, 51а)	3,45	0,00	3,45	0,28	3,17	3,29	0,00	3,29	0,27	3,03
38	ОАО "Энергетик-ПМ" (передача пар)	0,00	0,00	57,42	6,72	50,71	0,00	0,00	57,42	6,72	50,71
39	ОАО "Энергетик-ПМ" (передача гор. вода)	0,00	0,00	193,04	8,34	184,70	0,00	0,00	193,04	8,34	184,70
40	ООО "МЭК"(передача)	0,00	0,00	158,08	12,15	145,93	0,00	0,00	158,08	12,15	145,93
41	ООО "МЭК"(передача от ОАО "ТГК-9)	0,00	0,00	158,08	12,15	145,93	0,00	0,00	158,08	12,15	145,93
42	ООО "Камский кабель" (передача)	0,00	0,00	174,33	8,72	165,61	0,00	0,00	174,33	8,72	165,61
43	ОАО "Сорбент" (передача от ТГК-9)	0,00	0,00	19,40	0,00	19,40	0,00	0,00	19,40	0,00	19,40
44	ОАО "ПЗСП" (котельная ул.Менжинского, 36)	0,00	0,00	2,55	0,07	2,48	0,00	0,00	2,55	0,07	2,48
45	ООО РесурсЭнергоТранс (передача)	0,00	0,00	42,96	2,79	40,17	0,00	0,00	46,29	2,79	43,50
46	ОАО ПТЗ "Телта"	24,08	0,56	23,53	0,89	22,64	24,08	0,56	23,53	0,89	22,64
47	ОАО "ПЗСП" (г.Пермь, ул.Сигаева, д.2а)	2,80	0,00	2,80	0,08	2,72	2,80	0,00	2,80	0,08	2,72
48	ОАО "ПЗСП" (производство)	69,07	1,05	68,02	1,79	66,23	69,07	1,05	68,02	1,79	66,23
49	ОАО "ПЗСП"(производство и передача)	0,00	0,00	54,65	0,00	54,65	0,00	0,00	54,65	0,00	54,65
50	ОАО "ПЗСП"(передача, при отсут. диф. по схеме подключения)	0,00	0,00	54,65	0,00	54,65	0,00	0,00	54,65	0,00	54,65
51	ОАО "САН ИнБев"	14,41	0,82	13,61	0,05	13,56	14,41	0,82	13,61	0,05	13,56
52	ОАО "Пермский завод "Машиностроитель" (гор.вода)	175,00	17,50	157,50	3,50	154,00	175,00	17,50	157,50	3,50	154,00
53	ОАО "Пермский завод "Машиностроитель" (пар)										
54	ФКП "Пермский пороховой завод"	394,50	20,30	374,20	83,20	291,00	394,50	20,30	374,20	83,20	291,00
55	ФГБОУ ВПО "ПНИПУ" (ГОУВПО ПГТУ)	54,35	1,58	52,77	3,64	49,13	54,23	1,46	52,77	3,64	49,13

№	Наименование организации	2015 год					2016 год				
		Выработка тепловой энергии, (тыс.Гкал)	Расход т/э на технологические нужды (тыс.Гкал)	Отпущено в сеть, (тыс.Гкал)	Потери в сетях (тыс.Гкал)	Полезный отпуск т/э, (тыс.Гкал)	Выработка тепловой энергии, (тыс.Гкал)	Расход т/э на технологические нужды (тыс.Гкал)	Отпущено в сеть, (тыс.Гкал)	Потери в сетях (тыс.Гкал)	Полезный отпуск т/э, (тыс.Гкал)
56	ООО "Пермская электроремонтная компания" (гор. вода)	0,00	0,00	166,71	7,00	159,71	0,00	0,00	166,71	7,00	159,71
57	ООО "Пермская электроремонтная компания" (передача, пар)	0,00	0,00	1802,82	124,87	1677,96	0,00	0,00	1802,82	124,87	1677,96
58	ООО "Тепло"	1,65	0,00	1,65	0,09	1,56	1,38	0,00	1,38	0,09	1,29
59	ООО "Головановская энергетическая компания"	90,73	0,00	90,73	10,52	80,20	90,73	0,00	90,73	10,52	80,20
60	ЗАО "Держава-М"	2,60	0,00	2,60	0,00	2,60	2,60	0,00	2,60	0,00	2,60
61	ООО "УК Кедр" (ЦТП И.Франко,39)	0,00	0,00	7,22	0,00	7,22	0,00	0,00	8,76	0,00	8,76
62	ООО "СМУ-11" (передача)	0,00	0,00	12,57	0,08	12,49	0,00	0,00	12,57	0,08	12,49
63	ОАО "Камтэкс-Химпром" (в паре)	49,50	10,00	39,50	3,10	36,40	49,82	8,47	41,36	3,76	37,60
64	ЗАО "Сибур-Химпром" (в паре)	1299,84	61,00	1238,84	26,84	1212,00	1300,13	61,00	1239,13	27,13	1212,00
65	ЗАО "Сибур-Химпром" (в гор.воде)	0,00	0,00	86,77	0,87	85,90	0,00	0,00	88,02	0,87	87,15
66	ООО "Домен" (ул. Подлесная, 13А)	0,00	0,00	2,19	0,00	2,19	0,00	0,00	11,74	0,00	11,74
67	ООО "Домен" (ул. Хрустальная, 5, ул. Норильская, 506)	0,00	0,00	6,62	0,00	6,62					
68	ООО "Строн-М" (передача)	0,00	0,00	4,58	0,37	4,22	0,00	0,00	4,58	0,37	4,22
69	ПМУЖЭП "Моторостроитель" (ул. М.Жукова, 33)	11,66	0,06	11,60	0,06	11,54	10,51	0,06	10,45	0,06	10,39
70	ООО "МЖК-строй"(передача)	0,00	0,00	5,65	0,00	5,65	0,00	0,00	5,65	0,00	5,65
71	ООО "ТеплоСервис"(Парковый, 45Г)	3,60	0,00	3,60	0,00	3,60	3,60	0,00	3,60	0,00	3,60
72	Дирекция ТВС (ПУ) Свж/д ОАО "РЖД"(Западная)	78,98	2,18	76,79	3,23	73,57	78,98	2,18	76,79	3,23	73,57
73	Дирекция ТВС (ПУ) Свж/д ОАО "РЖД"(Восточная)	30,87	0,84	30,03	2,37	27,66	30,87	0,84	30,03	2,37	27,66
74	Дирекция ТВС (ПУ) Свж/д ОАО "РЖД"(Блочная)	4,55	0,20	4,35	0,25	4,10	4,55	0,20	4,35	0,25	4,10
75	Дирекция ТВС (ПУ) Свж/д ОАО "РЖД"(Боровая,4)	19,09	0,44	18,65	1,12	17,54	19,09	0,44	18,65	1,12	17,54

№	Наименование организации	2015 год					2016 год				
		Выработка тепловой энергии, (тыс.Гкал)	Расход т/э на технологические нужды (тыс.Гкал)	Отпущено в сеть, (тыс.Гкал)	Потери в сетях (тыс.Гкал)	Полезный отпуск т/э, (тыс.Гкал)	Выработка тепловой энергии, (тыс.Гкал)	Расход т/э на технологические нужды (тыс.Гкал)	Отпущено в сеть, (тыс.Гкал)	Потери в сетях (тыс.Гкал)	Полезный отпуск т/э, (тыс.Гкал)
76	Дирекция ТВС (ПУ) Свж/д ОАО "РЖД"(Цимлянская,4)	1,92	0,04	1,88	0,11	1,77	1,92	0,04	1,88	0,11	1,77
77	Дирекция ТВС (ПУ) Свж/д ОАО "РЖД"(от ОАО "ФПК")	0,00	0,00	1,83	0,00	1,83	0,00	0,00	1,83	0,00	1,83
78	Дирекция ТВС (ПУ) Свж/д ОАО "РЖД"(от ООО "ПСК")	0,00	0,00	17,45	0,00	17,45	0,00	0,00	17,45	0,00	17,45
79	Дирекция ТВС (ПУ) Свж/д ОАО "РЖД"(ст. Осенцы)	0,00	0,00	11,66	0,00	11,66	0,00	0,00	11,66	0,00	11,66
80	ООО "Теплосеть" (ул. Промышленная, 100)	1,49	0,05	1,44	0,18	1,26	1,49	0,05	1,44	0,18	1,26
81	ООО "Сетевая компания"	0,00	0,00	62,66	8,11	54,55	0,00	0,00	62,66	8,11	54,55
82	ООО "Тепло-Терм"	0,00	0,00	12,13	0,12	12,01	0,00	0,00	11,75	0,10	11,65
83	ООО "Сетевая компания Вышка-2"	12,62	0,19	12,44	0,25	12,19	12,62	0,19	12,44	0,25	12,19
84	АО "Новомет"	24,58	0,55	24,03	1,72	22,31	25,16	0,56	24,60	1,72	22,88
85	ООО "Ресурс" (передача)	11,26	0,00	11,26	0,00	11,26	11,26	0,00	11,26	0,00	11,26

Таблица 11.3 - Размер платы за подключение к системе теплоснабжения и необходимой валовой выручки теплоснабжающих организаций г. Перми за 2014-2016 гг.

№ п/п	Наименование организации	2014 год		2015 год		2016 год	
		тариф, млн. руб/Гкал/ч	НВВ, тыс. руб	тариф, млн. руб/Гкал/ч	НВВ, тыс. руб	тариф, млн. руб/Гкал/ч	НВВ, тыс. руб
1	ООО "Пермская сетевая компания"	4,3	31 924	5,3	28 744	5,7	54 894
2	ПАО "Т плюс"	6,5	264 081	6	108 371	6,4	134 667
3	ООО "ТНР"			5,7	61 602	5,7	12 661

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

- ПАО «Т Плюс»;
- 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 внутриузловое 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 N190-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. N 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. N 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 бесхозяйных 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 бесхозяйным 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 бесхозяйных 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.