

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ  
ПРОЕКТНОЕ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЕ РЕСПУБЛИКАНСКОЕ УНИ-  
ТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ  
"БЕЛНИПИЭНЕРГОПРОМ"

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА СМОЛЕНСКА

Книга 2

Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения  
г. Смоленска  
1704-ПЗ-ТГ1

Директор



А.Н.Рыков

Главный инженер проекта



О.А.Стрелкова

2013

## Состав работы

Книга 1	Схема теплоснабжения города Смоленска
Книга 2	Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения города Смоленска

## Сокращения

ГВС	горячее водоснабжение
ПТЭ	правила технической эксплуатации
ТЭУ	теплоэнергетическая установка
СЦТ	система централизованного теплоснабжения
ОБ	основной бойлер
ПБ	пиковый бойлер
АОУ	автономная обессоливающая установка
ХВО	химическая очистка воды
ВПУ	водоподготовительная установка
НТД	нормативно-техническая документация
БОУ	блочная обессоливающая установка
РОУ	редукционно-охладительная установка
ФСД	фильтр смешивающего действия
ГРС	газораспределительная станция
ГРП	газорегуляторный пункт
ПСУ	паросиловая установка
ПГУ	парогазовая установка
ИТГ	индивидуальные теплогенераторы (электродкотлы, газовые котлы, печи)
ЕТО	единая теплоснабжающая организация

## Содержание

<b>ВВЕДЕНИЕ .....</b>	<b>8</b>
<b>ГЛАВА 1 СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ .....</b>	<b>10</b>
ЧАСТЬ 1. ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	10
<b>ПП «СМОЛЕНСКАЯ ТЭЦ-2» .....</b>	<b>14</b>
ЧАСТЬ 2. ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ .....	15
ЧАСТЬ 3 ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ, СООРУЖЕНИЯ НА НИХ И ТЕПЛОВЫЕ ПУНКТЫ	27
ЧАСТЬ 4 ЗОНЫ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	47
ЧАСТЬ 5 ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	49
ЧАСТЬ 6 БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ .....	51
ЧАСТЬ 7. БАЛАНС ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ.....	53
ЧАСТЬ 8. ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТОПЛИВОМ.....	55
ЧАСТЬ 9 НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	57
ЧАСТЬ 10 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ И ТЕПЛОСЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ.....	58
ЧАСТЬ 11 ЦЕНЫ (ТАРИФЫ) В СФЕРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ .....	65
<b>КОТЕЛЬНЫЙ ЦЕХ ПП «СМОЛЕНСКАЯ ТЭЦ-2».....</b>	<b>68</b>
ЧАСТЬ 2. ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ .....	68
ЧАСТЬ 3 ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ, СООРУЖЕНИЯ НА НИХ И ТЕПЛОВЫЕ ПУНКТЫ	73
ЧАСТЬ 4 ЗОНЫ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	86

ЧАСТЬ 5 ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	88
ЧАСТЬ 6 БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ .....	91
ЧАСТЬ 7. БАЛАНС ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ.....	91
ЧАСТЬ 8 ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТОПЛИВОМ.....	92
ЧАСТЬ 9 НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	93
ЧАСТЬ 10 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ И ТЕПЛОСЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ.....	94
ЧАСТЬ 11 ЦЕНЫ (ТАРИФЫ) В СФЕРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	95
<b>МУНИЦИПАЛЬНЫЕ КОТЕЛЬНЫЕ .....</b>	<b>97</b>
ЧАСТЬ 2. ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ .....	97
ЧАСТЬ 3 ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ, СООРУЖЕНИЯ НА НИХ И ТЕПЛОВЫЕ ПУНКТЫ .....	107
ЧАСТЬ 4 ЗОНЫ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	113
ЧАСТЬ 5 ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	115
ЧАСТЬ 6 БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	120
ЧАСТЬ 7 БАЛАНС ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ.....	124
ЧАСТЬ 8 ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТОПЛИВОМ.....	125
ЧАСТЬ 9 НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	127
ЧАСТЬ 10 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ И ТЕПЛОСЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ.....	128

ЧАСТЬ 11 ЦЕНЫ (ТАРИФЫ) В СФЕРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	130
ЧАСТЬ 12 ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ В СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА .....	133
<b>ГЛАВА 2 ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ .....</b>	<b>138</b>
<b>ГЛАВА 3 ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ.....</b>	<b>161</b>
<b>ГЛАВА 4 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ .....</b>	<b>163</b>
<b>ГЛАВА 5 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ 167</b>	<b>167</b>
<b>ГЛАВА 6 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ 171</b>	<b>171</b>
<b>ГЛАВА 7 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И СООРУЖЕНИЙ НА НИХ .....</b>	<b>202</b>
<b>ГЛАВА 8 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ.....</b>	<b>208</b>
<b>ГЛАВА 9 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ .....</b>	<b>210</b>
<b>ГЛАВА 10 ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ.....</b>	<b>215</b>
<b>ГЛАВА 11 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ .....</b>	<b>232</b>

Приложение А	Информация об индивидуальных котельных	235
Приложение Б	Схема тепловых сетей Смоленской ТЭЦ-2 и ее котельного цеха	237
Приложение В	Гидравлические расчеты и пьезометрические графики тепловых сетей теплоисточников	238
Приложение Г	Нормативы теплоснабжения в городе Смоленске	253
Приложение Д	Расчет надежности	259

## ВВЕДЕНИЕ

Настоящая работа выполнена по договору № 508/61 от 1.10.2013 г. между РУП «Белнипиэнергопром» и ОАО «Квадра» на основании технического задания, являющегося неотъемлемой частью договора.

Проектирование систем теплоснабжения городов представляет собой комплексную задачу, от правильного решения которой во многом зависят масштабы необходимых капитальных вложений в эти системы. Прогноз спроса на тепловую энергию основан на прогнозировании развития города, в первую очередь, его градостроительной деятельности, определенной генеральным планом.

Схема теплоснабжения является основным предпроектным документом по развитию теплового хозяйства города. Она разрабатывается на основе анализа фактических тепловых нагрузок потребителей с учетом перспективного развития на 15 лет, структуры топливного баланса региона, оценки состояния существующих источников тепла и тепловых сетей и возможности их дальнейшего использования, рассмотрения вопросов надежности, экономичности.

Обоснование решений при разработке схемы теплоснабжения осуществляется на основе технико-экономического сопоставления вариантов развития системы теплоснабжения в целом и ее отдельных частей путем оценки их сравнительной эффективности.

При выполнении настоящей работы использованы следующие материалы:

- Положения о территориальном планировании. Проект по внесению изменений в генеральный план города Смоленска 1992 г., утвержденные решением Смоленского городского Совета от 22.12.2009 № 1347;

- Программа комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры муниципального образования города Смоленска на 2013-2015 годы с перспективой до 2020 года;

- проектная и исполнительная документация по источникам тепла, тепловым сетям, насосным станциям, тепловым пунктам;

- эксплуатационная документация (расчетные температурные графики, гидравлические режимы, данные по присоединенным тепловым нагрузкам и их видам и т.п.);

- материалы проведения периодических испытаний тепловых сетей;

- конструктивные данные по видам прокладки и типам применяемых теплоизоляционных конструкций, сроки эксплуатации тепловых сетей;

- материалы по разработке энергетических характеристик систем транспорта тепловой энергии;

- данные технологического и коммерческого учета потребления топлива, отпуска и потребления тепловой энергии, теплоносителя, электроэнергии, измерений по приборам контроля режимов отпуска тепла, топлива;



- документы по хозяйственной и финансовой деятельности (действующие нормы и нормативы, тарифы и их составляющие, лимиты потребления, договоры на поставку топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) и на пользование тепловой энергией, водой, данные потребления ТЭР на собственные нужды, потери);

- статистическая отчетность о выработке и отпуске тепловой энергии и использовании ТЭР в натуральном и стоимостном выражении.

В качестве расчетного года Схемы, в соответствии с заданием, принят 2029 г. с выделением первого пятилетнего периода и 2022 года, отчетный год - 2012 г.

Последняя Схема теплоснабжения города Смоленска в полном объеме была разработана РУП «Белнипиэнергопром» в 1990 году.

Настоящая Схема теплоснабжения разработана в соответствии с:

- Федеральным законом Российской Федерации от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении»;

- Постановлением Правительства Российской Федерации № 154 от 22.02.2012 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»;

- «Методическими рекомендациями по разработке схем теплоснабжения», утвержденными приказом Минэнерго России и Минрегиона России № 565/667 от 29.12.2012.

Основными целями Схемы теплоснабжения является:

1. дальнейшее развитие системы теплоснабжения Смоленска с реконструкцией источников энергообеспечения (теплоэлектростанций и котельных) и магистральных сетей;

2. повышение надежности работы системы теплоснабжения г. Смоленска;

3. широкое внедрение энергосберегающих технологий с повышением эффективности выработки и транспортировки тепловой энергии;

4. использование новых отопительных котельных для теплоснабжения новых районов, удаленных от зоны централизованного теплоснабжения, а также индивидуальных теплогенераторов для теплоснабжения многоквартирной и коттеджной застройки.

# **ГЛАВА 1 СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

## **ЧАСТЬ 1. ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

Город Смоленск расположен по обоим берегам верхнего Днепра, который в пределах города пересекает Смоленскую возвышенность, являющуюся западной частью Смоленско-Московской возвышенности. Река, протекая с востока на запад, делит город на 2 части северную (Заднепровский район) и южную (Ленинский и Промышленным районы).

Рельеф города характеризуется наличием высоких межовражных и межречных увалов и холмов. Перепад высот достигает 90 метров. Площадь города составляет 166,35 кв.км.

Смоленск имеет выгодное географическое положение, так как расположен на путях из Москвы в Беларусь, Прибалтику, страны Центральной и Западной Европы.

Климат Смоленска умеренно-континентальный со сравнительно теплым летом и умеренно холодной зимой. Средняя годовая температура +5,1°С. Наиболее холодный месяц – январь (средняя температура составляет -7,5 °С), наиболее теплый месяц – июль (средняя температура составляет +17,4°С). Продолжительность отопительного периода - 209 суток.

Численность населения города Смоленска в 2012 году составила 330 тыс. чел.

Основу экономического потенциала города составляют предприятия таких видов экономической деятельности, как производство пищевых продуктов, производство транспортных средств, обработка древесины и производство изделий из дерева, целлюлозно-бумажное производство, издательская и полиграфическая деятельность, производство прочих неметаллических минеральных продуктов, текстильное и швейное производство, производство электрооборудования, электронного и оптического оборудования, производство и распределение электроэнергии, газа и воды, ювелирное производство.

В административном отношении город делится на 3 района:

в правобережной части:

-Заднепровский (Северный);

на левом берегу р. Днепр:

- Ленинский (планировочные районы Западный, Южный);

- Промышленный (планировочные районы Центральный, Восточный).

Наиболее крупными планировочными районами являются Северный и Восточный. В этих районах сосредоточена основная капитальная жилая и общественная застройка.

Основные предприятия в экономике города Смоленска:

Производство пищевых продуктов, включая напитки и табак – ОАО «Смолмясо», ОАО «Хлебопек», ОАО «Компания ЮНИМИЛК», ОАО «САОМИ», ЗАО «Объединение «Смоленскрыба», ОАО «Бахус».

Производство транспортных средств, машин и оборудования – ОАО «Айсберг», ОАО «Торгмаш», ООО «Аркада-Инжиниринг», ОАО «САЗ», ЗАО «СААЗ АМО ЗиЛ им. Отрохова».

Производство электрооборудования, электронного и оптического оборудования – ОАО «Измеритель», ФГУП СПО «Аналитприбор», ОАО «ОСРАМ».

Текстильное и швейное производство – ОАО фирма «Восход», ЗАО «Смоленская чулочная фабрика», ООО Фабрика «Шарм».

Издательская и полиграфическая деятельность – ОАО «Смоленский полиграфический комбинат».

Производство прочих неметаллических минеральных продуктов – ООО «Гнездово», ООО «Теллура», ООО «Гнездовский завод ЖБИ», ООО «Кирпичный завод», ООО «Смоленский завод ЖБИ-2».

Ювелирное производство – ОАО «ПО «Кристалл».

В Смоленске в области теплоснабжения действует 2 организации: МУП «Смоленсктеплосеть», ООО «Смоленская ТСК».

Ситуационная схема города Смоленск с нанесением планировочных районов приведена на рисунке 1.1.

Организационная структура теплоснабжения в г. Смоленске приведена на рисунке 1.2.

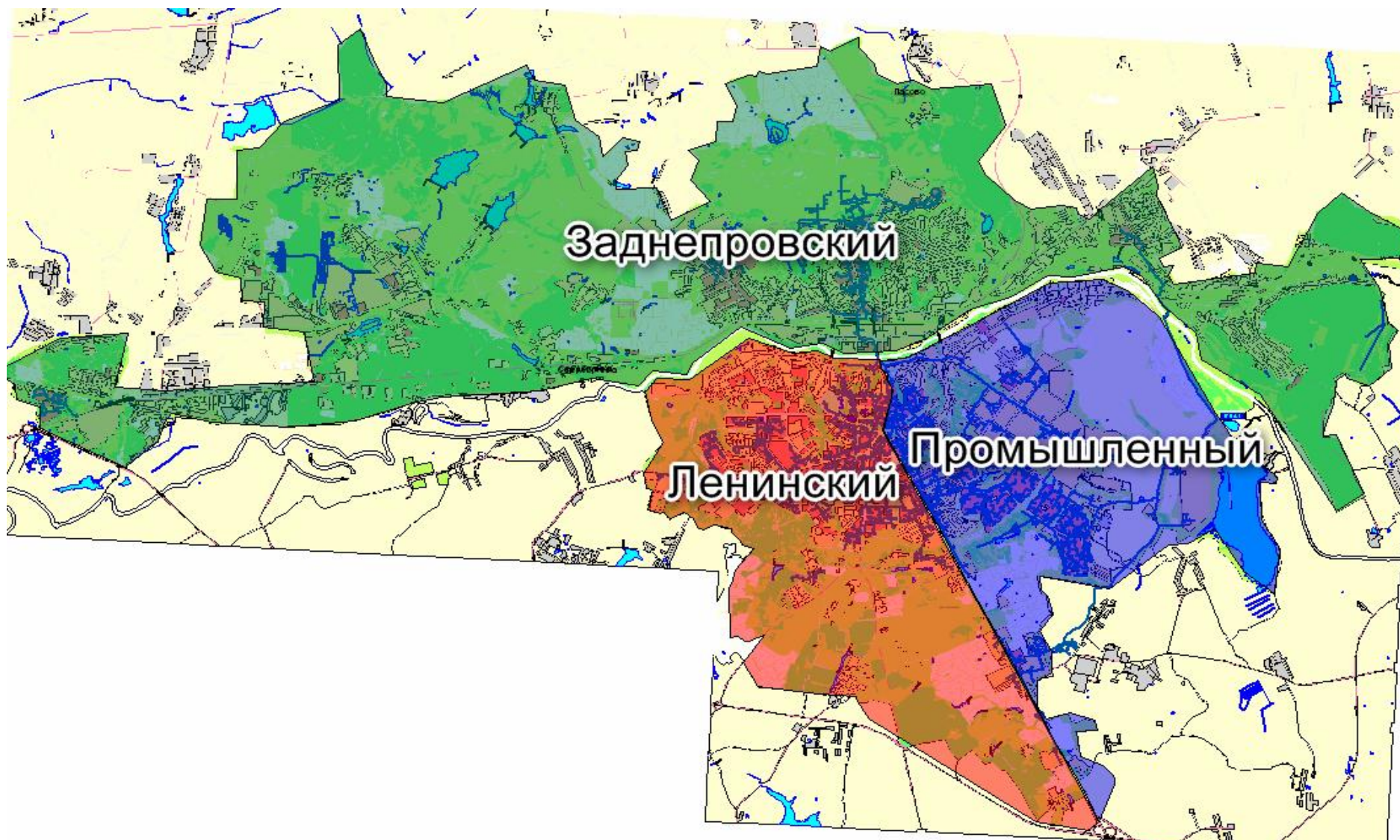


Рисунок 1.1 – Схема административного деления г. Смоленск

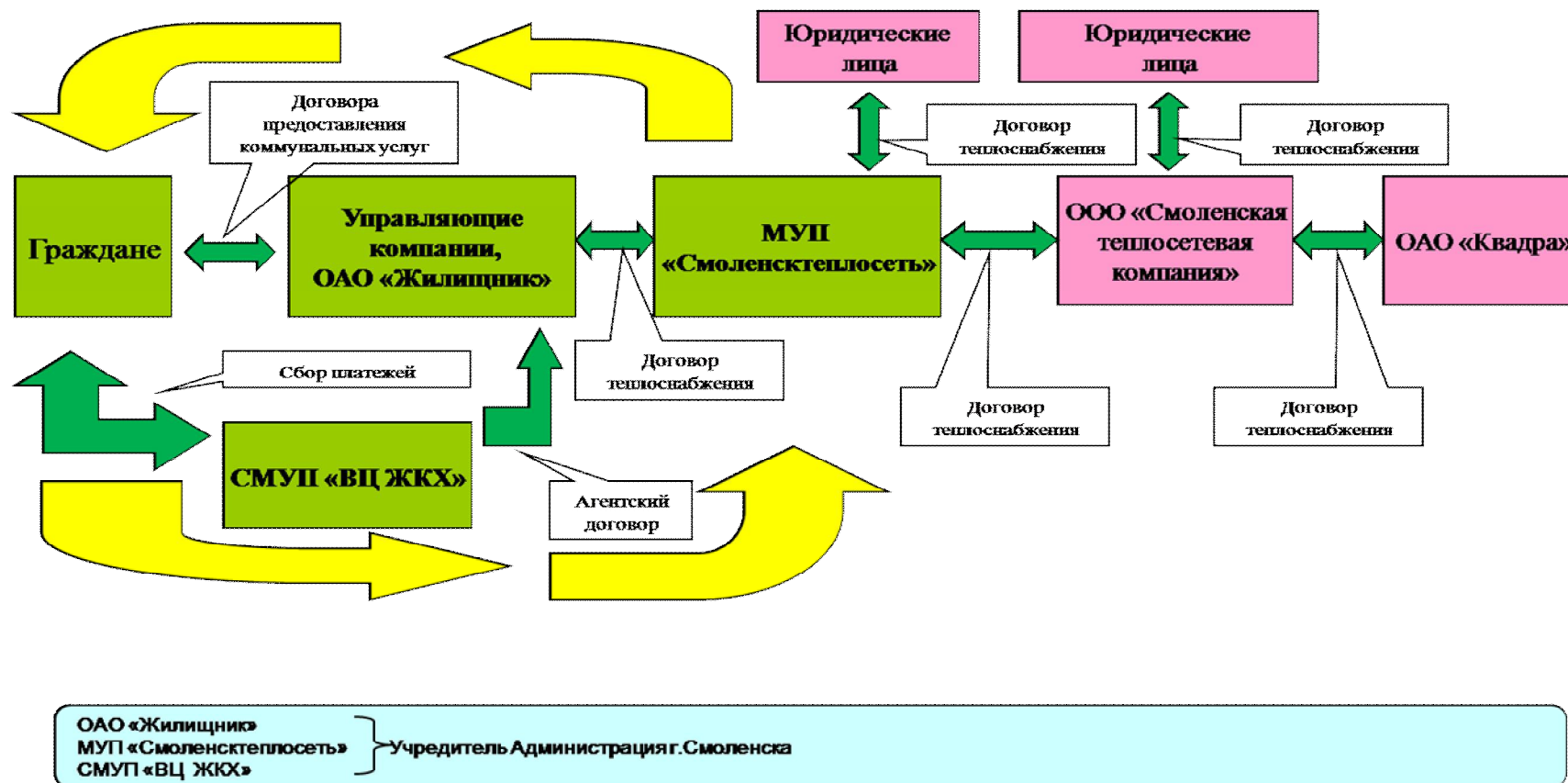


Рисунок 1.2– Организационная структура теплоснабжения в г. Смоленске

### **а) зоны действия производственных котельных**

Город Смоленск является крупным потребителем теплоэнергетических ресурсов. Теплоснабжение города осуществляется от ТЭЦ, а также промышленных и отопительных котельных различной мощности.

Поставщиком тепловой энергии населению города является ООО «Смоленская ТСК», которая подает тепловую энергию от Смоленской ТЭЦ-2 и котельной ОАО «Квадра» по магистральным трубопроводам. У ООО «Смоленская ТСК» тепло покупает МУП «Смоленсктеплосеть», эксплуатирующее большую часть разводящих тепловых сетей города, а также ряд муниципальных котельных.

Кроме крупных теплоисточников в городе действуют 63 муниципальных отопительных и 29 ведомственных котельных. От Смоленской ТЭЦ-2 и ее котельного цеха в настоящее время обеспечивается 90 % тепловых нагрузок зоны централизованного теплоснабжения города.

Индивидуальные котельные территориально расположены во всех районах города. Наибольшее количество индивидуальных котельных расположено в Центральном и Западном районах.

В качестве топлива в котельных используется природный газ.

Договорная тепловая нагрузка, обеспечиваемая от индивидуальных котельных, составила 136,1 Гкал/ч, фактическое теплоснабжение – 73,5 Гкал/ч.

Подробная информация по индивидуальным отопительным и промышленным котельным приведена в приложении А, а свод по районам дан в таблице 1.1.

**Таблица 1.1- Тепловая нагрузка потребителей, обеспечиваемая от индивидуальных котельных**

Наименование района	Количество котельных, шт.	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч
Заднепровский	28	57,6
Ленинский	32	71,0
Промышленный	3	7,5
<b>Всего</b>	<b>63</b>	<b>136,1</b>

### **б) зоны действия индивидуального теплоснабжения**

Индивидуальные жилые дома расположены практически по всей территории города. Такие здания (одно-, двухэтажные, в основном деревянные), как правило, не присоединены к системе централизованного теплоснабжения. В настоящее время для их теплоснабжения применяются индивидуальные теплогенераторы (ИТГ) – отопительные печи, газовые котлы.

В целом по городу от ИТГ обеспечивается тепловая нагрузка в размере 326,9 Гкал/ч или около 30 % от суммарной тепловой нагрузки в городе.

Далее приведен подробный анализ теплоисточников города и их зон теплоснабжения.

#### **ПП «СМОЛЕНСКАЯ ТЭЦ-2»**

Смоленская ТЭЦ-2 является производственным подразделением филиала ОАО «Квадра – генерирующая компания» - «Западная генерация».

## **ЧАСТЬ 2. ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

Смоленская ТЭЦ-2 предназначена для электроснабжения и теплоснабжения жилищно-коммунального сектора г. Смоленска и предприятий Промышленного района г. Смоленска.

Установленная мощность Смоленской ТЭЦ-2: электрическая – 275 МВт, тепловая – 774 Гкал/час (с паром – 85 Гкал/час, горячей водой – 689 Гкал/ч).

Местонахождение – п. Маркатушино, г. Смоленск, Смоленская область, РФ, 214036.

### **а) структура основного оборудования**

ПП «Смоленская ТЭЦ-2» является отопительной ТЭЦ с поперечными связями и одним уровнем давления свежего пара 13,0 МПа (130 кгс/см<sup>2</sup>) и температурой 545 °С. Главный паропровод выполнен по блочной схеме с секционированной (3 секции) переключающей магистралью.

Основное оборудование находится в котлотурбинном цехе:

- три турбоагрегата – ст. № 1 ПТ-60-130/13 (ТА-1), ст. № 2 Т-100/120-130-2 (ТА-2), ст. № 3 Т-110/120-130-4 (ТА-3);

- пять паровых котлов – ст. №1÷4 БКЗ-210-140-7 (ПК 1÷4), ст. № 5 ТГМЕ-464 (ПК-5).

В отдельном здании расположена пиковая котельная, в которой находятся три водогрейных котла – КВГМ-100 ст. №№ 2÷4 (ВК-2÷4). Водогрейные котлы КВГМ-100 работают в период больших тепловых нагрузок или при остановках в зимний период одного из турбоагрегатов или парового котла.

Котлоагрегат типа БКЗ-210-140-7 однобарабанный, вертикальный, водотрубный, П-образной компоновки с естественной циркуляцией и уравновешенной тягой спроектирован для сжигания фрезерного торфа, а после реконструкции предназначен для сжигания природного газа и мазута. Паропроизводительность 210 т/ч, температура перегретого пара 550 °С, давление 135 кгс/см<sup>2</sup>. Котлоагрегат оборудован 3 подовыми газомазутными горелками, производительностью 5 т/ч по мазуту, и 5400 м<sup>3</sup>/ч по газу. При сжигании мазута используются механические форсунки.

Котлоагрегат ТГМЕ-464 однобарабанный, вертикальный, водотрубный, П-образной компоновки с естественной циркуляцией, газоплотный, предназначен для работы под наддувом при сжигании природного газа и мазута. Номинальная паропроизводительность 500 т/ч. Температура перегретого пара 550 °С, давление 135 кгс/см<sup>2</sup>.

Паровая турбина типа ПТ-60-130/13 ЛМЗ конденсационная с двумя регулируемыми отборами пара (производственный и теплофикационный), номинальной мощностью 60 МВт, скорость вращения ротора 3000 об/мин. Генератор ТВФ-63-2. Максимальный расход пара 387 т/ч при номинальных параметрах свежего пара  $P_0 = 130$  кгс/см<sup>2</sup>,  $T_0 = 545$ °С, давление в конденсаторе  $P_2 = 0,04$  кгс/см<sup>2</sup>. Производительность теплофикационного отбора 54 Гкал/ч, производственного отбора 85 Гкал/ч.

Паровая турбина Т-100/120-130-2 ст. № 2, номинальной электрической мощностью 105 МВт с двумя отопительными теплофикационными отборами, номинальная тепловая производительность турбины составляет 160 Гкал/ч. Ге-

нератор ТВФ-120-2. Максимальный расход пара 465 т/ч при номинальных параметрах пара  $P_0 = 130 \text{ кгс/см}^2$  и  $T_0 = 545 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Паровая турбина Т-110/120-130-4 ст. № 3, номинальной электрической мощностью 110 МВт с двумя отопительными теплофикационными отборами, номинальная тепловая производительность турбины составляет 175 Гкал/ч. Генератор ТВФ-120-2. Максимальный расход пара 465 т/ч при номинальных параметрах пара  $P_0 = 130 \text{ кгс/см}^2$  и  $T_0 = 545 \text{ }^\circ\text{C}$ .



Таблица 1.2 – Характеристика турбинного оборудования ТЭЦ-2

Стационарный номер турбины	Тип, модификация	Год ввода в эксплуатацию	Завод изготовитель	Мощность, МВт		Параметры свежего пара, т/ч		Расход свежего пара, т/ч		Отбор Т				Отбор П					
				номинальная	максимальная	Давление, кгс/см <sup>2</sup>	Температура, °С	номинальный	максимальный	Давление, кгс/см <sup>2</sup>	Производительность				Давление, кгс/см <sup>2</sup>	Производительность			
											Ном.		Макс.			Ном.		Макс.	
				Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч		
1	ПТ-60-130/13	1973	ЛМЗ	60	63	130	545	-	387	0,7÷2,5	50	90	55	100	8÷18	85	120	175	250
2	Т-100/120-130-2	1973	АО ТМЗ	105	120	130	545	465	485	0,6÷2,5 0,5÷2,0	160	265	178	300	—	—	—	—	—
3	Т-110/120-130-4	1982	АО ТМЗ	110	120	130	545	480	500	0,6÷2,5 0,5÷2,0	175	290	184	310	—	—	—	—	—

Каждая турбина имеет семь нерегулируемых отборов пара, предназначенных для подогрева питательной воды и основного конденсата.

**б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки**

По состоянию на 2013 год установленная и располагаемая электрическая мощность станции составляют 275 МВт, установленная тепловая мощность – 774 Гкал/ч.

Мощность установленного оборудования представлена в таблице 1.3

**Таблица 1.3 – Установленная тепловая мощность основного оборудования Смоленской ТЭЦ-2**

Оборудование	ТА-1		ТА-2	ТА-3	ВК-2÷4	ТЭЦ-2
	Производ. 85	Теплофик. 54	160	175	300	774
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч						

**в) ограничение тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности**

Установленная и располагаемая электрическая и тепловая мощности приведены в таблицах 1.4 и 1.5 соответственно.

**Таблица 1.4 - Установленная и располагаемая электрическая мощность Смоленской ТЭЦ-2**

Оборудование	Установленная / располагаемая мощность электрическая, МВт по годам				
	2008	2009	2010	2011	2012
ТА-1	60/60	60/60	60/60	60/60	60/60
ТА-2	105/105	105/105	105/105	105/105	105/105
ТА-3	110/110	110/110	110/110	110/110	110/110
ТЭЦ-2	275/275	275/275	275/275	275/275	275/275

**Таблица 1.5- Установленная и располагаемая тепловая мощность Смоленской ТЭЦ-2**

№ блока	Установленная / располагаемая мощность тепловая, Гкал/ч по годам				
	2008	2009	2010	2011	2012
ТА-1	139/139	139/139	139/139	139/139	139/139
ТА-2	160/160	160/160	160/160	160/160	160/160
ТА-3	175/175	175/175	175/175	175/175	175/175
ВК-2	100/100	100/100	100/100	100/100	100/100
ВК-3	100/100	100/100	100/100	100/100	100/100
ВК-4	100/100	100/100	100/100	100/100	100/100
ТЭЦ-2	774/774	774/774	774/774	774/774	774/774

Как видно, ограничения тепловой мощности отсутствуют, параметры располагаемой тепловой мощности соответствуют параметрам установленной тепловой мощности.

**г) объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто**

Потребность собственных нужд в паре 6 ата обеспечивается от четырех редуцированных установок РУ 15/6 ст. №№ 1÷4, две из которых подключены к общестанционному коллектору 15 ата, одна – к П-отбору ТА-1, одна – ко 2/3 отбору ТА-2.

Потребность СН в паре 1,2 ата обеспечивается Т-отбором ТА-1. Резервируется этот отбор тремя редуцированно-охладительными РОУ-15/1,2 ст. №№ 1÷3. Потребность в паре 15 ата обеспечивается П-отбором ТА-1. Резервируется этот отбор быстродействующей РОУ-140/15150 т/ч, а также расточными РОУ-140/15 ата ст. № 1 и № 2.

Потребность в горячей воды на хозяйственные нужды обеспечивается от тепловых магистральных трубопроводов потребителей.

Нагрузка систем отопления станции составляет 0,6 Гкал/ч. Тепловая мощность нетто – 748 Гкал/ч.

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

В таблице 1.6 приведено основное оборудование электростанции и его техническое состояние.

**Таблица 1.6 – Основное оборудование Смоленской ТЭЦ-2**

№ п/п	Наименование оборудования, тип, завод-изготовитель, ст. №	Год ввода	Наработка, ч на 01.01.2013	Парковый ресурс, ч	Назначенный инд. ресурс, ч
1	Паровой котел БКЗ-210-140-7 ст.№1 (БКЗ)	01.1973	277 267	212 000	295 931
2	Паровой котел БКЗ-210-140-7 ст.№2 (БКЗ)	10.1973	274 543	212 000	298 201
3	Паровой котел БКЗ-210-140-7 ст.№3 (БКЗ)	12.1973	273 476	212 000	300 567
4	Паровой котел БКЗ-210-140-7 ст.№4 (БКЗ)	09.1975	263 645	212 000	295 123
5	Паровой котел ТГМЕ-464 ст.№5 (ТКЗ)	09.1982	216 778	210 000	261 792
6	Паровая турбина ПТ-60-130/13 ст. № 1 (ЛМЗ)	01.1973	297 415	220 000	337 587
7	Паровая турбина Т-100/120-130-2 ст. № 2 (ТМЗ)	12.1973	292 551	220 000	330 264
8	Паровая турбина Т-110/120-130-4 ст. № 3 (ТМЗ)	08.1982	224 485	220 000	259 045
9	Водогрейный котел КВГМ-100 ст. №2 (ДКЗ)	12.1979	7752	16 лет	до 07.06.2014
10	Водогрейный котел КВГМ-100 ст. №3 (ДКЗ)	12.1980	14970	16 лет	до 10.12.2016

№ п/п	Наименование оборудования, тип, завод-изготовитель, ст. №	Год ввода	Наработка, ч на 01.01.2013	Парковый ресурс, ч	Назначенный инд. ресурс, ч
11	Водогрейный котел КВГМ-100 ст. №4 (ДКЗ)	12.1986	9386	16 лет	до 16.11.2014

В настоящее время основное оборудование выработало парковый ресурс и работает на назначенном по результатам обследования индивидуальном ресурсе. В настоящее время вывод основного оборудования Смоленской ТЭЦ-2 из эксплуатации не планируется.

Для обеспечения надежной работы энергетического оборудования, а также продления срока его эксплуатации, на Смоленской ТЭЦ-2 производятся ремонтные работы. Программа ремонтов формируется на основе предварительной диагностики производственных фондов, состояния оборудования, требований нормативной документации, а также на основе многолетнего опыта эксплуатации оборудования.

В период 2010-2012 г.г. на электростанции произведены:

- работы по текущему и среднему ремонтам на 5 паровых и 3 водогрейных котлах и на 3 паровых турбинах;
- работы по капитальным ремонтам на паровых котлах ПК-1, ПК-2 и ПК-3 и на паровых турбинах ТА-1, ТА-2 и ТА-3;

Возможность дальнейшей эксплуатации оборудования по окончании назначенного ресурса устанавливается исследованием состояния и диагностики металла энергоустановок.

**е) схема выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии)**

Выдачу тепловой мощности ПП «Смоленская ТЭЦ-2» осуществляет от теплофикационных отборов паровых турбин ТА-1÷3 и от водогрейных котлов ВК-2÷4.

Теплофикационная установка (ТФУ) ПТ-60-130/13 состоит из 2-х основных бойлеров типа ПСВ-315-3-23, 1 пикового бойлера типа ПСВ-500-14-23 и 2-х сетевых насоса типа 10НМК-2 производительностью 1000 м<sup>3</sup>/ч.

Каждая ТФУ турбин ТА-2 и ТА-3 состоит из двух сетевых подогревателей типа ПСГ-2300-2-8. Циркуляция сетевой воды осуществляется шестью сетевыми насосами типа СЭ-2500-180, производительностью 2500 м<sup>3</sup>/ч, и одним типа КРНА-300/660/40А-019 производительностью 1250 м<sup>3</sup>/ч.

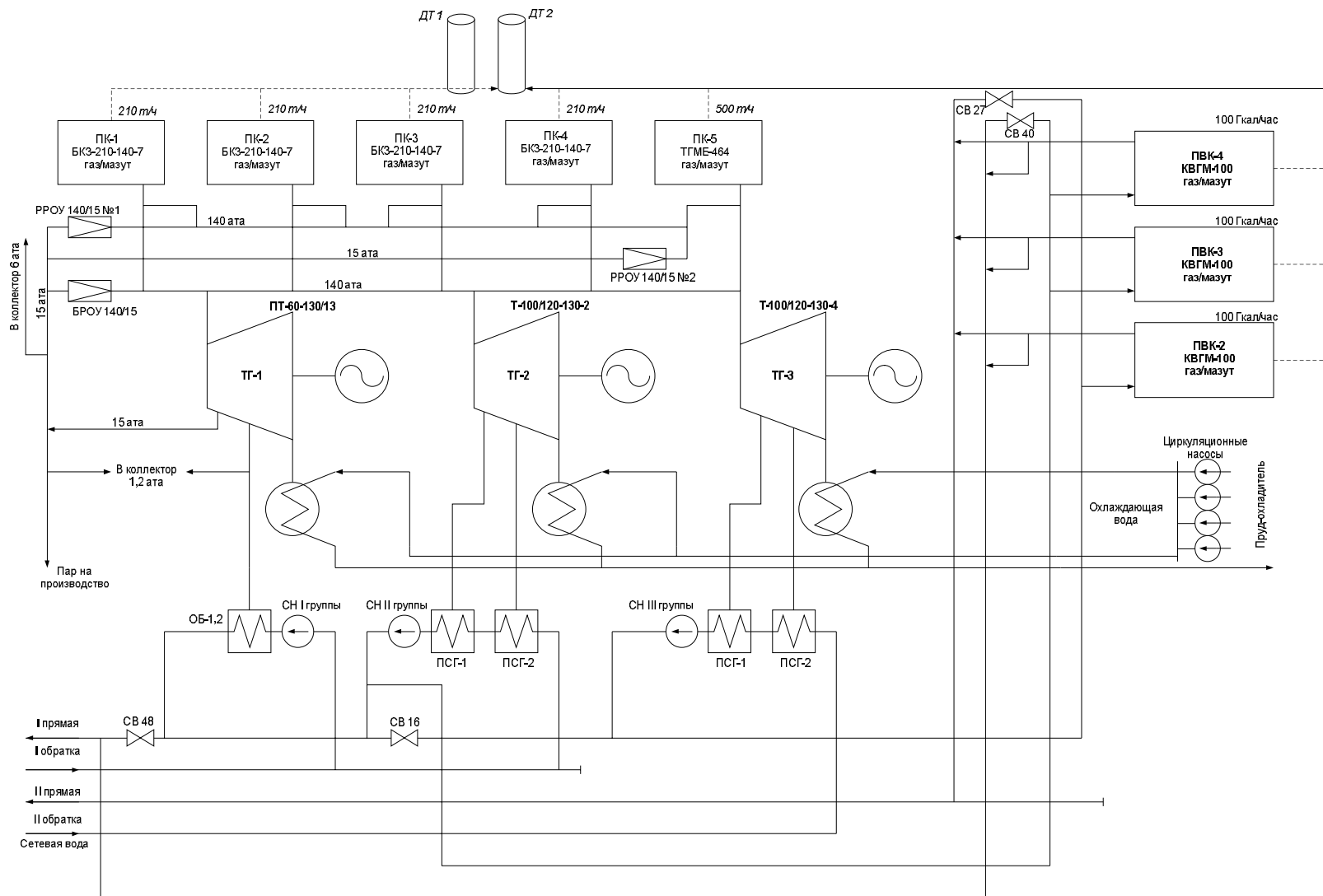
Производственный отбор ТА-1 обеспечивает отпуск тепла в паре на производство.

Отпуск тепла производится по 7 магистральным трубопроводам: 3 прямых (два из которых Ду 800 мм и один Ду 1200 мм) и 3 обратных трубопровода (Ду 800 мм) сетевой воды и 1 паропровод (Ду 400 мм). Схема сетевых трубопроводов закрытого типа.

Восполнение потерь теплоносителя в тепловых сетях потребителей в пределах нормативной утечки и сверх нормативной производится насосами подпитки теплосети, аварийная подпитка – через регулятор насосами сырой воды (химически необработанной и недеаэрированной водой).

Расчетная тепловая схема Смоленской ТЭЦ-2 приведена на рисунке 1.3.

Характеристика сетевых насосов Смоленской ТЭЦ-2 приведена в таблице 1.7, технические характеристики подогревателей сетевой воды - в таблице 1.8.



**Рисунок 1.3 - Принципиальная тепловая схема Смоленской ТЭС-2**

**Таблица 1.7 – Насосы теплофикационных установок**

Наименование механизма	Типоразмер	Количество	Мощность эл. двигателя, кВт
Насос сетевой	СЭ-2500-180	6	1600
Насос сетевой	КРНА-300/660/40А-019	1	710
Насос сетевой летний	10НМК-2	2	630
Насос конденсатный	КсВ-320-160	6	250
Насос конденсатный	КС-125-140	2	100
Насосы подпитки теплосети ст. №№ 1, 2	6К-8	2	30
Насос подпитки теплосети ст. № 3	6НДС-60	1	37
Насос сырой воды	6НДН60	3	75

**Таблица 1.8 - Техническая характеристика сетевых подогревателей турбин**

Наименование параметра	Тип подогревателя		
	ПСВ-315-3-23	ПСВ-500-14-23	ПСГ-2300-3-8
Количество и длина трубок, мм	1212×4545	1930×4545	4999×6080
Наружный диаметр и толщина стенок трубок, мм	19×1	19×1	24×1
Число ходов по водяной стороне	2	2	2
Расход воды, т/ч	1130	1500	min 3400 max 9000
Рабочее давление в пространстве, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ):			
паровом	0,4 (4,0)	1,5 (15,0)	0,4 (4,0)
водяном	2,4(24,0)	2,4 (24,0)	0,9 (9,0)
Температура воды на входе, °С	70	70*	70
Температура воды на выходе, °С	105	115*	105
Тепловая производительность, Гкал/ч	39,5	57,5*	ТА-2 160 ТА-3 175
Расчетное гидравлическое сопротивление водяного пространства, МПа (м вод.ст.)	0,05 (5,0)	0,036 (3,6)	0,022 (2,2)

**ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя**

Регулирование отпуска тепловой энергии от ПП «Смоленская ТЭЦ-2» производится по графику, задаваемому диспетчером тепловых сетей ООО «Смоленская теплосетевая компания» в соответствии с утвержденным и согласованным с городской администрацией температурным графиком.

Способ регулирования отпуска тепла осуществляется качественно-количественным способом.

На Смоленской ТЭЦ-2 применяется температурный график отпуска тепла 150/70 °С с вынужденной срезкой на 115 °С, что определяется пределом регулирования давления пара в теплофикационных отборах турбин.

Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии приведён в таблице 1.9.



Таблица 1.9 – Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии

СОГЛАСОВАНО:  
Заместитель Главы Администрации  
города Смоленска - Начальник УЖКХ

Д.С. Ушков

«2» августа 2012г.

УТВЕРЖДАЮ:  
Генеральный директор  
ООО «Смоленская ТСК»

А.Н. Табунов

«2» августа 2012г.

**ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК 150 - 70°C**  
**со срезкой 115°C для источников теплоснабжения ПП «Смоленская ТЭЦ-2»**  
**(г. Смоленск, п. Маркатушино и г. Смоленск, ул. Кашена, 10А)**  
**филиала ОАО «Квадра» - «Западная генерация»**  
**(для расчетных расходов теплоносителя)**

Температура Наружного воздуха	T1	T3	T2
8	70	56	45
7	70	55	44
6	70	54	44
5	70	53	43
4	70	52	43
3	70	51	42
2	72	52	41
1	74	53	42
0	77	54	44
-1	79	56	45
-2	82	58	47
-3	85	60	48
-4	88	62	49
-5	91	63	50
-6	94	64	51
-7	97	66	52
-8	100	67	53
-9	103	69	54
-10	106	71	55
-11	109	73	56
-12	112	74	57
-13	115	76	58
-14	115	76	57
-15	115	76	57
-16	115	75	57
-17	115	75	56
-18	115	75	56
-19	115	74	55
-20	115	74	55
-21	115	73	54
-22	115	73	54
-23	115	73	53
-24	115	72	53
-25	115	72	52
-26	115	72	52

Зам. генерального директора -  
главный инженер ООО «Смоленская ТСК»

О.В. Баскаков

Исполнитель:  
Инженер 1-ой категории  
группы наладки и присоединения

И.В. Федотов

### з) среднегодовая загрузка оборудования

Сопоставление располагаемой тепловой мощности, среднегодовой и максимально-часовой тепловой нагрузки приведено в таблице 1.10.

**Таблица 1.10 - Сопоставление располагаемой тепловой мощности, среднегодовой и максимально-часовой тепловой нагрузки**

Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Среднегодовая загрузка оборудования, Гкал/ч	Фактическая максимально-часовая загрузка оборудования, Гкал/ч	Коэффициент использования располагаемой мощности
774	206	422	0,545

Как видно из таблицы 1.10, коэффициент использования располагаемой мощности Смоленской ТЭЦ-2 составляет только 54,5 %.

### и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

При измерениях в качестве первичных приборов используются:

- Метран-100 погрешность измерений 0,5 %;
- Метран-150 погрешность измерений 0,5 %;
- МПЭ-МИ погрешность измерений 1 %;
- МЭД погрешность измерений 1 %;
- ДМ погрешность измерений 1,5 %;
- РС-28 погрешность измерений 0,5 %;
- МТ 100 погрешность измерений 0,5 %;
- ТСП 50 погрешность измерений 0,5 %;
- ТСМ 50 погрешность измерений 0,5 %;
- ДТС погрешность измерений 0,5 %.

Для коммерческого учета отпущенной тепловой энергии и количества теплоносителя на магистралях сетевой воды используются тепловычислители СПТ-961.

Для коммерческого учета отпущенного пара на производство используются тепловычислитель СПТ-961М.

Для коммерческого учета потребляемого газа применяется счетчик СПГ-761.

### к) статистика отказов и восстановления оборудования источников тепловой энергии

Отказов оборудования ПП «Смоленская ТЭЦ-2» в 2008÷2012 гг., приводящих к нарушению отпуску тепла в тепловые сети, не зарегистрировано.

### л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

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

### **ЧАСТЬ 3 ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ, СООРУЖЕНИЯ НА НИХ И ТЕПЛОВЫЕ ПУНКТЫ**

На основании полученных данных о величине договорных тепловых нагрузок города по состоянию на апрель 2012 г., схем и характеристик тепловых сетей теплоснабжающих организаций в рамках настоящей работы разработана электронная модель системы теплоснабжения г. Смоленска с использованием информационно-графической системы «Zulu-Thermo».

Анализ структуры тепловых сетей, а также их гидравлические расчеты выполнены с использованием электронной модели.

**а) описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект**

Тепловая сеть двухтрубная и по присоединению нагрузки горячего водоснабжения – закрытая.

В состав системы теплоснабжения от ТЭЦ-2 входят тепловые сети в эксплуатационной ответственности ПП «Смоленсктеплосеть» (ТС № 3) (в основном, магистральные сети от источника тепла), часть магистральных и разводящие сети до тепловых пунктов, находящиеся на балансе других организаций, а также абонентские сети после тепловых пунктов и системы теплоснабжения абонентов.

Отпуск тепла от ТЭЦ-2 в тепловую сеть осуществляется по выводу, оснащеному аттестованными приборами учета отпуска тепла. Максимальный диаметр тепловых сетей - 800 мм.

Общая протяженность тепловых сетей ТС № 3 на балансе ПП «Смоленсктеплосеть» в двухтрубном исчислении на 01.01.2008г составляет 61577 м при их объеме 32094 м<sup>3</sup> и материальной характеристике 68309 м<sup>2</sup>. В ведении других организаций находится 36100 м теплосетей (до ЦТП).

Общая протяженность в однострубно́м исчислении водяных тепловых сетей составляет 132307 м со средним диаметром 0,560 м. Общая протяженность в однострубно́м исчислении паровых тепловых сетей составляет 13264 м со средним диаметром 0,355 м.

**б) электронные и (или) бумажные карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии**

Схема тепловых сетей в зоне теплоснабжения Смоленской ТЭЦ-2 приведена в приложении Б.

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

Рельеф города характеризуется наличием высоких межовражных и межречных увалов и холмов. Перепад высот достигает 90 метров. Площадь города составляет 166,35 кв.км. Средняя глубина прокладки трубопроводов – 2 метра.

Протяженность тепловых сетей ТС № 3 различных диаметров с разбивкой по типам прокладок и срокам ввода в эксплуатацию в соответствии с нормативными документами на проектирование по данным теплосетевой организации и результаты расчета объемов и материальной характеристики приведены в таблице 1.11, характеристика паровпроводов – в таблице 1.12.

**Таблица 1.11 - Протяженность трубопроводов тепловой сети ТС №3 по диаметрам, видам прокладки и срокам эксплуатации**

Тип прокладки	Срок ввода в эксплуатацию	Диаметр трубопровода (мм)/длина участка (м)																		сумма	
		50	80	100	125	150	200	250	300	350	400	450	500	600	700	800	900	1000	1200		1400
прокладка надземная	до 1990 г.	0	0	0	0	0	585	0	383	0	576	0	6945	302	559	7656	0	0	0	0	17005
	с 1991г по 1998 г.	0	0	0	0	0	140	180	291	386	267	0	441	0	0	2203	0	0	0	0	3908
	с 1999г по 2003г.	0	7	0	0	24	0	0	0	0	801	0	0	0	0	387	0	0	0	0	1219
	с 2004г.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	185	0	0	0	0	192
Сумма		0	7	0	0	24	725	180	674	386	1644	0	7386	302	566	10431	0	0	0	0	22324
Материальная характеристика, м <sup>2</sup>		0	1	0	0	8	318	98	438	291	1401	0	7829	380	815	17106	0	0	0	0	28684
прокладка непроходной канал	до 1990г.	0	0	0	235	590	2082	4534	4389	561	2319	646	3221	8408	3772	2481	0	0	0	0	33238
	с 1991г по 1998г.	0	0	0	0	0	221	980	1142	0	0	0	891	39	89	1324	0	0	146	0	4832
	с 1999г по 2003г.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	с 2004г.	0	0	0	0	0	0	104	0	0	134	0	155	130	0	340	0	0	0	0	863
Сумма		0	0	0	235	590	2303	5618	5531	561	2453	646	4267	8577	3861	4145	0	0	146	0	38933
Материальная характеристика, м <sup>2</sup>		0	0	0	63	188	1009	3067	3595	423	2090	620	4523	10807	5560	6798	0	0	356	0	39098
прокладка по подвалам зданий	до 1990г.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	с 1991г по 1998г.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	с 1999г по 2003г.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	с 2004г.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Сумма		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Материальная характеристика, м <sup>2</sup>		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
в тоннеле, коллекторе, проходном или полупроходном канале	до 1990г.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	321	0	0	0	0	321
	с 1991г по 1998г.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	с 1999г по 2003г.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	с 2004г.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Сумма		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	321	0	0	0	0	321
Материальная характеристика, м <sup>2</sup>		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	526	0	0	0	0	526
прокладка бесканальная	до 1990г.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	с 1991г по 1998г.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	с 1999г по 2003г.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	с 2004г.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Сумма		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Материальная характеристика, м <sup>2</sup>		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Тип прокладки	Срок ввода в эксплуатацию	Диаметр трубопровода (мм)/длина участка (м)																		сумма	
		50	80	100	125	150	200	250	300	350	400	450	500	600	700	800	900	1000	1200		1400
<b>Сумма по всем теплосетям</b>		<b>0</b>	<b>7</b>	<b>0</b>	<b>235</b>	<b>614</b>	<b>3028</b>	<b>5798</b>	<b>6206</b>	<b>946</b>	<b>4097</b>	<b>646</b>	<b>11653</b>	<b>8879</b>	<b>4427</b>	<b>14897</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>146</b>	<b>0</b>	<b>61577</b>
Суммарный объем, м <sup>3</sup>		0	0	0	6	22	204	611	930	191	1102	218	4834	5255	3425	14968	0	0	328	0	32094
Материальная характеристика, м <sup>2</sup>		0	1	0	63	195	1326	3165	4034	714	3491	620	12352	11187	6375	24430	0	0	356	0	68309

**Таблица 1.12 - Характеристика участков паровых тепловых сетей по зоне котельной и ТЭЦ-2**

Участок	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Наружный диаметр, мм	Длина трубопровода на участке	Толщина теплоизоляционного слоя, м	Внутренние размеры канала		Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Средняя глубина заложения оси труб-да	
						Ширина канала	Высота канала			
						d ,	b			h
						Дн,м	L, м			м
1	2	3	4	6	7	8	9	10	11	
ТЭЦ-2 - НО1	мин. плита	Подз.	0,325	277	0,06	2,1	1,2	1972	2	
ТЭЦ-2 - НО2	мин. плита	Подз.	0,108	9	0,06	2,1	1,2	1972	2	
НО1 - 3.4к15	мин. плита	Надз.	0,426	1152	0,06			1972		
ЗВТК2 - ЗВТК3	мин. плита	Надз.	0,325	1152	0,06			1997		
ЗВТК3 - 3.4к37	мин. плита	Надз.	0,159	124	0,06			1997		
3.4к37 - 3.4к32	мин. плита	Подз.	0,53	115,5	0,06	2,1	1,2	1997	2	
ЗВНО4 - 3.4к23	мин. плита	Подз.	0,273	51,5	0,06	2,1	1,2	1997	2	
НО5 - 3.5к83	мин. плита	Подз.	0,273	1232	0,06	2,1	1,2	1967	2	
НО1 - 3к7.02	мин. плита	Подз.	0,219	100	0,06	2,1	1,2	1985	2	
3к7.02 - 3.6кН1	мин. плита	Подз.	0,273	903,3	0,06	2,1	1,2	1994	2	
3.6кН1 - 3.6Н4	мин. плита	Подз.	0,108	390	0,06	2,1	1,2	1994	2	
3.6кН4 - 3.6Н8	мин. плита	Подз.	0,273	10	0,06	2,1	1,2	1994	2	
<b>Сумма</b>				<b>4078,3</b>						

На магистральных тепловых сетях находится три подкачивающие насосные станции: ПНС № 1 на обратном трубопроводе, ПНС № 2 на подающем трубопроводе и ПНС № 3 с двумя насосами на подающем трубопроводе и двумя насосами на обратном трубопроводе.

Характеристика оборудования приведена в таблице 1.13.

**Таблица 1.13 - Характеристика оборудования**

Оборудование ПНС № 1:	1. Насосы СЭ 1250-70/11 - 4шт;	Q=1250 м <sup>3</sup> /час; H= 70 м. в. ст. ; t =180° C; P <sub>макс.вс.</sub> =110 м;
	2. Клапан регулирующий РК-1 Ж 700 – 1 шт.	
Оборудование ПНС № 2:	1. Насосы СЭ 1250-70/11 – 6 шт;	Q=1250 м <sup>3</sup> /час; H=70 м.в.ст.; t =180° C; P <sub>макс. вс.</sub> =110 м;
	2. Клапан регулирующий РК-1 Ж 700 - 1шт.	
Оборудование ПНС №3: ПТ	1. Насосы CNX 400-300-500-50004 - 2шт;	Q=2000 м <sup>3</sup> /час; H=66 м.в.ст.
Оборудование ПНС №3: ОТ	1. Насосы CNX 400-300-500-71000 - 2шт;	Q=2000 м <sup>3</sup> /час; H=75 м.в.ст.

Анализ исходных данных показал:

- в тепловых сетях применяется в основном прокладка в непроходных каналах с изоляцией из минераловаты. Протяженность трубопроводов с таким типом прокладки составляет в двухтрубном исчислении 38933 м и материальная характеристика – 39098 м<sup>2</sup>.

- Следующим по протяженности типом прокладки является надземная прокладка. Протяженность таких трубопроводов в двухтрубном исчислении составляет 22324 м и материальная характеристика – 28684 м<sup>2</sup>.

- Протяженность трубопроводов в полупроходных каналах незначительна – 321 м и материальная характеристика – 526 м<sup>2</sup>.

Для компенсации температурных деформаций кроме П-образных компенсаторов на сетях установлено 703 сальниковых компенсатора со средним диаметром 550 мм.

#### **г) описание типов и количества секционирующей и регуливающей арматуры на тепловых сетях**

На сетях установлено запорной арматуры в количестве 1905 шт. со средним диаметром 165 мм.

Зона ТЭЦ-2 включает в себя: тепловую сеть № 3 – полностью; тепловую сеть № 2 от 3к16 до 2к19 и от 3к13 до 2к38, 2к34а.

#### **д) описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов**

Тепловые камеры на магистральных и внутриквартальных тепловых сетях выполнены, в основном, в подземном исполнении и имеют следующие конструктивные особенности:

- основание монолитное железобетонное;

- стены выполнены в железобетонном исполнении из блоков или кирпича. Есть камеры с исполнением стен монолитным железобетоном;
- перекрытие выполнено из сборного железобетона (балки, плиты).

Павильоны на магистральных тепловых сетях выполнены в надземном исполнении из сборного железобетона или из металлоконструкций.

#### **е) описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности**

Графики отпуска тепловой энергии от ТЭЦ-2:

- горячая вода - 150/70 °С, срезка на 115 °С;
- пар - 250 °С, 7-13 кгс/см<sup>2</sup> – по зоне ТЭЦ-2.

В соответствии с ПТЭ ЭТЭ РФ, пункт 6.2.59, отклонения от заданного теплового режима за головными задвижками ТЭЦ-2, при условии работы в расчетных гидравлических и тепловых режимах, должны быть не более:

- температура воды, поступающей в тепловую сеть -  $\pm 3$  %;
- по давлению в подающих трубопроводах -  $\pm 5$  %;
- по давлению в обратных трубопроводах -  $\pm 0,2$  кгс/см<sup>2</sup>;
- среднесуточная температура сетевой воды в обратных трубопроводах не может превышать заданную графиком более чем на 5 %.

Температура теплоносителя задается по температурному графику, в зависимости от температуры наружного воздуха, два раза в сутки по состоянию на 7-00 часов и 19-00 часов.

В период резкого изменения температуры наружного воздуха ( $\pm 3$  °С/час и более) корректировка суточного графика отпуска тепла производится в любое время суток по фактической температуре наружного воздуха и ветровому воздействию.

#### **ж) фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети**

В тепловой сети принят проектный температурный график 150-70 °С.

Утвержденный эксплуатационный температурный график имеет срезку при температуре 115 °С для температуры наружного воздуха минус 13 °С.

Анализ фактического температурного и гидравлического режимов на предмет их соответствия расчетным величинам выполнен на основе суточных архивов автоматизированной системы контроля и учета теплоты (АСКУТ) за 2008 – 2011 гг.



**Таблица 1.14 - Сопоставление фактических и расчетных температурных режимов**

Месяц/ год	Тем- пера- тура в подаю- щем труб- де, °С	Тем- пера- тура в обрат- ном труб- де, °С	Тем- пера- тура в подаю- щем труб- де, °С	Тем- пера- тура в обрат- ном труб- де, °С	Тем- пера- тура в подаю- щем труб- де, °С	Тем- пера- тура в обрат- ном труб- де, °С	Средняя темпе- ратура наружно- го воз- духа за месяц, оС	Тем- пера- тура в подаю- щем труб- де, °С	Тем- пера- тура в обрат- ном труб- де, °С	
	т/сеть №1,4		т/сеть №2		т/сеть №3			т/сеть № 1,4,2/3		
	факт/план							по утвержден- ному графику		
январь.08	73,90	54,60	78,60	48,80	78,60	48,80	-4,9	94,41	49,79	
февраль.08	70,70	52,60	73,30	46,70	73,30	46,70	-1,6	81,84	46,16	
март.08	68,00	49,50	70,10	45,60	70,10	45,60	0,9	74,52	43,36	
апрель.08	66,00	47,90	67,90	45,50	67,90	45,50	8,9	70,00	45,44	
май.08	0	0	66,60	48,50	66,60	48,50	10,6	70,00	40	
июнь.08	64,20	41,80	67,00	50,40	67,00	50,40	14,7	70,00	40	
июль.08	66,30	46,10	69,50	52,10	69,50	52,10	17,6	70,00	40	
август.08	60,60	39,70	66,60	50,00	66,60	50,00	16,9	70,00	40	
сентябрь.08	66,40	49,60	67,20	52,10	67,20	52,10	10,8	70,00	40	
октябрь.08	66,60	48,10	67,80	46,70	67,80	46,70	8,1	70,00	44,96	
ноябрь.08	70,30	48,80	70,30	46,40	70,30	46,40	0,6	75,41	43,70	
декабрь.08	75,10	50,30	76,90	48,70	76,90	48,70	-2,8	85,32	47,48	
январь.09	77,40	51,00	80,22	50,20	80,22	50,20	-5,3	92,55	50,21	
февраль.09	76,00	50,50	77,86	49,27	77,86	49,27	-5,2	92,27	50,10	
март.09	70,30	48,60	72,78	47,35	72,78	47,35	-1,2	80,68	45,72	
апрель.09	68	48,00	69,15	46,26	69	46,26	6,4	70	43,94	
май.09	67	51,90	71,79	51,95	72	51,95	12,1	70	40	
июнь.09			69,60	51,35	70	51,35	15,0	70	40	
июль.09			69,13	51,08	69	51,08	17,3	70	40	
август.09	60	48,60	69,15	50,39	69	50,39	14,7	70	40	
сентябрь.09	68	56,50	71,78	51,25	72	51,25	12,9	70	40	
октябрь.09	67	51,80	69,98	45,86	70	45,86	5,3	70	43,28	
ноябрь.09	69,10	50,10	70,35	46,94	70,35	46,94	2,9	70,00	41,02	
декабрь.09	75,70	51,60	79,08	49,84	79,08	49,84	-5,7	93,69	50,61	
январь.10	86,39	57,38	90,12	54,50	90,12	54,50	-13,43	115,00	57,88	
февраль.10	80,32	56,14	80,20	50,19	80,20	50,19	-6,60	96,24	51,47	
март.10	73,26	51,30	73,57	47,58	73,57	47,58	-2,20	83,58	46,82	
апрель.10	69,02	54,29	69,43	47,16	69,43	47,16	7,65	70	44,66	
май.10	0	0	69,69	49,93	69,69	49,93	15,19	70	40	
июнь.10	0	0	69,61	52,11	69,61	52,11	18,13	70	40	
июль.10	64,30	52,39	64,91	48,60	68,08	53,47	22,85	70	40	
август.10	67,12	47,10	67,01	52,03	67,01	52,03	20,48	70	40	
сентябрь.10	67,82	52,59	68,75	54,46	68,18	49,66	11,01	70	40	
октябрь.10	69,58	54,67	68,08	59,33	69,29	46,31	3,71	70	40,11	
ноябрь.10	69,86	54,66	70,09	47,61	70,09	47,61	3,11	70,00	40,80	
декабрь.10	83,86	63,25	84,35	52,88	84,35	52,88	-7,89	99,94	52,86	
январь.11	91,66	50,22	91,66	50,22	91,66	50,22	-5,2			
февраль.11	95	50	95	50	102,28	53,76	-8,8			
март.11	79,9	45	79,9	45	79,9	45	-1,3			
апрель.11	70	43	70	43	70	43	5,8			

Месяц/ год	Тем- пера- тура в подаю- щем труб- де, °С	Тем- пера- тура в обрат- ном труб- де, °С	Тем- пера- тура в подаю- щем труб- де, °С	Тем- пера- тура в обрат- ном труб- де, °С	Тем- пера- тура в подаю- щем труб- де, °С	Тем- пера- тура в обрат- ном труб- де, °С	Средняя темпе- ратура наружно- го воз- духа за месяц, оС	Тем- пера- тура в подаю- щем труб- де, °С	Тем- пера- тура в обрат- ном труб- де, °С	
	т/сеть №1,4		т/сеть №2		т/сеть №3			т/сеть № 1,4,2/3		
	факт/план							по утвержден- ному графику		
май.11	70	40	70	40	70	40	13,4			
июн.11	70	40	70	40	70	40	15,5			
июл.11	70	40	70	40	70	40	18,9			
авг.11	70	40	70	40	70	40	17,1			
сен.11	70	40	70	40	70	40	12			
окт.11	70	43	70	43	70	43	6,4			
ноя.11	77,34	44,17	77,34	44,17	77,34	44,17	-0,2			
дек.11	80,98	46,32	80,98	46,32	80,98	46,32	-1,7			
январь.12	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	-6,86			
фев.12	97,66	97,66	97,66	97,66	97,66	97,66	-7,08			
мар.12	78,65	78,65	78,65	78,65	78,65	78,65	-0,51			
апр.12	70	70	70	70	70	70	6,82			
май.12	70	70	70	70	70	70	12,74			
июн.12	70	70	70	70	70	70	16,33			
июл.12	70	70	70	70	70	70	18,45			
авг.12	70	70	70	70	70	70	17,30			
сен.12	70	70	70	70	70	70	11,71			
окт.12	70	70	70	70	70	70	6,15			
ноя.12	73,92	73,92	73,92	73,92	73,92	73,92	1,12			
дек.12	90,9	90,9	90,9	90,9	90,9	90,9	-3,48			

Как видно, в целом температура воды, поступающей в тепловую сеть, соответствует ПТЭ ТЭУ РФ (допустимое отклонение составляет  $\pm 3\%$ ), хотя имеются отклонения до 7 %. Отклонения объясняются как выполнением диспетчерского задания на электрическую нагрузку, так и несоответствием прогноза погодных условий фактическим температурам наружного воздуха.

Давление в подающем трубопроводе по данным фактических показаний составляет в летний период  $0,77 \div 0,85$  МПа, в отопительный период  $1,38 \div 1,53$  МПа. Давление в обратном трубопроводе -  $0,27 \div 0,33$  МПа.

### з) гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

ТЭЦ-2 обеспечивает общую тепловую нагрузку порядка 583,83 Гкал/ч. ТЭЦ-2 и ее тепловые сети работают по температурному графику  $150/70$  °С со срезкой на  $115$  °С.

С территории Смоленской ТЭЦ-2 выходит теплосеть ТС № 3 разветвленная на три тепломагистрали ТМ № 1, ТМ № 2 и ТМ № 3.

Гидравлические режимы в теплосетях ТЭЦ-2 приведены в таблице 1.15.

**Таблица 1.15- Гидравлические режимы в теплосетях ТЭЦ-2**

№ ТС	Район тепло-снабжения	Ду ТС, мм	Расход сетевой воды в расчет, т/ч			
			зимний		летний	
			Факт	Расчет	Факт	Расчет
3	ТМ № 1	800	3700	3050	2300	2000
3	ТМ № 2	800	3800	3050	2300	2000
3	ТМ № 3	1200	3100	3050	2300	2000

Для перекачивания воды установлены 9 сетевых насосов – два насоса типа 10НМК-2, один KRHA-300/660/40A-019 и шесть насосов типа СЭ 2500-180.

Подпитка осуществляется в обратный трубопровод сетевой воды с помощью трех подпиточных насосов.

В обратном коллекторе ТЭЦ-2 поддерживается давление равное 4,5 кгс/см<sup>2</sup>, в подающем трубопроводе – 14,5 кгс/см<sup>2</sup> в зимнем режиме и 12,0 кгс/см<sup>2</sup> в летний период.

В зоне теплоснабжения ТМ 3 действуют три подкачивающие насосные станции, характеристика которых даны в таблице 1.16.

**Таблица 1.16 – Характеристика насосных станций**

Наименование насосной станции (ЦТП). Назначение	Марка насоса (место установки)	Параметры работы в период с характерной температурой наружного воздуха									
		Характерная тем-ра наружного воздуха, °С	Число насосов, одновременно находящихся в работе, шт.	Диаметр рабочего колеса/ диаметр колеса после обрезки, мм	Нормативный расход теплоносителя через насосную станцию (ЦТП), т/ч	Подача насоса, м <sup>3</sup> /ч	Напор насоса, м	КПД насоса	Нормируемая мощность насосной станции (ЦТП), кВт	Число часов работы насосов, ч	Нормативные технологические затраты эл.энергии и насосной станции (ЦТП), кВт*ч
ПНС-1. Подкачивающая	СЭ-1250-70-11 (обр.тр-д)	1,1	3	не менялся	3513	1171	72,8	0,824	900	4700	4 229 771
ПНС-2. Подкачивающая	СЭ-1250-70-11 (под.тр-д)	1,1	4		4404	1101	75	0,827	1138	4700	5 358 433
ПНС-3. Подкачивающая	CNX 400-300-500 - 50004 (под.тр-д)	1,1	2	524/-	4000	2000	66	0,825	894	4700	4 056 739
	CNX 400-300-500-71000 (обр.тр-д)	1,1	2	524/-	4000	2000	75	0,825	1028	4700	4 588 768

Гидравлический расчет тепловых сетей выполнен по характерным магистралям.

Результаты расчета представлены в приложении В.

Проведенный расчет показывает при существующих тепловых нагрузках гидравлические режимы в теплосетях ТЭЦ-2 удовлетворительные.

**и) статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние пять лет**

Повреждения участков теплопроводов или оборудования сети, которые приводят к необходимости немедленного их отключения, рассматриваются как отказы. К отказам приводят следующие повреждения элементов тепловых сетей:

- трубопроводов: сквозные коррозионные повреждения труб, разрывы сварных швов;

- задвижек: коррозия корпуса или байпаса задвижки, искривление или падение дисков, неплотность фланцевых соединений, засоры, приводящие к негерметичности отключения участков;

- сальниковых компенсаторов: коррозия стакана, выход из строя грундбуксы.

Все отмеченные выше повреждения возникают в процессе эксплуатации в результате воздействия на элемент ряда неблагоприятных факторов. Причиной некоторых повреждений являются дефекты строительства.

Наиболее частой причиной повреждений теплопроводов является наружная коррозия. Количество повреждений, связанных с разрывом продольных и поперечных сварных швов труб, значительно меньше, чем коррозионных. Основными причинами разрывов сварных швов являются заводские дефекты при изготовлении труб и дефекты сварки труб при строительстве.

Причины повреждения задвижек весьма разнообразны: это и наружная коррозия, и различные неполадки, возникающие в процессе эксплуатации (засоры, заклинивание и падение дисков, расстройство фланцевых соединений).

Все рассмотренные выше причины, вызывающие повреждения элементов сетей, являются следствием воздействия на них различных случайных факторов. При возникновении повреждения участка трубопровода его отключают, ремонтируют и вновь включают в работу. Со временем на нем может появиться новое повреждение, которое тоже будет отремонтировано. Последовательность возникающих повреждений (отказов) на элементах тепловой сети составляет поток случайных событий – поток отказов. Поток отказов характеризуется параметром потока отказов  $\omega(t)$ . Параметр потока отказов представляет собой частоту отказов в единицу времени.

За рассматриваемый период отказов тепловых сетей не зафиксировано.

**к) статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей за последние 5 лет**

Все повреждения были устранены в срок, не превышающий 36 часов.

**л) описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов**

На тепловых сетях в зоне теплоснабжения Смоленской ТЭЦ-2 проводятся следующие испытания:

1. Испытания на плотность и прочность проводятся в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды», «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», «Типовой инструкцией по технической эксплуа-

тации систем транспорта и распределения тепловой энергии» и местными инструкциями.

Испытания проводятся 2 раза в год – после окончания отопительного сезона и в летний период после капитальных ремонтов. График согласовывается с мэрией Смоленска.

Испытания проводятся по рабочим программам. Испытательное давление составляет не менее 1,25 максимального рабочего, рассчитанного на предстоящий сезон: для прямых трубопроводов– 20 ата, для обратных – 16 ата,.

Длительность испытаний – 5 дней. Испытательное давление создается сетевыми насосами теплоисточников.

2. Испытания на максимальную температуру проводятся в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды», «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», «Типовой инструкцией по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии» и местными инструкциями.

Испытания проводятся не реже одного раза в 5 лет. Испытания запланированы на 2013 год. Испытания проводятся в конце отопительного периода с отключением внутренних систем отопления. Максимальная температура соответствует температуре срезки по источнику на предстоящий отопительный период: для сетей– 115 °С.

3. Испытания на тепловые потери проводятся в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», «Типовой инструкцией по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии» и местными инструкциями. Испытания проводятся по отдельным магистралям или участкам сетей с характерными условиями эксплуатации. Последние испытания проводились в 2011 году. Данные, полученные в результате испытаний, используются для разработки нормативов тепловых потерь через изоляцию.

4. Испытания на гидравлические потери (пропускную способность) проводятся в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», «Типовой инструкцией по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии» и местными инструкциями по утвержденному графику. Испытаниям подвергаются отдельные магистрали или участки сети с характерными условиями эксплуатации. Последние испытания были проведены в 2011 году. Данные, полученные в результате испытаний, используются для разработки гидравлических режимов и разработки энергетических (режимных) характеристик.

5. Кроме того проводится:

- периодическое техническое освидетельствование трубопроводов;
- толщинометрия;
- исследование врезок;
- техническое диагностирование трубопроводов, отработавших свой ресурс.

На основании статистики повреждений, гидравлических испытаний и срока службы трубопроводов выбираются участки тепловой сети, требующие замены, после чего принимается решение о включении участка тепловой сети в план капитального ремонта на следующий год.

**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**

При выполнении капитальных, текущих и аварийных ремонтов руководствуются следующими нормативно-правовыми актами:

- правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды;
- правилами организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей СО 34. 04.181-2003;
- рекомендациями действующих СНиП.

Планирование летних ремонтов осуществляется с учетом результатов испытаний: ежегодных на гидравлическую плотность, раз в пять лет на расчетную температуру и гидравлические потери.

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

Нормируемые часовые среднегодовые тепловые потери через изоляцию трубопроводов тепловых сетей определяются по всем участкам тепловой сети с учетом результатов тепловых испытаний с введением поправочных коэффициентов  $K$  на удельные проектные тепловые потери в тепловых сетях (при среднегодовых условиях). При последних испытаниях поправочный коэффициент для прямого надземного трубопровода был определен на уровне 1,2, для обратного – 1,01.

Нормируемые месячные тепловые потери определяются исходя из ожидаемых условий работы тепловой сети путем пересчета нормативных среднегодовых тепловых потерь на их ожидаемые среднемесячные значения отдельно для участков подземной и надземной прокладки. Нормируемые годовые потери планируются суммированием тепловых потерь по всем участкам, определенных с учетом нормируемых месячных часовых потерь через изоляцию и времени работы сетей.

Фактические годовые потери тепловой энергии через изоляцию определяются путем суммирования фактических тепловых потерь по участкам тепловых сетей с учетом пересчета нормативных часовых среднегодовых тепловых потерь на фактические среднемесячные значения отдельно для участков подземной и надземной прокладки применительно к фактическим среднемесячным условиям работы тепловых сетей:

- фактических среднемесячных температур воды в подающей и обратной линиях тепловой сети, определенных по эксплуатационному температурному графику при фактической среднемесячной температуре наружного воздуха;

- среднегодовой температуры воды в подающей и обратной линиях тепловой сети, определенной как среднеарифметическое из фактических среднемесячных температур в соответствующих линиях за весь год работы сети;

- среднемесячной и среднегодовой температуре грунта на глубине заложения теплопроводов;

- фактической среднемесячной и среднегодовой температуре наружного воздуха за год.

**о) оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов тепловой энергии**

Удельные часовые среднегодовые тепловые потери по типам прокладки и диаметрам для сетей ТС № 3 ПП «Смоленская ТЭЦ-2», ккал/(м<sup>3</sup>ч) приведены в таблице 1.17, в таблицах 1.18 и 1.19 – месячные и годовые значения тепловых потерь.

**Таблица 1.17 - Суммарные тепловые месячные, квартальные и годовые тепловые потери по типам прокладки для сетей ТС №3 ПП «Смоленская ТЭЦ-2»**

Месяц			Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	
Нормируемые среднечасовые тепловые потери на участках тепловой сети, Гкал/ч	на открытом воздухе	под. тр-д	4,8867	5,6010	4,0958	3,2363	2,8560	2,7485	2,5791	2,6668	2,9251	3,2086	3,9097	4,1685	
		обр. тр-д	3,7747	4,2567	3,1932	2,5873	1,8124	1,6674	1,4387	1,5571	1,9057	2,5607	3,0189	3,2668	
	в подвалах зданий	под. тр-д	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
		обр. тр-д	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	в тоннеле	под. тр-д	0,0657	0,0792	0,0507	0,0381	0,0381	0,0381	0,0381	0,0381	0,0381	0,0381	0,0381	0,0475	0,0521
		обр. тр-д	0,0778	0,1048	0,0426	0,0292	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0305	0,0318	0,0481
	в непроходном канале и бесканальной прокладке			10,2427	11,3786	9,0730	8,1711	7,4492	6,9506	6,6643	6,5396	6,6566	7,1845	8,0826	8,8406
	Сумма за месяц, Гкал/ч.			19,0476	21,4202	16,4554	14,0620	12,1558	11,4047	10,7201	10,8017	11,5255	13,0224	15,0904	16,3760
	Число часов работы тепловых сетей, ч			744	672	744	720	644	619	643	643	619	744	720	744
	Нормируемые месячные тепловые потери, Гкал			14171,43	14394,39	12242,82	10124,65	7828,33	7059,49	6893,05	6945,50	7134,31	9688,65	10865,10	12183,76
Нормируемые квартальные тепловые потери, Гкал			I квартал			II квартал			III квартал			IV квартал			
			40808,64			25012,47			20972,86			32737,51			
Нормируемые годовые тепловые потери, Гкал			119531,48												



**Таблица 1.18 - Месячные тепловые потери тепла с утечкой и технологические затраты по тепловым сетям**

Месяц	Число часов	Число часов ремонта	Утечки, Гкал	Технологические затраты, Гкал				Сумма тепл. потерь с ПСВ, Гкал
				Наполнения	Испытания	САРЗЫ	сумма	
Январь	744		3 791,3	0,0	0,0	0,0	0,0	3 791,3
Февраль	672		3 830,5	0,0	0,0	0,0	0,0	3 830,5
Март	744		3 284,6	0,0	0,0	0,0	0,0	3 284,6
Апрель	720		2 791,9	0,0	0,0	0,0	0,0	2 791,9
Май	644	100	2 909,5	227,1	173,9	0,0	401,0	3 310,5
Июнь	619	101	2 796,6	229,4	175,6	0,0	405,0	3 201,5
Июль	643	101	2 905,0	229,4	175,6	0,0	405,0	3 310,0
Август	643	101	2 905,0	229,4	175,6	0,0	405,0	3 310,0
Сентябрь	619	101	2 796,6	229,4	175,6	0,0	405,0	3 201,5
Октябрь	744		2 887,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2 887,0
Ноябрь	720		3 066,6	0,0	0,0	0,0	0,0	3 066,6
Декабрь	744		3 334,9	0,0	0,0	0,0	0,0	3 334,9
<b>Год</b>	<b>8256</b>	<b>504</b>	<b>37 299,5</b>	<b>1 144,6</b>	<b>876,3</b>	<b>0,0</b>	<b>2 020,8</b>	<b>39 320,3</b>

**Таблица 1.19 - Годовые и месячные значения тепловых потерь для тепловых сетей**

месяц	Число часов	Тепловые потери через изоляцию, Гкал	Сумма тепл. потерь с ПСВ, Гкал	Сумма тепловых потерь, Гкал
Январь	744	14 171,4	3 791,3	17 962,8
Февраль	672	14 394,4	3 830,5	18 224,9
Март	744	12 242,8	3 284,6	15 527,4
Апрель	720	10 124,7	2 791,9	12 916,6
Май	644	7 828,3	3 310,5	11 138,8
Июнь	619	7 059,5	3 201,5	10 261,0
Июль	643	6 893,1	3 310,0	10 203,0
Август	643	6 945,5	3 310,0	10 255,5
Сентябрь	619	7 134,3	3 201,5	10 335,8
Октябрь	744	9 688,6	2 887,0	12 575,7
Ноябрь	720	10 865,1	3 066,6	13 931,7
Декабрь	744	12 183,8	3 334,9	15 518,6
<b>Год</b>	<b>8256</b>	<b>119 531,5</b>	<b>39 320,3</b>	<b>158 851,8</b>

**п) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения**

В настоящее время по данным теплоснабжающих организаций предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации тепловых сетей 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**

Схема присоединения потребителей тепла:

- зависимая - 94,6 %;
- независимая - 5,4 %.

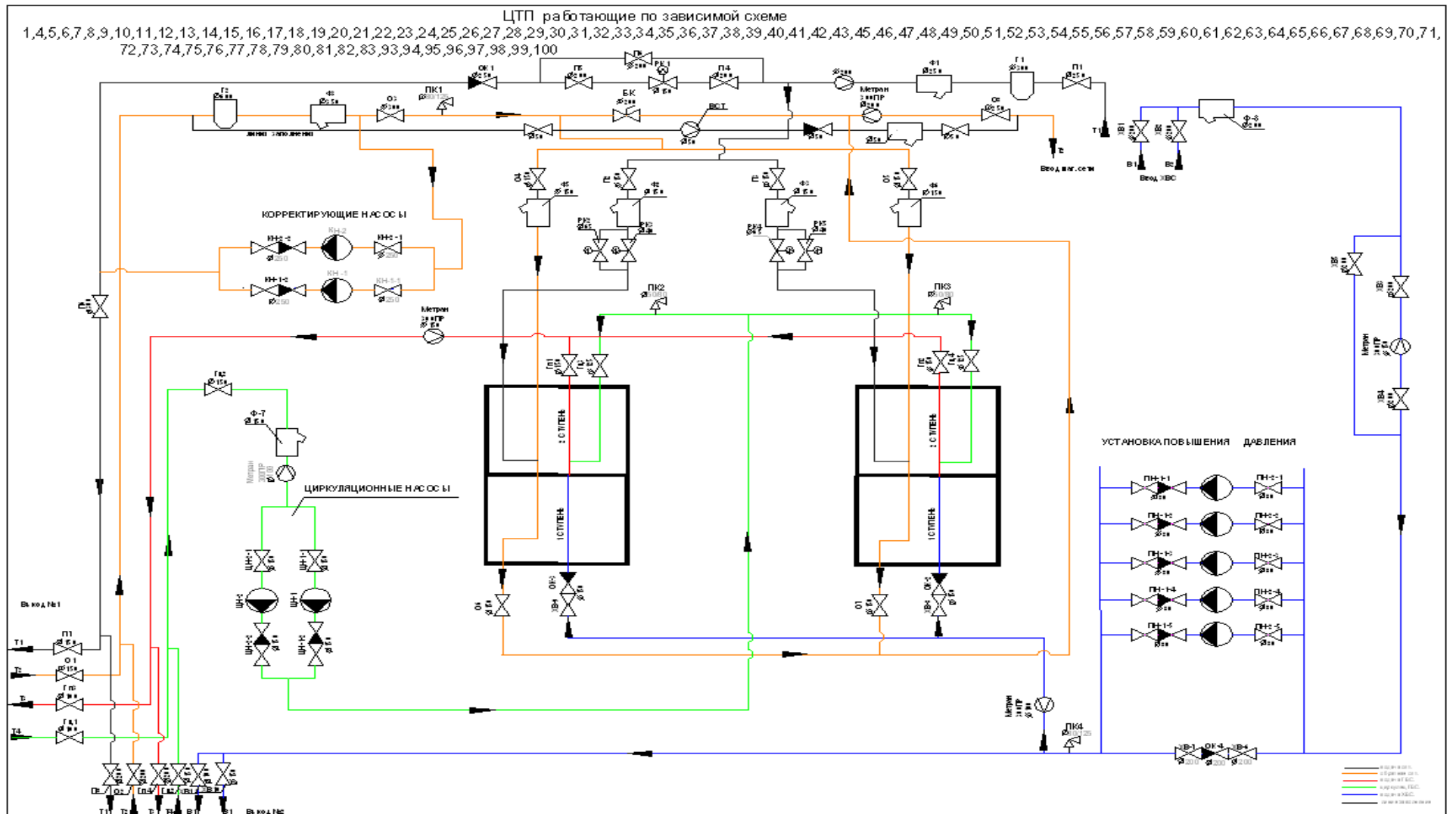
ЦТП с зависимой схемой присоединения систем отопления включает в состав своего оборудования группу корректирующих (смесительных) насосов. С помощью корректирующих насосов охлажденная сетевая вода из обратной линии отопительного контура подается на смешение с перегретой водой, поступающей из подающей линии магистральной тепловой сети. После смешения вода с пониженными температурными параметрами подается по тепловым сетям второго контура на отопительные установки абонентов.

ЦТП с независимой схемой присоединения систем отопления включает в состав своего оборудования несколько теплообменников отопления (водяных подогревателей), включенных параллельно друг другу, как по сетевой воде, так и по вторичной отопительной воде, а так же группу циркуляционных и подпиточных насосов. Вода из подающей линии магистральной тепловой сети

проходит через водо-водяные подогреватели, в которых она нагревает вторичную воду, циркулирующую в тепловых сетях второго контура. Охлажденная сетевая вода возвращается в обратную линию магистральной тепловой сети.

Подготовка воды для горячего водоснабжения потребителей в ЦТП осуществляется по двухступенчатой смешанной схеме. Холодная вода из водопровода поступает в двухступенчатые ВВП ГВС, где нагревается сетевой водой из магистральных тепловых сетей, смешивается с циркуляционной водой и подается потребителям. Циркуляция горячей воды осуществляется принудительным способом, циркуляционными насосами ГВС.

На рисунках 1.4 – 1.5 представлены схемы ЦТП, характерные для системы централизованного теплоснабжения г. Смоленска.



**Рисунок 1.4 - Схемы ЦТП, работающие по зависимой схеме и подготовке воды для горячего водоснабжения потребителей по двухступенчатой смешанной схеме**

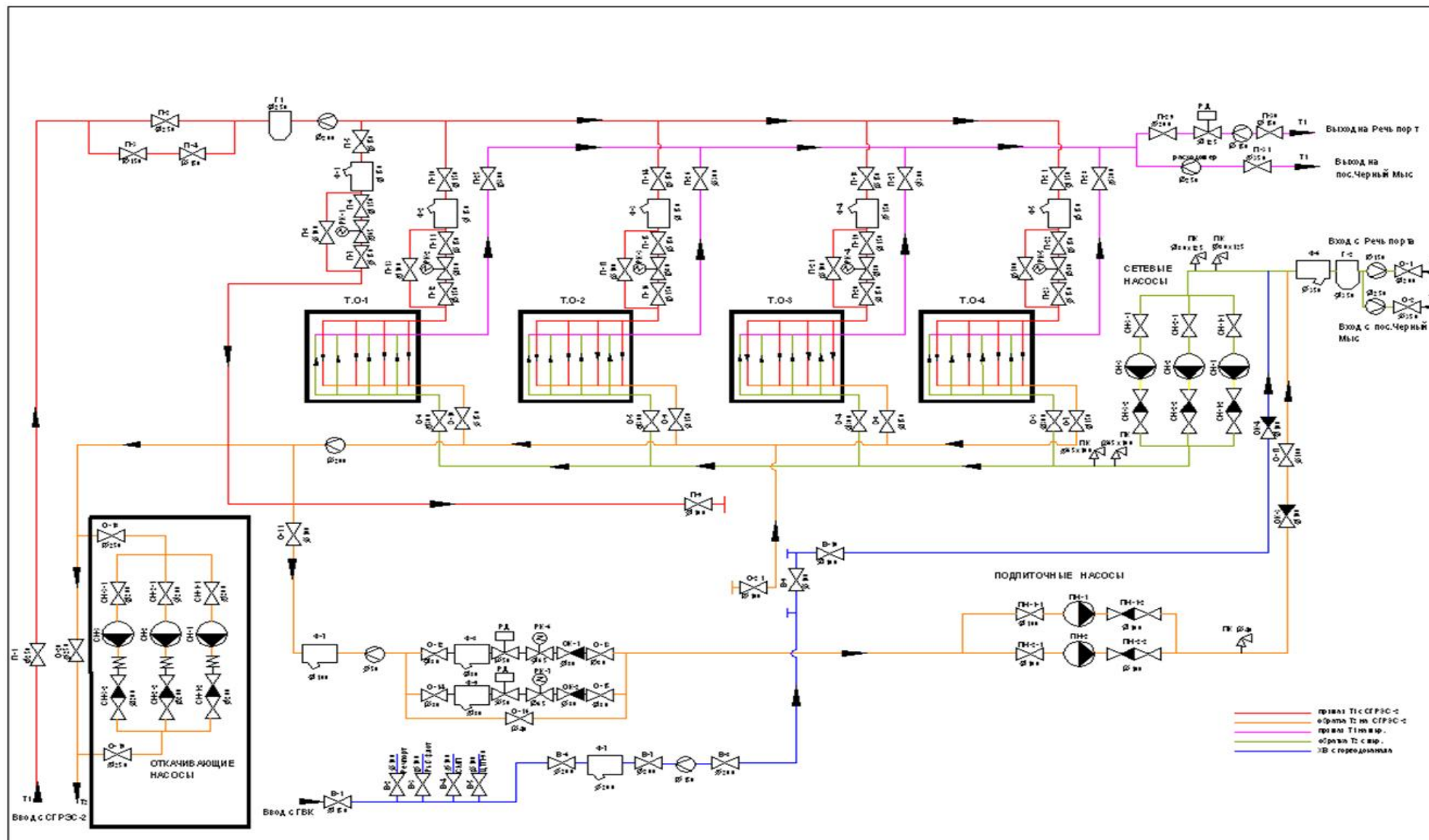


Рисунок 1.5 - ЦТП с независимой схемой присоединения систем отопления

**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**

Все ЦТП оборудованы регулирующими клапанами, смесительными насосами для отопления, приборами коммерческого учета. Новые подстанции в жилых домах (ИТП) также автоматизированы и оснащены приборами коммерческого учета.

**т) анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханики и связи**

Диспетчерская служба выполняет следующие функции:

- управление гидравлическими режимами магистральной тепловой сети на выходе из ТЭЦ-2;
- регулирование температуры в подающем трубопроводе тепломагистрали на город на выходе с ТЭЦ-2.

Связь с центральной диспетчерской осуществляется по телефонной связи.

Диспетчерская служба справляется со своей задачей.

**у) уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций**

На ТЭЦ-2 приборы регулирования частоты вращения сетевых насосов не установлены.

К тепловым сетям присоединено:

- абонентских вводов в количестве 3406;
- ЦТП, ТП в количестве 364.

Все ЦТП автоматизированы и оснащены:

- терморегуляторами системы ГВС, которые обеспечивают поддержание температуры горячей воды в заданном диапазоне регулирования;
- регуляторами перепада давления в системе отопления.
- автоматизированной системой телеметрического контроля и управления технологическими процессами, которая обеспечивает создание информационной сети о состоянии технологического объекта, отчет по коммерческим узлам учета энергоресурсов, прогнозирование, обнаружение и оповещение об аварийных ситуациях с выводом всей необходимой информации диспетчеру через программу «Телескоп+».

Также оснащены счетчиками учета тепла и средствами регулирования индивидуальные тепловые пункты потребителей, подключенных помимо ЦТП.

**ф) сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления**

Защита оборудования ТЭЦ-2 магистральной тепловой сети и потребителей от повышения давления осуществляется сбросными клапанами.

Также для защиты теплоснабжающего оборудования абонентов от недопустимого превышения давления в ЦТП устанавливаются устройства для сброса давления - предохранительные клапаны.

**х) перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию**

Бесхозяйные сети в зоне действия ТЭЦ-2 не выявлены.

**ЧАСТЬ 4 ЗОНЫ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ**

Зона теплоснабжения Смоленской ТЭЦ-2 приведена на рисунке 1.6.

Как видно, система теплоснабжения от Смоленской ТЭЦ-2 обеспечивает теплом около 73 % всей тепловой нагрузки в г. Смоленске.

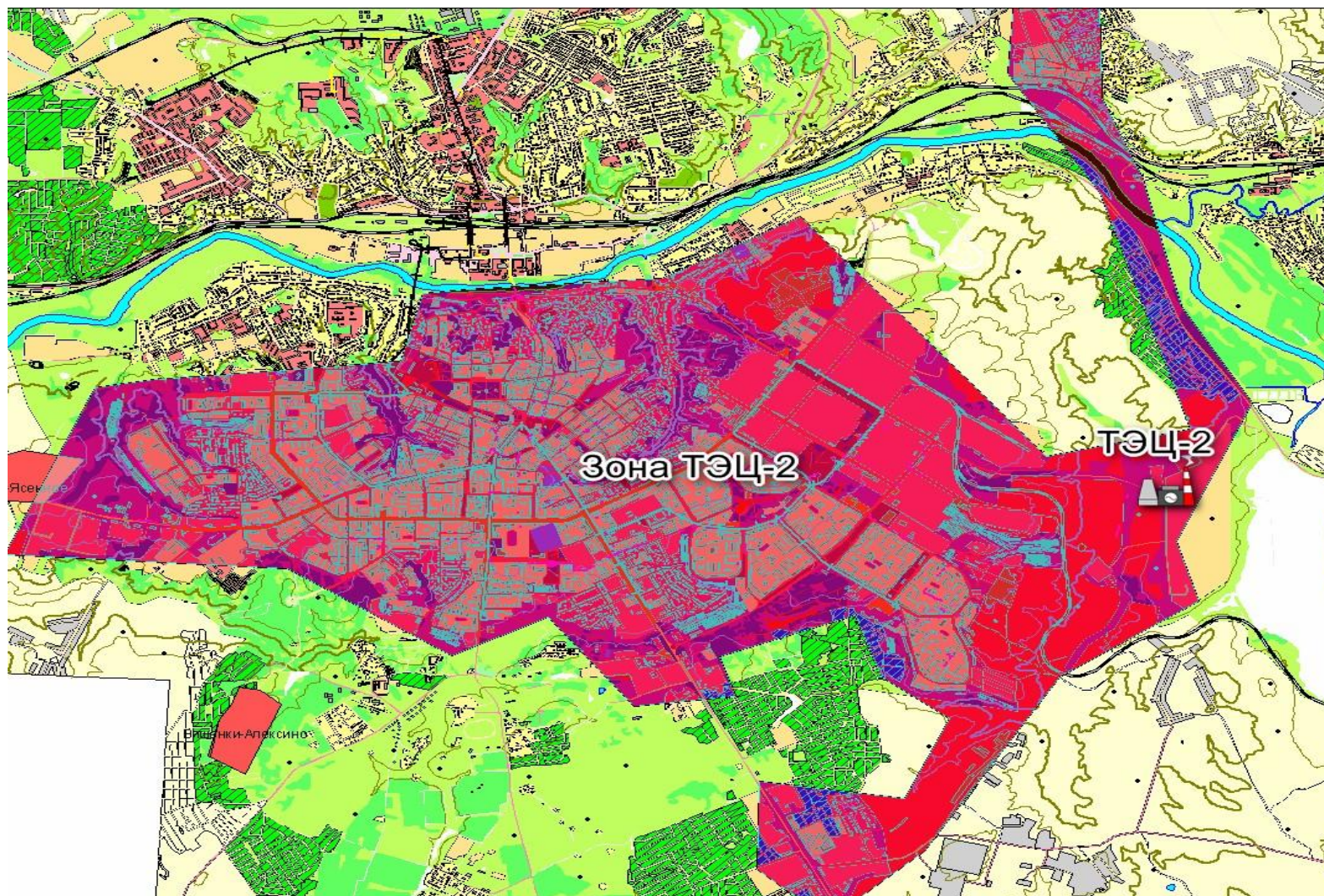


Рисунок 1.6 – Зона теплоснабжения Смоленской ТЭЦ-2



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

а) значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха

Потребителями тепловой энергии зоны теплоснабжения ТЭЦ-2 являются как жилищно-коммунальный сектор (ЖКС), так и промышленные предприятия.

Динамика изменения присоединенных тепловых нагрузок по ТЭЦ-2 приведена в таблице 1.20.

**Таблица 1.20 - Динамика изменения присоединенных тепловых нагрузок по ТЭЦ-2**

Тип теплоносителя, его параметры <sup>-1</sup>	Присоединенная тепловая нагрузка к тепловой сети, Гкал/ч															
	2008				2009				2010				2012			
	отоп.-вент.	ГВС	технологиию	сумма	отоп.-вент.	ГВС	технологиию	сумма	отоп.-вент.	ГВС	технологиию	сумма	отоп.-вент.	ГВС	технологиию	сумма
горячая вода	481,7	33,95	0	515,7	483,3	34	0	517,3	485,7	34,75	0	520,5	501,6	35,05	0	536,7
Пар 7-13 кг/с м <sup>2</sup>	1,9	0	22,1	24	2,7	0	22,1	24,8	2,7	0	19,5	22,2	2,7	0	19,8	22,5

Как видно, в рассматриваемую ретроспективу шло небольшое увеличение присоединенной тепловой нагрузки в сетевой воде на 21 Гкал/ч, в паре нагрузка не изменилась.

Распределение договорных тепловых нагрузок в сетевой воде в зоне теплоснабжения ТЭЦ-2 по элементам территориального деления приведено в таблице 1.21.

**Таблица 1.21 – Распределение договорных тепловых нагрузок в сетевой воде в зоне теплоснабжения ТЭЦ-2 по элементам территориального деления**

Расчетный элемент территориального деления	Договорные тепловые нагрузки, Гкал/ч			
	отопление	среднечасовое ГВС	технология	всего
Ленинский район	200,64	14,02	0	214,66
Промышленный район	300,96	21,03	0	321,99
<b>Сумма</b>	<b>501,6</b>	<b>35,05</b>	<b>0</b>	<b>536,65</b>

**б) случаи (условия) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии**

Сведения о применении в многоквартирных домах индивидуальных источников тепловой энергии в зоне теплоснабжения ТЭЦ-2 отсутствуют.

**в) значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом**

Отпуск тепла внешним потребителям суммарный и по месяцам приведен в таблицах 1.22-1.23.

**Таблица 1.22 - Отпуск тепла внешним потребителям суммарный**

Год	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2011 г.
Гкал/час	1 855 227	1 749 042	1 824 514	1 832 465	1 879 728

**Таблица 1.23 - Отпуск тепла внешним потребителям по месяцам 2012 года**

Период	Отпуск тепла за месяц 2012 года, Гкал		Среднечасовой отпуск тепла, Гкал/час	
	горячей водой	паром	горячей водой	паром
Январь	248232	14173	333,6	19,0
Февраль	258972	17530	372,1	25,2
Март	206928	16257	278,1	21,9
Апрель	150229	12937	208,7	18,0
Май	57745	8354	77,6	11,2
Июнь	35182	8471	48,9	11,8
Июль	42876	11155	57,6	15,0
Август	33931	12344	45,6	16,6
Сентябрь	50226	8371	69,8	11,6
Октябрь	120960	13750	162,6	18,5
Ноябрь	186509	15517	259,0	21,6
Декабрь	253674	18424	341,0	24,8
<b>Всего за год</b>	<b>1645464</b>	<b>157283</b>	<b>187,9</b>	<b>17,9</b>

**г) значение потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источников тепловой энергии**

Смоленская ТЭЦ-2 отпускает тепловую энергию в виде горячей воды и пара.

В таблице 1.24 приведены достигнутые максимумы тепловой нагрузки (с учетом собственных и хозяйственных нужд).

**Таблица 1.24 – Достигнутые максимумы тепловой нагрузки (с учетом собственных и хозяйственных нужд)**

Дата максимума тепловой нагрузки	Тепловая нагрузка, Гкал/ч	Температура наружного воздуха, °С
27 января 2010	480,5 ГВ – 454,7; пар – 25,8	-21,7
20 февраля 2011	470,9 ГВ – 446,8; пар – 24,1	-17,5
4 февраля 2012	476,25 ГВ – 449,8; пар – 25,45	-20,6

Сопоставление договорной и фактической, приведенной к расчетным условиям, тепловой нагрузки приведено в таблице 1.25.

**Таблица 1.25 -Сопоставление договорной и фактической, приведенной к расчетным условиям, тепловой нагрузки**

Вид нагрузки	Договорная тепловая нагрузка со среднечасовым ГВС, Гкал/ч	Достигнутый максимум, Гкал/ч	Фактическое теплоснабжение, приведенное к расчетной температуре наружного воздуха, Гкал/ч	
			с потерями	без потерь
сетевая вода	536,7	449,5	534,8	499,8
пар	22,5	25,45	25,8	22,5

Как видно, фактическое теплоснабжение в зоне теплоснабжения ТЭЦ-2 близко к величине договорных тепловых нагрузок.

**д) существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение**

Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения г. Смоленска на отопление и горячее водоснабжение единые для всех потребителей города и представлены в приложении Г.

## **ЧАСТЬ 6 БАЛАНСЫ ТЕПЛОЙ МОЩНОСТИ И ТЕПЛОЙ НАГРУЗКИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ**

**а) балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии**

Балансы тепловой мощности и тепловых нагрузок в зонах действия источников тепла приведены в таблице 1.26.

**Таблица 1.26 - Баланс тепловой мощности и тепловых нагрузок в зонах действия Смоленской ТЭЦ-2**

Тепловая мощность, Гкал/ч		Расход тепла на нужды, Гкал/ч (доля от располагаемой мощности)				Тепловым оц-ность нетто, Гкал/ч	Фактические приведенные тепловые нагрузки потребителей, Гкал/ч	Резерв / дефицит от фактических нагрузок, Гкал/ч
установленная	располагаемая	собственные	т/ч	хозяйственные	т/ч			
774	774	25,2	40,6	0,6	29,6	748,2	560,6	187,6

**б) резерв и дефицит тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии**

Резерв тепловой мощности в зонах действия источников тепла приведен в пункте а) части б.

**в) гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующие существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника к потребителю**

Расчет гидравлических режимов в теплосетях ТЭЦ-2 (приведен в приложении В) показал, что при существующих теплогидравлических режимах располагаемых перепадов даже у самых удаленных потребителей достаточно для обеспечения их качественного теплоснабжения.

**г) причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения**

Дефицит тепла в зоне теплоснабжения Смоленской ТЭЦ-2 отсутствует.

**д) резерв тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможность расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности**

На теплоисточнике существует резерв тепловой мощности.

## ЧАСТЬ 7. БАЛАНС ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

**а) утвержденные балансы 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 г. Смоленске запроектирована и действует закрытая система теплоснабжения, в которой не предусматривается использование сетевой воды потребителями для нужд горячего водоснабжения путем санкционированного отбора из тепловой сети. В системе возможна утечка сетевой воды в тепловых сетях, в системах теплопотребления, через неплотности соединений и уплотнений трубопроводной арматуры, насосов. Потери компенсируются на станции подпиточной водой, которая идет на восполнение утечек теплоносителя. Для подпитки используется вода из р. Днепр, прошедшая систему химводоочистки.

На станции существуют следующие схемы водоподготовки:

1) Обессоливание воды для восполнения потерь пара и конденсата: коагуляция с известкованием – осветление в механических фильтрах – катионирование I ступени – анионирование I ступени – декарбонизация - водород-катионирование II ступени - анионирование II ступени. Проектная производительность – 182 м<sup>3</sup>/час.

2) Установка для очистки конденсата, возвращаемого с мазутного хозяйства: охлаждение замазученного конденсата обессоленной водой – последовательная фильтрация через две ступени угольных фильтров – Н-Na-катионирование, общее с очисткой производственного конденсата.

3) Подпитка теплосети: коагуляция с известкованием – осветление в механических фильтрах – натрий-катионирование. Проектная производительность – 232 м<sup>3</sup>/час.

4) Очистка замазученных и замасленных стоков: флотация – механические фильтры (антрацит) – угольные фильтры (активированный уголь). Проектная производительность – 100 т/ч.

5) Установка нейтрализации обмывочных вод котлов и вод после кислотной промывки котлов: нейтрализация и осаждение шлама в двух баках-нейтрализаторах известковым молоком. Подача осветленной воды на повторное использование, а обводненного шлама – нашламоотвал.

6) Установка для очистки производственного конденсата: фильтрация охлажденного в главном корпусе конденсата на Н-катионитовых фильтрах, затем – на Na-катионитовых фильтрах. Проектная производительность – 70 т/ч.

Общестанционная установка по химической очистке воды (ХВО) готовит умягченную воду для подпитки теплосети. Химводоочистка работает по схеме: коагуляция с известкованием – осветление в механических фильтрах – натрий-катионирование. Проектная производительность – 232 м<sup>3</sup>/ч.

Фактический расход воды на подпитку 100÷320 м<sup>3</sup>/час. В здании ХВО имеются баки-аккумуляторы умягченной воды (два объемом 200 м<sup>3</sup> и один 300 м<sup>3</sup>), которые позволяют восполнять дефицит в периоды повышенных расходов подпиточной воды.

Источником технического водоснабжения для Смоленской ТЭЦ-2 служит р. Днепр.

Источник питьевого водоснабжения – трубопровод воды питьевого качества СМУП «Горводоканал».

Установка подпитки теплосети обеспечивает ее подпитку в рабочем режиме химически очищенной деаэрированной водой, а в аварийном режиме – сырой водой.

Химочищенная вода для подпитки теплосети направляется в атмосферный деаэратор (до этого производится ее обработка едким натром для защиты тракта от коррозии) и после поступает на всас насосов подпитки теплосети.

По данным эксплуатации Смоленской ТЭЦ-2 качество умягченной воды для подпитки теплосети соответствует нормам ПТЭ.

Анализ расходов химочищенной воды на подпитку теплосети за период 2011-2012 г.г. показал, что средняя часовая подпитка теплосетей составляла:

- в 2011 г. – 226,5 м<sup>3</sup>/ч – в отопительный период, 157,3 м<sup>3</sup>/ч – в летний период;

- в 2012 г. – 230,9 м<sup>3</sup>/ч – в отопительный период, 152,9 м<sup>3</sup>/ч – в летний период.

Анализ суточных отчетов за 2012 год показал, что расход подпитки теплосети в течение суток крайне неравномерен. В отдельные часы наблюдается превышение обычного расхода (до 300 м<sup>3</sup>/ч и выше).

Баланс производительности водоподготовительных установок теплоносителя, установленных на теплоисточниках, и максимально-часовой подпитки тепловых сетей приведен в таблице 1.27.

**Таблица 1.27 - Баланс производительности водоподготовительных установок и максимально-часовых технологических потерь теплоносителя тепловых сетей (в 2012 г)**

Производительность ХВО на подпитку теплосети, м <sup>3</sup> /ч	Фактическая максимальная подпитка тепловой сети, м <sup>3</sup> /час	Нормативный расход подпиточной воды, м <sup>3</sup> /час	Нормативная аварийная подпитка теплосети, м <sup>3</sup> /ч	Резерв ВПУ/дефицит
232	334	198,5	321,3	33,5

**б) утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения**

В соответствии со СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» (п.6.17) в закрытых системах теплоснабжения аварийная подпитка в количестве 2 % от объема воды в тепловых сетях и присоединенных к ним систем теплопотребления осуществляется химически не обработанной и недеаэрированной водой и не влияет на производительность ВПУ.

## ЧАСТЬ 8. ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ И СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТОПЛИВОМ

### а) описание видов и количества используемого основного топлива

Основной вид топлива для действующего оборудования – природный газ Уренгойского месторождения, калорийность  $7980 \div 8120$  ккал/м<sup>3</sup> поступает на станцию по магистральному газопроводу Ду 400 мм. В общем потреблении топлива газ составляет около 99,9 %.

Газ от газораспределительных станций (ГРС) давлением 0,6 МПа (6,0 кгс/см<sup>2</sup>) поступает на газорегуляторный пункт станции (ГРП), где давление газа снижается до 0,08 Мпа (0,8 кгс/см<sup>2</sup>), а затем поступает в газопроводы к котлам. Пропускная способность ГРП составляет 125,0 тыс. м<sup>3</sup>/ч.

Предусмотрено резервирование газопроводов от ГРС к ГРП СГРЭС-1 для возможности подачи газа от нескольких ГРС.

В таблице 1.28 приведены объемы газа, израсходованного в 2008÷2012 гг.

**Таблица 1.28 – Количество топлива, израсходованного на Смоленской ТЭЦ-2**

Год	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.
Природный газ, тыс. м <sup>3</sup>	622 686	577 065	545 548	529 161	525 988

Изменение потребления газа зависит от нагрузок Смоленской ТЭЦ-2, задаваемых диспетчерским графиком, наличием/отсутствием ограничений со стороны поставщика природного газа и работоспособностью оборудования станции.

### б) описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями

Резервным топливом является высокосернистый мазут марки М-100, калорийность 9000÷9500 ккал/кг. Поставки мазута осуществляются железнодорожным транспортом в цистернах от Московских нефтеперегонных заводов (НПЗ). Время нахождения вагонов в пути определяется согласно «Правилам перевозки грузов железнодорожным транспортом РФ» (ст. 89).

В таблице 1.29 приведены данные об объеме емкостей для хранения жидкого топлива (мазут М-100) на Смоленской ТЭЦ-2.

**Таблица 1.29 – Данные об объеме емкостей для хранения жидкого топлива**

Характеристика резервуара	Резервуары				
	I	II	III	IV	V
Диаметр внутр., м	18,98	18,98	18,98	34,20	45,60
Высота строит., м	11,895	11,895	11,895	11,940	17,92
Строит. объем, м <sup>3</sup>	3344	3344	3344	10963	29250
Высота налива мазута, м	11,0	9,0	10,8	10,9	15,8
Объем заполнения, м <sup>3</sup>	3110	3110	3054	10008	26434
Мертвый объем, м <sup>3</sup>	146	543	146	665	1164
Полезный объем, м <sup>3</sup>	2964	2100	2908	9353	25270
Емкость 1 м <sup>3</sup> при температуре 60 °С, т	272	272	272	889	1580

Примечания:

- «Мертвый объем» определен до уровня верхней образующей всасывающего трубопровода для Р-1,3,4,5 с учетом срыва циркуляционного насоса при перекачке мазута в резервуар № 2 (расходный). Мертвый объем расходного резервуара Р-2 определен с учетом срыва ОМН в связи с образованием воронки на входе всасывающего трубопровода.

- Полезный объем резервуаров рассчитан как разность между объемом заполнения и мертвым объемом.

- Вместимость резервуаров рассчитана по полезному объему при средней плотности мазута, принятой 0,965 г/см<sup>3</sup>.

В таблице 1.30 приведены объемы мазута, израсходованного в 2008÷2012 гг.

**Таблица 1.30 – Количество топлива, израсходованного на Смоленской ТЭЦ-2**

Год	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.
Мазут, тыс. тонн	0,153	0	0,010	3,752	0,093

**в) описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки**

Газ на Смоленскую ТЭЦ-2 поступает от ОАО «Газпром» филиал ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» - Смоленское ЛПУМГ от газопровода Смоленск-Брянск.

Характеристика газа в зависимости от района поставки представлена в таблице 1.31.



**Таблица 1.31 – Характеристика газа, поступающего на Смоленскую ТЭЦ-2**

Источник поступления топлива	Калорийность газа (низшая теплота сгорания), ккал/м <sup>3</sup>		
	2010 г.	2011 г.	2012 г.
ОАО «Газпром» филиал ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» - Смоленское ЛПУМГ	8008	8035	8108

**г) анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха**

Сложности с обеспечением теплоисточника топливом в периоды расчетных температур наружного воздуха в городе отсутствуют.

**ЧАСТЬ 9 НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ****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**

Надёжность работы действующих теплосетей для каждой зоны определяется в соответствии со СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» по трём критериям:

- вероятность безотказной работы (Р) - способность системы не допускать отказов, приводящих к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданиях ниже +12°С, в промышленных зданиях ниже 8°С, более числа раз, установленных нормативами. Нормативная величина для тепловых сетей 0,9;

- живучесть системы (Ж) – способность системы сохранять свою работоспособность в аварийных условиях, а также более длительных остановов (более 54 ч).

**б) анализ аварийных отключений потребителей**

Ограничений в подаче тепла не отмечено.

**в) анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений**

Среднее время, затраченное на восстановление теплоснабжения, не превысило 36 часов.

**г) графический материал (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения)**

Подробный расчет надежности системы теплоснабжения города приведен в приложении Д

## **ЧАСТЬ 10 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ И ТЕПЛОСЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ**

Сведения о технико-экономических показателях работы Смоленской ТЭЦ-2 за 2006 – 2011 гг. приведены в таблице 1.32.

**Таблица 1.32 – Техничко-экономические показатели работы Смоленской ТЭЦ-2**

Наименование показателя		Годы					
		2006	2007	2008	2009	2010	2011
1. Установленная электрическая мощность, МВт		275	275	275	275	275	275
2. Средняя рабочая электрическая мощность, МВт		183,5	195,9	196,8	173,1	160,5	178,8
3. Установленная тепловая мощность, Гкал	Всего	774	774	774	774	774	774
	т/а	474	474	474	474	474	474
в том числе		1340	1340	1340	1340	1340	1340
3.1 паровых котлов, т/ч							1340
3.2 водогрейных котлов, Гкал/ч		300	300	300	300	300	300
4. Выработка электроэнергии, тыс. кВт·ч		1607597	1716102	1724259	1516173	1405714	1413583
5. Выработка электроэнергии по теплофикационному циклу, тыс. кВт·ч		849301	818787	827919	823260	800490	764010
6. Отпуск электроэнергии, тыс. кВт·ч		1453570	1555484	1564123	1363415	1258119	1271253
7. Расход электроэнергии на собственные нужды, тыс. кВт·ч		154027	160618	160136	152758	147595	142330
8. Расход электроэнергии на прочее производственное потребление, тыс. кВт·ч		-	-	-	-	-	-
9. Отпуск тепла потребителям, всего, Гкал		1855227	1749042	1824514	1832465	1879728	1724046
в том числе		1740576	1674379	1739336	1725471	1703826	1595722
10. Подпитку	теплосети, т	1744339	1513594	1534325	1670650	1658859	-
	котлов, т	7449437	7817248	7881313	7214673	6804040	-
11. Потери тепловой энергии в магистралях тепловых сетей	Н, Гкал	-	-	163116	154550	150602	-
	Ф, Гкал	143392	1218196	151452	156523	158380	-
	Н, %	-	-	9,66	9,19	9,25	-
	Ф, %	7	8	8,99	9,16	9,08	-
12. Расход топлива, т у.т	Н	679511	704887	713042	661918	634384	612737
	Ф	679511	704887	713042	661918	634384	612737
в том числе	тыс. м <sup>3</sup>	584051	614507	622686	577065	554548	530260
	т у.т.	668681	703557	712837	661918	634370	607413
	%	98,41	99,81	99,97	100	100	99,13
12.2 мазут топочный	т	8267	947	153	0	10	3752
	т у. т.	10830	1330	205	0	14	5324

Наименование показателя		Годы					
		2006	2007	2008	2009	2010	2011
	%	1,59	0,19	0,03	0	0	0,87
12.3 на отпуск электроэнергии, т у. т.	Н	427121	463544	464915	409154	376791	376252
	Ф	427121	463544	464915	409154	376791	376252
12.4 на отпуск теплоэнергии, т у. т.	Н	252390	241343	248127	252764	257593	236485
	Ф	252390	241343	248127	252764	257593	236485
13. Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт·ч	Н	293,85	298,0	297,22	300,1	299,49	295,96
	Ф	293,85	298,0	297,22	300,1	299,49	295,96
14. Экономия (-), перерасход (+), т у. т							
15. Удельный расход топлива на отпуск теплоэнергии, кг у.т./Гкал	Н	136,04	137,98	136	137,92	137,03	137,16
	Ф	136,04	137,98	136	137,92	137,03	137,16
16. Экономия (-), перерасход (+), т у. т							
17. Удельный расход тепла «брутто» на выработку электроэнергии ккал/кВт·ч		1565	1626	1605	1582	1545	1553
18. Расход электроэнергии на собственные нужды на выработку электроэнергии, тыс. кВт·ч	Н	82696	86668	86574	79737	74424	72403
	Ф	82692	86656	86563	79725	74412	72391
19. Экономия (-), перерасход (+), кВт·ч							
20. Удельный расход электроэнергии на собственные нужды на выработку электроэнергии, кВт·ч/тыс. кВт·ч	Н	5,14	5,05	5,02	5,26	5,29	5,12
	Ф	5,14	5,05	5,02	5,26	5,29	5,12
21. Расход электроэнергии на собственные нужды на производство теплоэнергии, тыс. кВт·ч	Н	71339	73975	73584	73045	73195	69951
	Ф	71335	73962	73573	73033	73183	69939
22. Удельный расход электроэнергии на производство тепла, кВт·ч/Гкал	Н	38,45	42,29	40,33	39,86	38,94	40,57
	Ф	38,45	42,29	40,32	39,86	38,93	40,57
23. Экономия (-), перерасход (+), кВт·ч							
24. Максимальная электрическая нагрузка, кВт		280000	283000	283000	281000	282000	280000
25. Максимальная тепловая нагрузка, Гкал/ч		490,7	417,1	466,8	478,7	480,5	470,2
26. Число часов в работе, ч/год							
в том числе							
26.1 турбоагрегаты		20691	22612	22745	22508	20615	19610
26.2 паровые котлы		33346	35946	36898	34017	32299	-
26.3 водогрейные котлы		551	334	442	1165	2016	1247



Наименование показателя		Годы					
		2006	2007	2008	2009	2010	2011
35. Себестоимость электроэнергии, руб./кВт·ч, в том числе		0,499	0,542	0,663	0,741	0,888	0,95
35.1 топливная составляющая	руб./кВт·ч	0,359	0,417	0,524	0,598	0,745	0,817
	%	71,9	77,0	79,0	80,7	83,9	86,0
35.2 условно-постоянные расходы	руб./кВт·ч	0,140	0,125	0,139	0,143	0,143	0,133
	%	28,0	23,0	21,0	19,3	16,1	14,0
36. Себестоимость тепловой энергии, руб./Гкал		220,94	241,70	292,29	334,41	395,24	440,67
36.1 топливная составляющая	руб./Гкал	165,56	192,02	237,78	274,68	340,79	392,34
	%	74,9	79,4	81,4	82,1	86,2	89,0
36.2 условно-постоянные расходы	руб./Гкал	55,38	49,68	54,51	59,73	54,45	48,33
	%	25,1	20,6	18,6	17,9	13,8	11,0
37. Численность промышленно-производственного персонала		279	226	221	261	268	267

Структура фактического расхода условного топлива, приведенная в таблице, показывает, что за анализируемый период на ТЭЦ-2 расход природного газа находился в пределах 98,41 % (668681 т у.т., 2006 г.) – 99,13 %, (612737 т у.т., 2011 г.), а расход мазута – в пределах 1,59 % (10830 т у.т., 2006 г.) – 0,87 % (5324 т у.т., 2011 г.). в 2009 и 2010 гг. расход природного газа составлял 100 %.

Согласно структуре нормативного и фактического расхода условного топлива на отпуск электрической и тепловой энергии на СТЭЦ-2, расход топлива в 2006 г. на отпуск электрической энергии составил 62,86 % (427121 т у.т.), а тепловой – 37,14 % (252390 т у.т.) от общего расхода топлива на электростанции, а в 2011 г., соответственно, 61,41 % (376252 т у.т.) и 38,59 % (236485 т у.т.).

Динамика удельного нормативного и фактического расхода условного топлива на отпуск электрической и тепловой энергии свидетельствует об изменениях удельных расходов по годам анализируемого периода, соответственно от 293,85 г у.т./кВт·ч в 2006 году до 295,96 г у.т./кВт·ч в 2011 году (утвержденная норма – 308,9 г у.т./кВт·ч), и от 136,04 кг у.т./Гкал в 2006 году до 137,16 кг у.т./Гкал в 2011 году (утвержденная норма – 139 кг у.т./Гкал).

Основными причинами колебания удельных расходов топлива на отпуск электрической и тепловой энергии по годам и по сравнению с утвержденными нормами являются: регулируемая нагрузка электростанции Системным оператором, изменение температуры наружного воздуха и колебания рыночных цен на электроэнергию.

Динамика удельного расхода тепла «брутто» на выработку электрической энергии показывает, что удельный расход тепла «брутто» находился на уровне 1565 ккал/кВт·ч в 2006 году, а в последующие годы (2007 и 2008) происходило увеличение на 2,5 – 3,9 % (порядка 1605 – 1626 ккал/кВт·ч). В 2009 – 2011 гг. наблюдалось некоторое снижение на 1,4 – 3,7 % (1582 – 1545 ккал/кВт·ч).

Основными причинами колебаний удельных расходов тепла «брутто» на выработку электрической энергии по годам анализируемого периода является: состав работающего оборудования (турбоагрегаты ПТ и Т) и рыночные цены на электроэнергию.

Согласно приведенным данным, удельный нормативный и фактический расход электроэнергии на собственные нужды на выработку электрической энергии изменялся незначительно по годам, в пределах 5,14 кВт·ч/тыс. кВт·ч (82696 тыс. кВт·ч) в 2006 году и 5,12 кВт·ч/тыс. кВт·ч в 2011 году.

Динамика номинального значения КПД «брутто» группы энергетических котлов за период 2006 – 2011 гг. имела тенденцию небольшого устойчивого снижения КПД «брутто» по годам, с 94,13 % в 2006 г. до 93,64 % в 2011 г., что является закономерным для оборудования с наработкой на 1.01.2011 г. более 200000 часов и характеризует его как достаточно эффективное с показателями работы на уровне расчетных.

Удельный нормативный и фактический расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии в 2006 г. составил 38,45 кВт·ч/Гкал, а в 2011 г. – 38,3 кВт·ч/Гкал. В предыдущие годы этот показатель находился в пределах 38,98 кВт·ч/Гкал (2010 г.) 42,29 кВт·ч/Гкал (2007 г.), что указывает на имеющие-

ся колебания удельных расходов электроэнергии по годам анализируемого периода до 3 кВт·ч/Гкал и направления возможной экономии электроэнергии при производстве тепла.

Максимальная электрическая нагрузка на СТЭЦ-2 за анализируемый период находилась в пределах 280 – 283 МВт, а минимальная в 2011 г. составила 60 МВт (16 июля), что свидетельствует о большом диапазоне изменения рабочей мощности в течение отчетного года.

Максимальная тепловая нагрузка на СТЭЦ-2 за анализируемый период находилась в пределах 417,1 – 490,7 Гкал/ч, а минимальная в 2011 г. составила 34 Гкал/ч (29 июня), что указывает на большой диапазон изменения тепловой нагрузки в течение года.

Среднегодовое число часов использования установленной мощности основного оборудования на СТЭЦ-2 за анализируемый период находилась в пределах:

1. С коэффициентом использования установленной тепловой мощности  $K_{исп}^m = 0,466$ 
  - Турбоагрегатов – от 4084 часов в 2006 г. до 3778 часов с  $K_{исп}^m = 0,431$  в 2011 г.
2. С коэффициентом использования установленной тепловой мощности  $K_{исп}^m = 0,466$ 
  - Паровых котлов – от 5610 часов в 2006 г. до 5196 часов с  $K_{исп}^m = 0,593$  в 2011 г.
3. С коэффициентом использования установленной тепловой мощности  $K_{исп}^m = 0,015$ 
  - Водогрейных котлов – от 138 часа в 2006 г. до 254 часов с  $K_{исп}^m = 0,029$  в 2011 г.

Приведенные данные среднегодовых чисел часов использования тепловой мощности основного оборудования электростанции показывают его большое недоиспользование, особенно водогрейных котлов, которые используются только в отопительный период непродолжительное время.

Среднегодовое число часов использования установленной электрической мощности находилось в пределах от 5846 ч/год (66,7 % от годового фонда времени) в 2006 г. до 5140 ч/год (58,7 % ) в 2011 г., что указывает на значительное недоиспользование установленной электрической мощности электрогенерирующего оборудования электростанции.

Себестоимость электрической энергии за период 2006 – 2011 гг. имела тенденцию роста от 0,499 руб./кВтч в 2006 г. до 0,95 руб./кВтч в 2011 г. по причине, главным образом, роста топливной составляющей себестоимости, которая составляла в 2006 г. 0,359 руб./кВтч, а в 2011 г. – 0,817 руб./кВтч с увеличением в 2,3 раза по отношению к 2006 году.

Себестоимость тепловой энергии за анализируемый период также имела тенденцию роста по годам от 220,94 руб./Гкал в 2006 г. до 440,67 руб./Гкал в 2011 г. по такой же причине, когда топливная составляющая была равна



165,56 руб./Гкал в 2006 г. и 392,34 руб./Гкал – в 2011 г. с увеличением в 2,4 раза по отношению к 2006 году.

В таблице 1.33 приведены данные фактических удельных расходов топлива в 2011 году для конденсационных и теплофикационных блоков. В зимние месяцы оборудование работает более экономично, что объясняется более глубоким вакуумом у конденсационных блоков и экономией на комбинированной выработке у теплофикационных блоков.

**Таблица 1.33 – Фактические удельные расходы условного топлива в 2012 году для Смоленской ТЭЦ-2**

Период	Удельный расход условного топлива на отпуск э/э, г/кВт·ч	Удельный расход условного топлива на отпуск т/э, Гкал/кг
Январь	255,1	132,9
Февраль	249,2	133,7
Март	257,1	133,8
Апрель	267,4	140,1
Май	339,5	148,9
Июнь	364,1	157,8
Июль	355,2	156,3
Август	366,0	157,5
Сентябрь	355,8	154,3
Октябрь	305,3	134,3
Ноябрь	255,0	132,9
Декабрь	271,2	130,7
2102 год	289,94	136,77

Основные технико-экономические показатели Смоленской ТЭЦ-2 сведены в таблице 1.34.

**Таблица 1.34 – Показатели экономичности станции в период 2007-2012 гг.**

Год	Выработано э/э, тыс.кВт·ч	Отпущено т/э, Гкал	Расход э/э на собственные нужды		Удельный расход э/э		Фактический уд. расход условного топлива	
			на выработку э/э, тыс.кВт·ч	на отпуск т/э, тыс.кВт·ч	на выработку единицы э/э, %	на отпуск единицы т/э, кВт·ч/Гкал	на отпущенную э/э, гу.т./кВт·ч	на отпущенную т/э, кгу.т./Гкал
2012	1384389	1802747	73504	71715	5,31	39,78	289,94	136,77
2011	1413583	1724046	72391	69939	5,12	40,57	295,96	137,16
2010	1405714	1879728	74412	73183	5,29	38,93	299,49	137,02
2009	1516173	1832465	79725	73033	5,26	39,86	300,10	137,92
2008	1724259	1824514	86563	73573	5,02	40,32	297,22	136,00
2007	1716102	1749042	86656	73962	5,05	42,29	298,00	137,98

## ЧАСТЬ 11 ЦЕНЫ (ТАРИФЫ) В СФЕРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

**а) динамика 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 1.35 - Динамика изменения тарифов на тепловую энергию за последние 3 года**

Наименование	Ед. изм.	2010 год	2011 год	2012 год			2013 год	
				с 01.01.2012	с 01.07.2012	с 01.09.2012	с 01.01.2013	с 01.07.2013
<b>Тарифы по филиалу ОАО "Квадра"- "Западная генерация"</b>								
<i>1. Для потребителей, оплачивающих производство тепловой энергии (получающие тепловую энергию на коллекторах)</i>								
- горячая вода	руб/Гкал	x	x	555,89	569,50	633,17	633,17	695,22
- отборный пар	руб/Гкал	x	x	531,53	563,49	588,75	588,75	646,45
- острый и редуцированный пар	руб/Гкал	x	x	730,10	760,41	897,57	897,57	985,53
<i>2. Для потребителей, оплачивающих производство и передачу тепловой энергии</i>								
- горячая вода	руб/Гкал	715,60	820,08	x	x	x	x	x
- отборный пар	руб/Гкал	880,39	1 008,93	x	x	x	x	x
- острый и редуцированный пар	руб/Гкал	880,39	1 008,93	x	x	x	x	x
<b>Тарифы по ООО "Смоленская ТСК"</b>								
<i>1. Для потребителей, оплачивающих производство и передачу тепловой энергии, получающие тепловую энергию по тепловым сетям ООО "Смоленская ТСК"</i>								
- горячая вода	руб/Гкал	x	x	820,08	869,28	913,61	913,61	1 023,24
- отборный пар	руб/Гкал	x	x	1 008,73	1 069,25	1 123,78	1 123,78	1 258,63
- острый и редуцированный пар	руб/Гкал	x	x	1 008,93	1 069,47	1 124,01	1 124,01	1 258,89
<i>2. Для потребителей, оплачивающих производство и передачу тепловой энергии, получающие тепловую энергию по тепловым сетям ООО "Смоленская ТСК", присоединенным к тепловым сетям, находящимся в хозяйственном ведении МУП "Смоленсктеплосеть"</i>								
- горячая вода	руб/Гкал	x	x	x	x	x	1 383,00	1 542,05
- острый и редуцированный пар	руб/Гкал	x	x	x	x	x	1 382,50	1 541,55
- горячая вода для закрытой системы ГВС	руб/м.куб.	x	x	x	x	x	88,73	97,86

**б) структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения**

**Таблица 1.36 - Структура затрат на производство теплоэнергии за 2008-2012 гг. (в тыс. руб.)**

Статьи затрат	2008 г		2009 г		2012 г	
	план	факт	план	факт	план	факт
1. Отпуск тепла, Гкал	446332	403803	452998	404651	496014	415954
2. Топливо	128425	116250,7	154722	136020,9	210247	175959,7
3. Энергия со стороны	18711	18463,9	23635	22786,5	25800	30271,2
4. Вода на технологические цели	0	0	0	0	0	0
5. Услуги производ. характера	32955	29931,4	34295	31041,8	36726	36797,4
6. Вспомогательные материалы	17411	16997,8	22810	19653,6	17017	15524,3
7. Фонд оплаты труда	20585	20735,8	24575	26559	30309	30128,5
8. Отчисления на соцстрах	5484	5395,3	6076	6707,5	7880	8074,9
9. Аморт. основных средств	2075	2058,1	2188	2175,5	4385	5562,7
10. Прочие денежные расходы	10538	9342,9	5420	5100,2	6213	6463,4
11. Плата за выбросы и сбросы	175	155,7	230	210,5	200	197,2
12. Плата за землю	2800	2799,2	3175	3197,3	5000	5323,6
13. Страх. от несчастных случаев	41	41,5	49	53,2	61	66,5
<b>14. Итого затрат</b>	<b>239200</b>	<b>222172,3</b>	<b>277175</b>	<b>253506</b>	<b>343838</b>	<b>314369,4</b>
<b>15. Себестоимость 1 Гкал</b>	<b>535,92</b>	<b>550,20</b>	<b>611,87</b>	<b>626,48</b>	<b>693,20</b>	<b>755,78</b>

**в) плата за подключение к системе теплоснабжения и поступление денежных средств от осуществления указанной деятельности**

Плата за подключение к системе теплоснабжения, утвержденная для ООО «Смоленская ТСК» на 2013 год: 2 451,47 руб/(Гкал/час) (без НДС).

Поступило денежных средств от платы за подключение в 2013 году (по состоянию на 01.10.2013) 17 251 934,14 руб.

**г) плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей**

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности с потребителей тепловой энергии ТЭЦ-2 не осуществляется.

## **КОТЕЛЬНОЙ ЦЕХ ПП «СМОЛЕНСКАЯ ТЭЦ-2»**

Котельный цех ПП «Смоленская ТЭЦ-2» (ТЭЦ-1) расположен по адресу: 214012, РФ, Смоленская обл., г. Смоленск, ул. Кашена 10а.

Котельная «Смоленских тепловых сетей», бывшая ТЭЦ-1, введена в эксплуатацию в 1933 году. До начала войны электрическая мощность ТЭЦ составляла 10 МВт. Во время войны ТЭЦ была разрушена. Восстановление ТЭЦ проводилось за счет ремонта части сохранившегося и установки дополнительного оборудования.

Паровые котлы вводились в эксплуатацию в течение 1950 – 1956 гг. после вывода из эксплуатации морально устаревших и физически изношенных, восстановленных после войны котлов.

Котлы были рассчитаны на слоевое сжигание твердого топлива (кускового и фрезерного торфа). В начальный период котлы работали на проектном топливе. В 1962 – 1968 годах они были реконструированы и переведены на сжигание природного газа (основное топливо) и мазута. В 1966 – 1967 годах введено в эксплуатацию два водогрейных котла тепловой производительностью 50 Гкал/ч.

В 1985 – 1989 гг. котельная «Смоленских тепловых сетей» переведена в режим производственно-отопительной и обеспечивает ряд предприятий и часть коммунального хозяйства г. Смоленска теплом и горячей водой.

## **ЧАСТЬ 2. ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

### **а) структура основного оборудования**

Установленное на теплоисточнике основное оборудование приведено в таблице 1.37.

**Таблица 1.37- Установленное на теплоисточнике основное оборудование**

Основное оборудование	Тип	Количество
БМ-45	Паровой котел	1
ТС-20р	Паровой котел	1
ТС-35р	Паровой котел	1
ТП-35ур	Паровой котел	1
ПТВМ-50-1	Водогрейный котел	2

### **б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки**

Теплофикационное оборудование на котельной не установлено.

### **в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности**

Тепловая мощность котельной - 191,3 Гкал/час, располагаемая – 191,3 Гкал/час.

Сопоставление установленной и располагаемой тепловой мощности приведено в таблице 1.38.

**Таблица 1.38 - Сопоставление установленной и располагаемой тепловой мощности**

Котельный агрегат	Тепловая мощность, Гкал/ч		
	установленная	располагаемая	отклонение
БМ-45	30,4	30,4	0
ТС-20р	13,5	13,5	0
ТС-35р	23,7	23,7	0
ТП-35ур	23,7	23,7	0
ПТВМ-50-1	50	50	0
ПТВМ-50-1	50	50	0
<b>Сумма</b>	<b>191,3</b>	<b>191,3</b>	<b>0</b>

Располагаемая мощность соответствует установленной.

**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 и параметры тепловой мощности нетто приведен в таблице 1.39.

**Таблица 1.39 - Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто**

Тепловая мощность, Гкал/ч		Расход тепла на собственные нужды		Расход тепла на хозяйственные нужды		Тепловая мощность котельной нетто, Гкал/ч
установленная	располагаемая	Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч	
191,3	191,3	4,2	6,0	0,3	0,4	180,4

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

В таблице 1.40 приведена характеристика основного оборудования котельной и его техническое состояние.

**Таблица 1.40 – Характеристика основного оборудования**

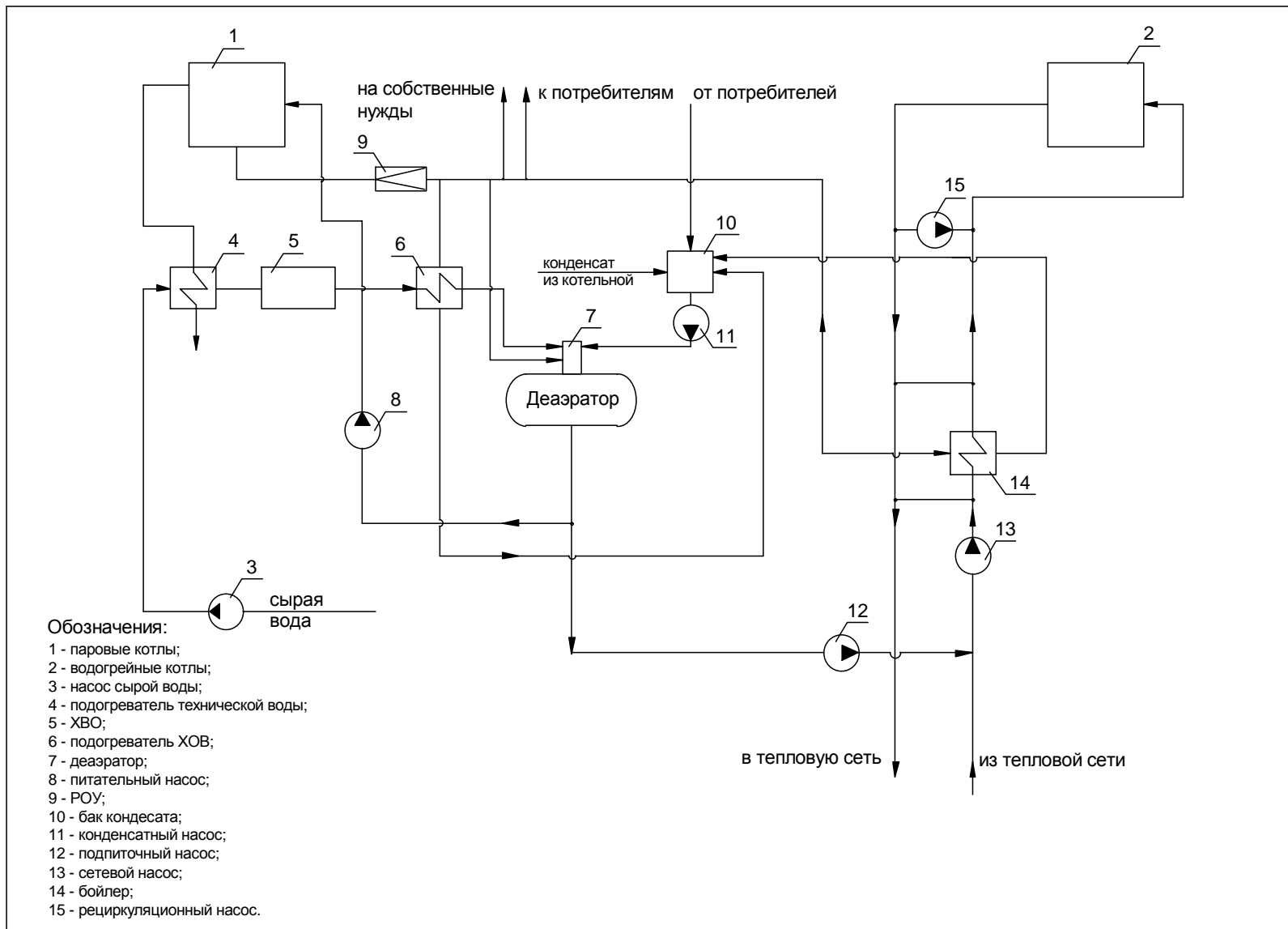
№ блока	Наименование оборудования	Год ввода	Год продления
Ст. №1	ПК БМ-45	1961	2016
Ст. №2	ПК ТС-20р	1956	2015
Ст. №6	ПК ТС-35р	1953	2017
Ст. №7	ПК ТП-35ур	1957	2014
Ст. №8	ВК ПТВМ-50-1	1966	2016
Ст. №9	ВК ПТВМ-50-1	1967	2014

**е) схема выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой).**

Теплофикационное оборудование на котельной отсутствует.

Схема выдачи тепловой мощности приведена на рисунке 1.7.

Котельный цех ПП «Смоленская ТЭЦ-2» состоит из двух отделений: паровых и водогрейных котлов. От паровых котлов котельная отпускает пар сторонним потребителям и на нагрев сетевой воды. Водогрейные котлы используются в схеме подогрева сетевой воды.



**Рисунок 1.7 – Схема выдачи тепловой мощности от паровой и водогрейной котельных**

К основным недостаткам тепловой схемы котельной следует отнести:

- постоянное использование РОУ для обеспечения потребителей паром;
- отсутствие охладителей деаэрированной воды перед подачей её питательными насосами;
- отсутствие конденсатоотводчиков после пароводяных теплообменников

Технические характеристики сетевых насосов приведены в таблицах 1.41-1.42.

**Таблица 1.41 – Характеристики насосного оборудования**

Выполняемая функция	Марка	Кол-во, шт.	Максимальная производительность, Q м <sup>3</sup> /ч, одного насоса	Напор Н, м
Сетевые насосы	ЦН-400-105	1	500	92,5
Сетевой насос	NP 200/500	4	520	98
Сетевой насос	Д630/90	1	630	90
Подпиточные насосы	АЦНС38-110	3	38	115

**Таблица 1.42 - Насосное оборудование подкачивающих насосных станций № 1-3**

Станция	Оборудование	Технические характеристики
ПНС № 1	1. Насосы СЭ 1250-70-11 – 4 шт;	Q = 1250 м <sup>3</sup> /час; Н = 70 м.в.с.; t=180 <sup>0</sup> С; P <sub>макс.вс.</sub> =110 м;
	2. Клапан регулирующий РК-1 Ж 700 – 1 шт.	
ПНС № 2	1. Насосы СЭ 1250-70-11 – 6 шт.	Q = 1250 м <sup>3</sup> /час; Н = 70 м.в.с.; t=180 <sup>0</sup> С; P <sub>макс.вс.</sub> =110 м;
	2. Клапан регулирующий РК-1 Ж 700 – 1 шт.	
ПНС № 3; ПТ	1. Насосы CNX 400-300-500-50004- 2 шт.	Q = 2000 м <sup>3</sup> /час; Н = 66 м.в.с.

**ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя**

Регулирование отпуска тепла потребителям осуществляется качественно-количественным способом по совместной нагрузке отопления и горячего водоснабжения. Температура сетевой воды в подающей магистрали устанавливается согласно утвержденному для системы теплоснабжения температурному графику.

Применяется температурный график отпуска тепловой энергии – 150/70 °С с вынужденной верхней срезкой по температуре теплоносителя в подающем трубопроводе на 95 °С. В летний период температура в подающем трубопроводе составляет 70 °С, в обратном – 46 °С.



### з) среднегодовая загрузка оборудования

Сопоставление располагаемой тепловой мощности, среднегодовой и максимально-часовой тепловой нагрузки приведено в таблице 1.43.

**Таблица 1.43 - Сопоставление располагаемой тепловой мощности, среднегодовой и максимально-часовой тепловой нагрузки**

Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Среднегодовая загрузка оборудования, Гкал/ч	Фактическая максимально-часовая загрузка оборудования, Гкал/ч	Коэффициент использования располагаемой мощности при фактической нагрузке, %	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Коэффициент использования располагаемой мощности при договорной нагрузке, %
191,3	41,7	80,7	42,2	-	-

Как видно из таблицы 1.43, коэффициент использования располагаемой мощности составляет 42,2 % при учете фактического теплотребления и 21,8 % при учете среднегодовых нагрузок.

### и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Сведения об установленных системах учета тепловой энергии в сетевой воде приведены в таблице 1.44.

**Таблица 1.44 - Сведения об установленных системах учета тепловой энергии в сетевой воде**

Наименование магистрали	Диаметр магистрали, Д <sub>в</sub> , мм	Диапазон расхода теплоносителя, т <sub>ж</sub> /ч	Тип измерительного блока	Дата последней и следующей поверки	Количество
ТЭС № 1	600	0- 4000 т <sub>ж</sub> /ч	Диафрагма ДБС	29.07.11 29.07.12	2
ТЭС № 2	600	0- 1600 т <sub>ж</sub> /ч	Диафрагма ДБС	15.08.11 15.08.12	2
Подпитка т <sub>ж</sub>	150	0-200 т <sub>ж</sub> /ч	Диафрагма ДКС	15.08.11 15.08.12	1

### к) статистика отказов и восстановления оборудования источников тепловой энергии

Отказов оборудования в 2008÷2012 г.г., приводящих к нарушению отпуска тепла в тепловые сети, не зарегистрировано.

### л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

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

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

На основании полученных данных о величине договорных тепловых нагрузок города по состоянию на апрель 2012 г., схем и характеристик тепловых

сетей теплоснабжающих организаций в рамках настоящей работы разработана электронная модель системы теплоснабжения г. Смоленска с использованием информационно-графической системы «Zulu-Thermo».

Анализ структуры тепловых сетей, а также их гидравлические расчеты выполнены с использованием электронной модели.

**а) описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект**

Тепловая сеть двухтрубная и по присоединению нагрузки горячего водоснабжения – закрытая.

В состав системы теплоснабжения от котельной входят тепловые сети в эксплуатационной ответственности ООО «Смоленская ТСК» (ТС №№ 1,4) (в основном, магистральные сети от источника тепла), часть магистральных сетей и разводящие сети до тепловых пунктов, находящиеся на балансе других организаций, а также абонентские сети после тепловых пунктов и системы теплоснабжения абонентов.

Отпуск тепла от котельной в тепловую сеть осуществляется по выводу, оснащенному аттестованными приборами учета отпуска тепла. Максимальный диаметр тепловых сетей - 700 мм.

Общая протяженность тепловых сетей ТС № 1,4 на балансе ООО «Смоленская ТСК» в двухтрубном исчислении составляет 4819,0 м при их объеме 2929,0 м<sup>3</sup> и материальной характеристике 6063,8 м<sup>2</sup>. В ведении организаций находится 8898 м теплосетей (до ЦТП).

Структура тепловых сетей котельного цеха ПП «Смоленская ТЭЦ-2» приведена в таблице 1.45.

**Таблица 1.45 - Структура трубопроводов тепловой сети ТС №1,4 в зоне теплоснабжения котельного цеха ПП «Смоленская ТЭЦ-2»**

Тип прокладки	Срок ввода в эксплуатацию	Диаметр трубопровода (мм)/длина участка (м)																			сумма
		50	80	100	125	150	200	250	300	350	400	450	500	600	700	800	900	1000	1200	1400	
прокладка надземная	до 1990г.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	150,0	0,0	839,0	0,0	318,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1307,0
	с 1991г по 1998г.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	с 1999г по 2003г.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	с 2004г.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Сумма		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	150,0	0,0	839,0	0,0	318,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1307,0
Материальная характеристика, м <sup>2</sup>		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	127,8	0,0	889,3	0,0	457,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1475,1
прокладка непроходной канал	до 1990г.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	393,0	0,0	625,0	0,0	2325,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3343,0
	с 1991г по 1998г.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	с 1999г по 2003г.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	с 2004г.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Сумма		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	393,0	0,0	625,0	0,0	2325,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3343,0
Материальная характеристика, м <sup>2</sup>		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	334,8	0,0	662,5	0,0	3348,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4345,3
прокладка по подвалам зданий	до 1990г.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	с 1991г по 1998г.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	с 1999г по 2003г.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	с 2004г.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Сумма		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Материальная характеристика, м <sup>2</sup>		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
в тоннеле, коллекторе, проходном или полупроходном канале	до 1990г.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	50,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	50,0
	с 1991г по 1998г.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	с 1999г по 2003г.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	с 2004г.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	119,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	119,0
Сумма		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	169,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	169,0
Материальная характеристика, м <sup>2</sup>		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	243,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	243,4
прокладка бесканальная	до 1990г.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	с 1991г по 1998г.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	с 1999г по 2003г.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	с 2004г.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Сумма		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Тип прокладки	Срок ввода в эксплуатацию	Диаметр трубопровода (мм)/длина участка (м)																		сумма		
		50	80	100	125	150	200	250	300	350	400	450	500	600	700	800	900	1000	1200		1400	
Материальная характеристика, м <sup>2</sup>		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Сумма по всем прокладкам		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	543,0	0,0	1464,0	0,0	2812,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4819,0
Суммарный объем, м <sup>3</sup>		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	146,1	0,0	607,2	0,0	2175,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2929,0
Материальная характеристика, м <sup>2</sup>		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	462,6	0,0	1551,8	0,0	4049,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6063,8

Анализ исходных данных показал:

- в сетях применяется в основном прокладка в непроходных каналах с изоляцией из минераловаты. Протяженность трубопроводов с таким типом прокладки составляет в двухтрубном исчислении 3343,0 м и материальная характеристика – 4345,3 м<sup>2</sup>.

- следующим по протяженности типом прокладки является надземная прокладка. Протяженность таких трубопроводов в двухтрубном исчислении составляет 1307,0 м и материальная характеристика – 1475,1 м<sup>2</sup>.

- протяженность трубопроводов в полупроходных каналах незначительна – 169 м и материальная характеристика – 243,4 м<sup>2</sup>.

#### **б) электронные и (или) бумажные карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии**

В приложении Б представлена схема тепловых сетей в зоне действия котельного цеха ПП «Смоленская ТЭЦ-2».

**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**

Основная часть грунтов в зоне теплоснабжения ТЭЦ-2 представлена песками, супесями, суглинками и глинами, которые легко подвержены размыву и переносу или транзиту в паводковый период на нижележащие участки реки.

Основной тип прокладки теплопроводов района – прокладка в непроходных каналах с тепловой изоляцией из минераловатных изделий. Следующим по протяженности трубопроводов типом прокладки является надземная прокладка с тепловой изоляцией из минераловаты. Третьим по протяженности типом является прокладка в полупроходных каналах с тепловой изоляцией из минераловаты.

Средняя глубина заложения осей трубопроводов принята равной 2 м.

Для компенсации температурных деформаций кроме П-образных компенсаторов на сетях установлено 703 сальниковых компенсатора со средним диаметром 550 мм

#### **г) описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях**

На сетях установлена запорная арматура в количестве 1905 шт. со средним диаметром 165 мм.

Зона котельной: - тепловая сеть № 1 – полностью; тепловая сеть № 2 от котельной до 2к19 и 2к30.

#### **д) описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов**

Тепловые камеры на магистральных и внутриквартальных тепловых сетях выполнены, в основном, в подземном исполнении и имеют следующие конструктивные особенности:

- основание монолитное железобетонное;
- стены выполнены в железобетонном исполнении из блоков или кирпича, есть камеры с исполнением стен монолитным железобетоном;
- перекрытие выполнено из сборного железобетона (балки, плиты).

Павильоны на магистральных тепловых сетях выполнены в надземном исполнении из сборного железобетона или из металлоконструкций.

#### **е) описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности**

Центральное регулирование отпуска тепла на котельной осуществляется по температурному графику качественно-количественного регулирования отпуска тепла 150/70 °С с нижней срезкой 75 °С и вынужденной верхней срезкой по температуре теплоносителя в подающем трубопроводе 95 °С.

Выбор графика обусловлен присоединением систем отопления по зависимой схеме с элеваторным смешением и повсеместным применением температурного графика 150/70 °С в крупных системах теплоснабжения.

В соответствии с ПТЭ ЭТЭ РФ, пункт 6.2.59, отклонения от заданного теплового режима за головными задвижками СГРЭС-2, при условии работы в расчетных гидравлических и тепловых режимах, должны быть не более:

- температура воды, поступающей в тепловую сеть -  $\pm 3\%$ ;
- по давлению в подающих трубопроводах -  $\pm 5\%$ ;
- по давлению в обратных трубопроводах -  $\pm 0,2$  кгс/см<sup>2</sup>;
- среднесуточная температура сетевой воды в обратных трубопроводах не может превышать заданную графиком более чем на 5 %. От павильонов П-5, П-7 (ЦТП-88,90,91,92), подключенных по независимой схеме, температура обратной сетевой воды не может превышать заданную температурным графиком более чем на 5 – 10 °С.

Температура теплоносителя задается по температурному графику, в зависимости от температуры наружного воздуха постоянно.

Для технологических нужд потребителей пар отпускается через РОУ с параметрами  $P = 30/6$  ата,  $T = 400/250$  °С

#### **ж) фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети**

В тепловой сети принят проектный температурный график 150/70 °С.

Утвержденный эксплуатационный температурный график для отопительного периода 2007-2008 гг. имеет срезку при температуре 95 °С для температуры наружного воздуха - 6 °С.

Анализ соответствия фактических и расчетных температурных режимов выполнен на основе суточных архивов автоматизированной системы контроля и учета теплоты (АС КУТ) за 2008 – 2012 гг.

Сопоставление фактических и расчетных температурных режимов приведено в таблице 1.46.

**Таблица 1.46 - Сопоставление фактических и расчетных температурных режимов**

Месяц/ год	Тем- пера- тура в подаю- щем труб- де, °С	Тем- пера- тура в обрат- ном труб- де, °С	Тем- пера- тура в подаю- щем труб- де, °С	Тем- пера- тура в обрат- ном труб- де, °С	Тем- пера- тура в подаю- щем труб- де, °С	Тем- пера- тура в обрат- ном труб- де, °С	Средняя темпе- ратура наружно- го воз- духа за месяц, °С	Тем- пера- тура в подаю- щем труб- де, °С	Тем- пера- тура в обрат- ном труб- де, °С	
	т/сеть №1,4		т/сеть №2		т/сеть №3			т/сеть №1,4,2/3		
	факт/план							по утвержден- ному графику		
янв.08	73,90	54,60	78,60	48,80	78,60	48,80	-4,9	94,41	49,79	
фев.08	70,70	52,60	73,30	46,70	73,30	46,70	-1,6	81,84	46,16	
мар.08	68,00	49,50	70,10	45,60	70,10	45,60	0,9	74,52	43,36	
апр.08	66,00	47,90	67,90	45,50	67,90	45,50	8,9	70,00	45,44	
май.08	0	0	66,60	48,50	66,60	48,50	10,6	70,00	40	
июн.08	64,20	41,80	67,00	50,40	67,00	50,40	14,7	70,00	40	
июл.08	66,30	46,10	69,50	52,10	69,50	52,10	17,6	70,00	40	
авг.08	60,60	39,70	66,60	50,00	66,60	50,00	16,9	70,00	40	
сен.08	66,40	49,60	67,20	52,10	67,20	52,10	10,8	70,00	40	
окт.08	66,60	48,10	67,80	46,70	67,80	46,70	8,1	70,00	44,96	
ноя.08	70,30	48,80	70,30	46,40	70,30	46,40	0,6	75,41	43,70	
дек.08	75,10	50,30	76,90	48,70	76,90	48,70	-2,8	85,32	47,48	
янв.09	77,40	51,00	80,22	50,20	80,22	50,20	-5,3	92,55	50,21	
фев.09	76,00	50,50	77,86	49,27	77,86	49,27	-5,2	92,27	50,10	
мар.09	70,30	48,60	72,78	47,35	72,78	47,35	-1,2	80,68	45,72	
апр.09	68	48,00	69,15	46,26	69	46,26	6,4	70	43,94	
май.09	67	51,90	71,79	51,95	72	51,95	12,1	70	40	
июн.09			69,60	51,35	70	51,35	15,0	70	40	
июл.09			69,13	51,08	69	51,08	17,3	70	40	
авг.09	60	48,60	69,15	50,39	69	50,39	14,7	70	40	
сен.09	68	56,50	71,78	51,25	72	51,25	12,9	70	40	
окт.09	67	51,80	69,98	45,86	70	45,86	5,3	70	43,28	
ноя.09	69,10	50,10	70,35	46,94	70,35	46,94	2,9	70,00	41,02	
дек.09	75,70	51,60	79,08	49,84	79,08	49,84	-5,7	93,69	50,61	
янв.10	86,39	57,38	90,12	54,50	90,12	54,50	-13,43	115,00	57,88	
фев.10	80,32	56,14	80,20	50,19	80,20	50,19	-6,60	96,24	51,47	
мар.10	73,26	51,30	73,57	47,58	73,57	47,58	-2,20	83,58	46,82	
апр.10	69,02	54,29	69,43	47,16	69,43	47,16	7,65	70	44,66	
май.10	0	0	69,69	49,93	69,69	49,93	15,19	70	40	
июн.10	0	0	69,61	52,11	69,61	52,11	18,13	70	40	
июл.10	64,30	52,39	64,91	48,60	68,08	53,47	22,85	70	40	
авг.10	67,12	47,10	67,01	52,03	67,01	52,03	20,48	70	40	
сен.10	67,82	52,59	68,75	54,46	68,18	49,66	11,01	70	40	
окт.10	69,58	54,67	68,08	59,33	69,29	46,31	3,71	70	40,11	

Месяц/ год	Тем- пера- тура в подаю- щем труб- де, °С	Тем- пера- тура в обрат- ном труб- де, °С	Тем- пера- тура в подаю- щем труб- де, °С	Тем- пера- тура в обрат- ном труб- де, °С	Тем- пера- тура в подаю- щем труб- де, °С	Тем- пера- тура в обрат- ном труб- де, °С	Средняя темпе- ратура наружно- го воз- духа за месяц, °С	Тем- пера- тура в подаю- щем труб- де, °С	Тем- пера- тура в обрат- ном труб- де, °С	
	т/сеть №1,4		т/сеть №2		т/сеть №3			т/сеть №1,4,2/3		
	факт/план							по утвержден- ному графику		
ноя.10	69,86	54,66	70,09	47,61	70,09	47,61	3,11	70,00	40,80	
дек.10	83,86	63,25	84,35	52,88	84,35	52,88	-7,89	99,94	52,86	
январь.11	91,66	50,22	91,66	50,22	91,66	50,22	-5,2			
фев.11	95	50	95	50	102,28	53,76	-8,8			
мар.11	79,9	45	79,9	45	79,9	45	-1,3			
апр.11	70	43	70	43	70	43	5,8			
май.11	70	40	70	40	70	40	13,4			
июн.11	70	40	70	40	70	40	15,5			
июл.11	70	40	70	40	70	40	18,9			
авг.11	70	40	70	40	70	40	17,1			
сен.11	70	40	70	40	70	40	12			
окт.11	70	43	70	43	70	43	6,4			
ноя.11	77,34	44,17	77,34	44,17	77,34	44,17	-0,2			
дек.11	80,98	46,32	80,98	46,32	80,98	46,32	-1,7			
январь.12	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	-6,86			
фев.12	97,66	97,66	97,66	97,66	97,66	97,66	-7,08			
мар.12	78,65	78,65	78,65	78,65	78,65	78,65	-0,51			
апр.12	70	70	70	70	70	70	6,82			
май.12	70	70	70	70	70	70	12,74			
июн.12	70	70	70	70	70	70	16,33			
июл.12	70	70	70	70	70	70	18,45			
авг.12	70	70	70	70	70	70	17,30			
сен.12	70	70	70	70	70	70	11,71			
окт.12	70	70	70	70	70	70	6,15			
ноя.12	73,92	73,92	73,92	73,92	73,92	73,92	1,12			
дек.12	90,9	90,9	90,9	90,9	90,9	90,9	-3,48			

### з) гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

Гидравлический расчет выполнен по характерным магистралям при договорных нагрузках потребителей тепловой энергии.

Результаты расчета представлены в приложении В.2.

Проведенный расчет показывает, что существующей пропускной способности тепловых сетей достаточно для обеспечения качественного теплоснабжения существующих потребителей.

### и) статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние пять лет

Отказы тепловых сетей в зоне теплоснабжения котельного цеха ПП «Смоленская ТЭЦ-2» не зафиксированы.



**к) статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей за последние 5 лет**

Все повреждения были устранены в срок, не превышающий 36 часов.

**л) описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов**

На тепловых сетях в зоне теплоснабжения котельного цеха ПП «Смоленская ТЭЦ-2» проводятся следующие испытания:

1. Испытания на плотность и прочность 2 раза в год – после окончания отопительного сезона и в летний период после капитальных ремонтов. График согласовывается с мэрией Смоленска.

Испытания проводятся по рабочим программам. Испытательное давление составляет не менее 1,25 максимального рабочего, рассчитанного на предстоящий сезон: для прямых трубопроводов – 16 для обратных – 12 ата.

2. Испытания на максимальную температуру не реже одного раза в 5 лет. Проведение испытаний запланировано на 2013 г.. Максимальная температура соответствует температуре срезки по источнику на предстоящий отопительный период – 95 °С.

3. Испытания на тепловые потери. Последние испытания проводились в 2011 году. Данные, полученные в результате испытаний, используются для разработки нормативов тепловых потерь через изоляцию.

4. Испытания на гидравлические потери (пропускную способность). Последние испытания проводились в 2011 году.

5. Кроме того проводится:

- периодическое техническое освидетельствование трубопроводов;
- толщинометрия;
- исследование врезок;
- техническое диагностирование трубопроводов, отработавших свой ресурс.

На основании статистики повреждений, гидравлических испытаний и срока службы трубопроводов выбираются участки тепловой сети, требующие замены, после чего принимается решение о включении участка тепловой сети в план капитального ремонта на следующий год.

**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**

При выполнении капитальных, текущих и аварийных ремонтов руководствуются следующими нормативно-правовыми актами:

- правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды;
- правилами организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей СО 34. 04.181-2003;
- рекомендациями действующих СНиП.

Планирование летних ремонтов осуществляется с учетом результатов испытаний: ежегодных на гидравлическую плотность, раз в пять лет на расчетную температуру и гидравлические потери.

**н) описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенной тепловой энергии (мощности) и теплоносителя**

Нормируемые часовые среднегодовые тепловые потери через изоляцию трубопроводов тепловых сетей определяются по всем участкам тепловой сети с учетом результатов тепловых испытаний с введением поправочных коэффициентов  $K$  на удельные проектные тепловые потери в тепловых сетях (при среднегодовых условиях). При последних испытаниях поправочный коэффициент для прямого надземного трубопровода был определен на уровне 1,52-1,62, для обратного – 1,18-1,22.

Нормируемые месячные тепловые потери определяются исходя из ожидаемых условий работы тепловой сети путем пересчета нормативных среднегодовых тепловых потерь на их ожидаемые среднемесячные значения отдельно для участков подземной и надземной прокладки. Нормируемые годовые потери планируются суммированием тепловых потерь по всем участкам, определенных с учетом нормируемых месячных часовых потерь через изоляцию и времени работы сетей.

Фактические годовые потери тепловой энергии через изоляцию определяются путем суммирования фактических тепловых потерь по участкам тепловых сетей с учетом пересчета нормативных часовых среднегодовых тепловых потерь на фактические среднемесячные значения отдельно для участков подземной и надземной прокладки применительно к фактическим среднемесячным условиям работы тепловых сетей:

- фактических среднемесячных температур воды в подающей и обратной линиях тепловой сети, определенных по эксплуатационному температурному графику при фактической среднемесячной температуре наружного воздуха;
- среднегодовой температуры воды в подающей и обратной линиях тепловой сети, определенной как среднеарифметическое из фактических среднемесячных температур в соответствующих линиях за весь год работы сети;
- среднемесячной и среднегодовой температуре грунта на глубине заложения теплопроводов;
- фактической среднемесячной и среднегодовой температуре наружного воздуха за год.

**о) оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов тепловой энергии**

**Таблица 1.47 -Суммарные тепловые месячные, квартальные и годовые тепловые потери по типам прокладки**

Месяц		Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь		
Нормируемые среднемесячные часовые потери тепла на участках тепловой сети, Гкал/ч	на открытом воздухе	под. тр-д	0,3416	0,3658	0,2863	0,2262	0,1996	0,1921	0,1803	0,1864	0,2044	0,2243	0,2733	0,2914	
		обр. тр-д	0,2502	0,2652	0,2116	0,1677	0,1201	0,1105	0,0954	0,1032	0,1263	0,1652	0,2001	0,2165	
	в подвалах зданий	под. тр-д	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	
		обр. тр-д	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	
	в тоннеле	под. тр-д	0,0225	0,0240	0,0174	0,0131	0,0131	0,0131	0,0131	0,0131	0,0131	0,0131	0,0131	0,0163	0,0179
		обр. тр-д	0,0254	0,0248	0,0139	0,0075	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0075	0,0104	0,0157
	в непроходном канале и бесканальной прокладке		1,0919	1,1224	0,9672	0,8641	0,7941	0,7409	0,7104	0,6971	0,7096	0,7577	0,8616	0,9424	
Сумма за месяц, Гкал/ч.		1,7315	1,8021	1,4964	1,2785	1,1269	1,0566	0,9991	0,9998	1,0534	1,1676	1,3616	1,4838		
Число часов работы тепловых сетей, ч		744	672	744	720	644	619	643	643	619	744	720	744		
Нормируемые месячные тепловые потери, Гкал		1288,22	1211,04	1113,30	920,55	725,72	654,04	642,41	642,86	652,06	868,73	980,33	1103,96		
Нормируемые квартальные тепловые потери, Гкал		I квартал			II квартал			III квартал			IV квартал				
		3612,57			2300,31			1937,34			2953,02				
Нормируемые годовые тепловые потери, Гкал		10803,24													

Месячные тепловые потери тепла с утечкой и технологические затраты по тепловым сетям приведены в таблице 1.48.

**Таблица 1.48 - Месячные тепловые потери тепла с утечкой и технологические затраты по тепловым сетям**

Месяц	Число часов	Число часов ремонта	Утечки, Гкал	Технологические затраты, Гкал				Сумма тепл. потерь с ПСВ, Гкал
				наполнения	испытания	САРЗЫ	сумма	
Январь	744		357,1	0,0	0,0	0,0	0,0	357,1
Февраль	672		332,6	0,0	0,0	0,0	0,0	332,6
Март	744		311,5	0,0	0,0	0,0	0,0	311,5
Апрель	720		265,7	0,0	0,0	0,0	0,0	265,7
Май	644	100	272,0	20,5	15,7	0,0	36,2	308,2
Июнь	619	101	261,4	20,7	15,9	0,0	36,6	298,0
Июль	643	101	271,6	20,7	15,9	0,0	36,6	308,2
Август	643	101	271,6	20,7	15,9	0,0	36,6	308,2
Сентябрь	619	101	261,4	20,7	15,9	0,0	36,6	298,0
Октябрь	744		274,6	0,0	0,0	0,0	0,0	274,6
Ноябрь	720		291,4	0,0	0,0	0,0	0,0	291,4
Декабрь	744		316,0	0,0	0,0	0,0	0,0	316,0
Годовые значения	8256	504	3 486,8	103,4	79,3	0,0	182,7	3 669,4

Годовые и месячные значения тепловых потерь для тепловых сетей приведены в таблице 1.49.

**Таблица 1.49 - Годовые и месячные значения тепловых потерь для тепловых сетей**

Месяц	Число часов	Тепловые потери через изоляцию, Гкал	Сумма тепл. потерь с ПСВ, Гкал	Сумма тепловых потерь, Гкал
Январь	744	1 288,2	357,1	1 645,3
Февраль	672	1 211,0	332,6	1 543,7
Март	744	1 113,3	311,5	1 424,8
Апрель	720	920,6	265,7	1 186,3
Май	644	725,7	308,2	1 033,9
Июнь	619	654,0	298,0	952,1
Июль	643	642,4	308,2	950,6
Август	643	642,9	308,2	951,0
Сентябрь	619	652,1	298,0	950,1
Октябрь	744	868,7	274,6	1 143,3
Ноябрь	720	980,3	291,4	1 271,7
Декабрь	744	1 104,0	316,0	1 420,0
Годовые значения	8256	10 803,2	3 669,4	14 472,7

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

В настоящее время по данным теплоснабжающих организаций предприятия надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации тепловых сетей 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**

Схема присоединения потребителей тепла:

- зависимая - 94,6 %;
- независимая - 5,4 %

К тепловым сетям района на 01.01.2008 г присоединено 145 абонентских вводов, из которых 23 имеют приборы учета потребления тепла.

Все системы горячего водоснабжения подключены по закрытой двухступенчатой смешанной схеме.

**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**

Все ЦТП и индивидуальные тепловые пункты в зоне теплоснабжения котельной оснащены приборами коммерческого учета.

**т) анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханики и связи**

Диспетчерская служба выполняет следующие функции:

- управление гидравлическими режимами магистральных тепловых сетей на выходе из котельной;
- регулирование температуры в подающем трубопроводе тепломагистрали на город на выходе с котельной.

Диспетчерская служба удовлетворительно справляется со своей задачей.

**у) уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций**

Все ЦТП:

- терморегуляторами системы ГВС, которые обеспечивают поддержание температуры горячей воды в заданном диапазоне регулирования;
- регуляторами перепада давления в системе отопления;
- автоматизированной системой телеметрического контроля и управления технологическими процессами, которая обеспечивает создание информационной сети о состоянии технологического объекта, отчет по коммерческим узлам учета энергоресурсов, прогнозирование, обнаружение и оповещение об аварийных ситуациях с выводом всей необходимой информации диспетчеру через программу «Телескоп+».

**ф) сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления**

Защита оборудования котельной, магистральной тепловой сети и потребителей от повышения давления осуществляется предохранительными клапанами.

Для защиты потребительского оборудования абонентов от недопустимого превышения давления во всех ЦТП на обратных трубопроводах систем отопления и ГВС устанавливаются устройства для сброса давления - предохранительные клапаны.

**х) перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию**

В зоне действия котельной бесхозных сетей не выявлено.

**ЧАСТЬ 4 ЗОНЫ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ**

Зона теплоснабжения котельного цеха ПП «Смоленская ТЭЦ-2» приведена на рисунке 1.8.

Как видно, система теплоснабжения котельного цеха Смоленской ТЭЦ-2 обеспечивает теплом около 16 % всей тепловой нагрузки в г. Смоленске.



Рисунок 1.8 - Зона теплоснабжения котельного цеха ПП «Смоленская ТЭЦ-2»

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

**а) значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха**

Присоединенная тепловая нагрузка котельного цеха ПП «Смоленская ТЭЦ-2» приведена в таблице 1.50.

**Таблица 1.50 - Присоединенная тепловая нагрузка к тепловой сети**

Тип теплоносителя, его параметры <sup>1</sup>	Присоединенная тепловая нагрузка к тепловой сети, Гкал/ч															
	2008				2009				2010				2011			
	отоп.- вент.	ГВС	технологию	сумма	отоп.- вент.	ГВС	технологию	сумма	отоп.- вент.	ГВС	технологию	сумма	отоп.- вент.	ГВС	технологию	сумма
Сетевая вода	138,9	6,5	0	145,4	130,5	5,8	0	136,3	130,9	5,9	0	136,8	131,5	5,9	0	137,4
2,5-7 кгс/см <sup>2</sup>	24,2	1,15	9,8	35,15	23	1	9,8	33,8	23	1	9,8	33,8	24,3	1,1	9,8	35,2

Потребителями тепловой энергии котельной являются как жилищно-коммунальный сектор (ЖКС), так и промышленные предприятия.

Распределение договорных тепловых нагрузок по элементам территориального деления – микрорайонам г. Смоленска с разбивкой по видам теплопотребления представлено в таблице 1.51.

**Таблица 1.51 - Договорная тепловая нагрузка котельной по элементам территориального деления**

Наименование (номер) микрорайона (поселка)	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч			
	отопление	технология	среднечасовое ГВС	Суммарная нагрузка
Заднепровский	131,5	0	5,9	137,4

**б) случаи (условия) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии**

Применение индивидуального теплоснабжения в зоне котельной ПП «Смоленская ТЭЦ-2» не выявлено.

**в) значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом**

В таблице 1.52 представлены значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления г. Смоленска за отопительный период и за год в целом рассчитанные на основании договорных нагрузок.



**Таблица 1.52 - Расчетные значения потребления тепловой энергии в зоне действия котельного цеха ТЭЦ-2 по месяцам 2012 г.**

Период	Отпуск тепла за месяц 2012 г., Гкал		Среднечасовой отпуск тепла, Гкал/ч	
	горячей водой	паром	горячей водой	паром
Январь	43386	12662	58,3	17,0
Февраль	45078	12302	64,8	17,7
Март	35029	11262	47,1	15,1
Апрель	24714	8070	34,3	11,2
Май	0	5359	0,0	7,2
Июнь	0	5251	0,0	7,3
Июль	0	5053	0,0	6,8
Август	0	5241	0,0	7,0
Сентябрь	6570	5670	9,1	7,9
Октябрь	23792	12087	32,0	16,2
Ноябрь	33982	9584	47,2	13,3
Декабрь	46551	13461	62,6	18,1
<b>2012 год</b>	<b>259910</b>	<b>106002</b>	<b>29,6</b>	<b>12,1</b>

**г) значение потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источников тепловой энергии**

Суммарная тепловая нагрузка потребителей зоны теплоснабжения котельного цеха по заключенным договорам (по состоянию на 01.04.2012) составила 173,4 Гкал/ч в сетевой воде и 35,2 Гкал/ч – в паре.

В таблице 1.53 приведены достигнутые максимумы тепловой нагрузки (с учетом собственных и хозяйственных нужд).

**Таблица 1.53 – Достигнутые максимумы тепловой нагрузки (с учетом собственных и хозяйственных нужд)**

Дата максимума тепловой нагрузки	Тепловая нагрузка, Гкал/ч	Температура наружного воздуха, °С
27 января 2010	108,2 ГВ – 83,8; пар – 24,4	-21,7
20 февраля 2011	102,4 ГВ – 80,5; пар – 21,9	-17,5
4 февраля 2012	103,5 ГВ – 81,4; пар – 22,1	-20,6

Сопоставление договорной и фактической, приведенной к расчетным условиям, тепловой нагрузки приведено в таблице 1.54.

**Таблица 1.54 - Сопоставление договорной и фактической, приведенной к расчетным условиям, тепловой нагрузки**

Теплоноситель	Договорная тепловая нагрузка со среднечасовым ГВС, Гкал/ч	Достигнутый максимум, Гкал/ч	Фактическое теплопотребление, приведенное к расчетной температуре наружного воздуха (с потерями), Гкал/ч	Соотношение фактического теплопотребления (без учета тепловых потерь) и договорных тепловых нагрузок, %
Сетевая вода	137,4	81,4	97,4	71
Пар	35,2	22,1	23,8	68

**д) существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение**

Нормы потребления тепловой энергии являются едиными для всего города и приведены в приложении Г.

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

а) балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии

Баланс тепловой мощности котельных приведен в таблице 1.55.

**Таблица 1.55 - Баланс тепловой мощности котельного цеха**

Тепловая мощность, Гкал/ч		Расход тепла на собственные нужды		Расход тепла на хозяйственные нужды		Тепловая мощность котельной нетто, Гкал/ч	Фактические приведенные тепловые нагрузки потребителей, Гкал/ч	Резерв / дефицит от фактических нагрузок, Гкал/ч
установленная	располагаемая	Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч			
191,3	191,3	9,6	13,7	0,3	0,4	181,4	121,2	60,2

б) резерв и дефицит тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии

Резерв тепловой мощности в зоне действия источника тепла приведен в таблице 1.55.

в) гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующие существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника к потребителю

Приведены в п. 3) части 3.

г) причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения

Дефицит тепловой мощности отсутствует.

д) резерв тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможность расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности

При необходимости часть тепловой нагрузки с паровой котельной может быть передана на водогрейную котельную.

## ЧАСТЬ 7. БАЛАНС ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

а) утвержденные балансы 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

ХВО работает по схеме: механическая фильтрация в мехфильтрах, Н-катионирование с «голодной» регенерацией фильтров 2-х ступенчатое

Na-катионирование – для паровой котельной, механические и ионитовые фильтры работают по параллельной схеме.

ХВО для подпитки теплосети работает по схеме: механическая фильтрация в мехфильтрах, H-катионирование с «голодной» регенерацией, одноступенчатое Na-катионирование.

Расчетная производительность водоподготовительной установки для подпитки тепловой сети на котельной - 60 т/ч.

Баланс производительности водоподготовительных установок теплоносителя, установленных на теплоисточниках, и максимально-часовой подпитки тепловых сетей приведен в таблице 1.56.

**Таблица 1.56 - Баланс производительности водоподготовительных установок и максимально-часовых технологических потерь теплоносителя тепловых сетей**

Производительность ХВО на подпитку теплосети, м <sup>3</sup> /ч	Фактическая максимальная подпитка тепловой сети, м <sup>3</sup> /час	Нормативный расход подпиточной воды, м <sup>3</sup> /час	Нормативная аварийная подпитка теплосети, м <sup>3</sup> /ч	Резерв ВПУ / дефицит
100	41,8	28,5	98,31	71,5

**б) утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения**

В соответствии со СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» (п. 6.17) в закрытых системах теплоснабжения аварийная подпитка в количестве 2 % от объема воды в тепловых сетях и присоединенных к ним систем теплопотребления осуществляется химически не обработанной и недеаэрированной водой и не влияет на производительность ВПУ.

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

**а) описание видов и количества используемого основного топлива**

**Таблица 1.57 – Описание видов и количества топлива**

Вид топлива			Количество использованного топлива за 2012 год, т		
основное	резервное	аварийное	основное	резервное	аварийное
Газ природный	Мазут топочный	-	61809,9	13,8	-

Как видно, доля природного газа составляет около 100 % в топливном балансе котельной.

**б) описание видов резервного в соответствии с нормативными требованиями**

Резервное топливо - мазут.

**в) описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки**

ООО «Смоленск Облгаз»

Характеристика природного газа:

низшая теплота сгорания –8159 ккал (август 2013 года).

Характеристика мазута:

Плотность мазута – Емкость №1 - 0,9734 т/м<sup>3</sup>;

Емкость №2- 0,9629 т/м<sup>3</sup>;

Емкость №3 – 0,9609 т/м<sup>3</sup>;

Емкость №4 – 0,932 т/м<sup>3</sup> (Данные за август 2013 года)

низшая теплота сгорания – 9682 ккал.

**г) анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха**

Сложности с обеспечением теплоисточника топливом в периоды расчетных температур наружного воздуха в городе отсутствуют.

## **ЧАСТЬ 9 НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

**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**

Надежность работы действующих теплосетей для каждой зоны определяется в соответствии со СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» по трём критериям:

- вероятность безотказной работы (Р) - способность системы не допускать отказов, приводящих к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданиях ниже +12°С, в промышленных зданиях ниже 8 °С, более числа раз, установленных нормативами. Нормативная величина для тепловых сетей 0,9;

- живучесть системы (Ж) – способность системы сохранять свою работоспособность в аварийных условиях, а также более длительных остановов (более 54 ч).

**б) анализ аварийных отключений потребителей**

Ограничений в подаче тепла не отмечено.

**в) анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений**

Среднее время, затраченное на восстановление теплоснабжения, не превысило 36 часов.

**г) графический материал (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения)**

Подробный расчет надежности системы теплоснабжения города приведен в приложении Д.

## ЧАСТЬ 10 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ И ТЕПЛОСЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ

Сведения о технико-экономических показателях работы котельной приведены в таблице 1.58.

**Таблица 1.58 - Сведения о технико-экономических показателях работы котельной**

Наименование показателя		Годы					
		2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 (I п/г)
1 Установленная тепловая мощность, Гкал		259	259	259	259	259	259
в том числе		235	235	235	235	235	235
1.1 паровых котлов, т/ч							
1.2 водогрейных котлов, Гкал/ч		100	100	100	100	100	100
2 Отпуск тепла потребителям, всего, Гкал		549378	454633	403 803	404 651	415 954	245 298
3 Суммарный расход сырой воды на собственные нужды, т		744412	559231	935 242	971 125	1 034 500	609 571
4 Расход химочищенной воды, т		312832	267329	236 484	237 745	243 176	126 091
5 Расход воды на другие производственные нужды, т		34260	30649	449178	469959	451230	
6 Расход подпиточной воды теплосети, т		265819	129850	167 734	193 437	283 188	172 362
7 Расход воды на восполнение потерь в тепловой схеме, т		47531	39212	234605	240490	243176	
8 Расход топлива, т у.т	Н	90758	75191	67192,9	67343,5	69243,2	40834,3
	Ф	90758	75191	67192,9	67477,2	69245,4	40834,3
в том числе		тыс. м <sup>3</sup>	75129	65751	58688	58372	60431
8.1 природный газ	т у.т.	85974	75191	67152,1	66865,9	69238,2	35651
	%	94,7	100	99,9	99,01	99,99	100
	т	3904	0	30	449	5	0
8.2 мазут топочный	т у.т.	4783	0	40,8	611,3	7	0
	%	5,3	0	0,1	0,9	0,01	0
	Н	165,20	165,39	166,40	166,42	166,47	166,47
9 Удельный расход топлива на отпуск теплоэнергии, кг у.т./Гкал	Ф	165,20	165,39	166,40	166,75	166,47	166,47
10 Экономия (-), перерасход (+), т у.т		0	0	0	133,7	2,2	0
11 Расход электроэнергии на собственные нужды на отпуск теплоэнергии, тыс.кВт·ч		14931	12627	11016,69	11047,7	11674,82	6649,494
12 Удельный расход электроэнергии на отпуск тепла, кВтч/Гкал		27,18	27,77	27,28	27,30	28,07	27,11
13 Максимальная тепловая нагрузка, Гкал/ч		153,0	135,6	100,2	102,54	108,2	102,4
14 Минимальная тепловая нагрузка, Гкал/ч		9	7,4	6,8	7,2	6,7	
15 Число часов в работе, ч/год, в том числе							
15.1 паровые котлы		21917	19150	14520	14393	13730	
15.2 водогрейные котлы		8271	6514	8247	7436	7583	
16 Количество пусков паровых котлов		59	43	25	27	26	
17 Коэффициент использования тепловой мощности котлов, (пар.кот. / водогр. кот.) %		27,7/ 23,4	24,8/ 16,6	16,6/ 23,1	16,1/ 24,3	14,1/ 29,1	
18 Теплота сгорания сожженного топлива, ( $Q_H^p$ ), в том числе							
18.1 природный газ (ккал/м <sup>3</sup> )		8010	8005	8010	8018,6	8020	8018
18.2 мазут, ккал/кг		9530	9530	9530	9530	9792	
19 Себестоимость тепловой энергии, руб./Гкал в том числе		356,98	438,18	550,20	626,48	755,78	785,87

Наименование показателя	Годы					
	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 (I п/г)
19.1 топливная составляющая, %	54,0	3,4	52,3	53,7	57,2	62,07
19.2 условно-постоянные расходы, %	46	46,6	47,6	46,3	42,8	37,93
21 Численность промышленно-производственного персонала (ср.списочная)*	252	228	217	238	237	235
Примечание - * В 2007 г. – 24 чел АУП переведены в ИД						

Основные технико-экономические показатели котельного цеха ПП «Смоленская ТЭЦ-2» сведены в таблице 1.59.

**Таблица 1.59– Показатели экономичности котельной в 2012 г.**

Год	Отпущено т/э, Гкал	Расход э/э на собственные нужды		Удельный расход э/э		Фактический уельный расход условного топлива	
		на выработку э/э, тыс.кВт*ч	на отпуск т/э, тыс.кВт*ч	на выработку единицы э/э, %	на отпуск единицы т/э, кВт*ч/Гкал	на отпущенную э/э, гу.т./кВт*ч	на отпущенную т/э, кгу.т./Гкал
2012	365912		9371		168,96		61823,7
2011	392556		20789		167,36		65699,7
2010	415954		21212		166,47		69243,2
2009	404651		20990		166,75		67343,5
2008	403803		11017		166,4		67192,9
2007	454633		12631		165,4		75191

## ЧАСТЬ 11 ЦЕНЫ (ТАРИФЫ) В СФЕРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

**а) динамика 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**

Динамика утвержденных тарифов приведена в таблице 1.35.

**б) структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения**

**Таблица 1.60 - Структура затрат на производство теплоты за 2008-2010 гг. (в тыс. руб.)**

Статьи затрат	2008 г		2009 г		2010 г	
	план	факт	план	факт	план	факт
1. Отпуск тепла, Гкал	446332	403803	452998	404651	496014	415954
2. Топливо	128425	116250,7	154722	136020,9	210247	175959,7
3. Энергия со стороны	18711	18463,9	23635	22786,5	25800	30271,2
4. Вода на технологические цели	0	0	0	0	0	0
5. Услуги производ. характера	32955	29931,4	34295	31041,8	36726	36797,4
6. Вспомогательные материалы	17411	16997,8	22810	19653,6	17017	15524,3
7. Фонд оплаты труда	20585	20735,8	24575	26559	30309	30128,5
8. Отчисления на соцстрах	5484	5395,3	6076	6707,5	7880	8074,9
9. Аморт. основных средств	2075	2058,1	2188	2175,5	4385	5562,7
10. Прочие денежные расходы	10538	9342,9	5420	5100,2	6213	6463,4
11. Плата за выбросы и сбросы	175	155,7	230	210,5	200	197,2
12. Плата за землю	2800	2799,2	3175	3197,3	5000	5323,6
13. Страх. от несч. случаев	41	41,5	49	53,2	61	66,5
<b>14. Итого затрат</b>	<b>239200</b>	<b>222172,3</b>	<b>277175</b>	<b>253506</b>	<b>343838</b>	<b>314369,4</b>
<b>15. Себестоимость 1 Гкал</b>	<b>535,92</b>	<b>550,20</b>	<b>611,87</b>	<b>626,48</b>	<b>693,20</b>	<b>755,78</b>

**в) плата за подключение к системе теплоснабжения и поступление денежных средств от осуществления указанной деятельности**

Плата за подключение к системе теплоснабжения, утвержденная для ООО «Смоленская ТСК» на 2013 год: 2 451,47 руб/(Гкал/час) (без НДС).

Поступило денежных средств от платы за подключение в 2013 году (по состоянию на 01.10.2013) -17 251 934,14 руб.

**г) плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей**

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности с потребителей тепловой энергии котельного цеха ПП «Смоленской ТЭЦ-2» не осуществляется.



## МУНИЦИПАЛЬНЫЕ КОТЕЛЬНЫЕ

### ЧАСТЬ 2. ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

В городе действует 63 муниципальных котельные, которые находятся в ведении МУП «Смоленсктеплосеть».

#### а) структура основного оборудования

Установленное на теплоисточниках основное оборудование приведено в таблице 1.61.

**Таблица 1.61 – Характеристика муниципальных котельных**

Наименование и адрес котельной	Тип и марка котлов, шт.х тип	Установленная мощность, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч
№ 1 Н-Неман,6	12хКВТС-1	12,0	11,7
№ 2 Ак. Петрова, 9	6хКВТС-1	6,0	5,9
№ 4 Ак. Петрова, 2	5хКВТС-1	5,0	4,9
№ 5 Нахимова, 5	6хКВТС-1	5,0	4,9
№ 6 2-ой Краснофл. пер., 38	4хКВТС-1	4,0	3,9
№ 7 Вяземская, 5	6хКВТС-1, 2хКСВ-1,86	9,7	9,5
№ 8 Парковая, 20	2хКВТС-1, 2хКВТС-0,5	3,0	2,9
№ 12 Вишенки	4хКВТС-1, 2хКВГ-2.32, КВГ-2,32-95Н	12,0	11,7
№ 13 Обл. больн. Гагарина, 27	3хДКВР-4/13	5,1	5,1
№ 14 Гедеоновка	3хДКВР-2,5/13	6,6	6,5
№ 15 Кловская, 46	1хТВГ-1,5, 3хКВТС-1, 2хКВ 2/95	8,5	8,3
№ 16 Кловская, 19	4хКВТС-1	4,0	3,9
№ 18 Гарабурды, 13	9хКВТС-1 3хТВГ-1,5	13,5	13,2
№ 19 Ситники.1 М.Еременко, 22	8хКВТС-1	8,0	7,8
№ 20 Ситники..2 М.Еременко, 44	8хКВТС-1	8,0	7,8
№ 21 Ситники.3 М. Городнянского,1	2хТВГ-8М, 1хКВГ-6,5	23,0	22,5
№ 23 СШ № 19 Лукина,19	2хКВТС-1	1,5	1,5
№ 24 СШ № 10 Гастелло,10	4хКВТС-1	4,0	3,9
№ 25 Баня № 5 Зя Северная	2хКВТС-1	2,0	2,0
№ 26 1я Гор Больница, Фрунзе, 40	2xE 1-0,9Г-3	1,3	1,3
№ 27 Сан. Лесн. Школа Красный бор	1хКВТС-1 , 1хКВТС-0,5	1,5	1,5
№ 28 Дубровенская шк.-интернат	4хКВТС-1	4,0	4,0
№ 29 СШ № 5 Красный бор	2хКВТС-1	2,0	2,0
№ 30 Д/сад № 6 Красный бор	2хКВТС-1	2,0	2,0
№ 31 Дом ребенка Красный бор	3хКВТС-1	3,0	3,0
№ 32 ЖБИ Соболева,116	2хКВ-ГМ-2,32- 115М	4,0	3,9
№ 33 СШ № 18 Рабочая.4 п. Гнездово	4хКВТС-1	4,0	3,9
№ 34 2-й Краснофлотский пер., 40а	6хКВТС-1	6,0	5,9
№ 35 Лавочкина, 39	6хКВТС-1	6,0	5,9
№ 36 Ситники.4. Лавочкина, 54б	4хКСВ-2,9	10,0	9,8
№ 37 Торфопредприятие, 44	3хКВТС-1	3,0	2,9
№ 38 М.Краснофлотская, 31а	6хКВТС-1	6,0	5,9

Наименование и адрес котельной	Тип и марка котлов, шт.х тип	Установленная мощность, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч
№ 39 Строгань, 7	6хКВТС-1	6,0	5,9
№ 40 Миловидово	5хКВТС-1	5,0	4,9
№ 41 4-й Краснофлотский пер., 4а	3хКВТС-1, 2хКВТС-0,5	4,0	3,9
№ 42 Лавочкина, 47/1	4хКВТС-1	4,0	3,9
№ 43 Ракитная ул. Энергетиков, 1	4хБратск-1	4,0	3,9
№ 44 Радищева, 14а	3хКВТС-1	3,0	2,9
№ 45 Николаева, 21б крышная	4хКВУ-125	0,4	0,4
№ 46 Гнездово	2хДКВР 20/13	11,4	11,1
№ 47 Николаева, 27а крышная	7хКВУ-125	0,8	0,7
№ 50 Смолмебель Соболева,113	2хДКВР 10/13	18,8	18,3
№ 51 Автобаза № 5	2хДКВР-2,5/13	4,4	4,3
№ 52 Революционная, 8	2хКВГМ-0,75	1,5	1,5
№ 53 Н-Неман, 1	4хКВ-1/95	4,0	3,9
№ 54 З.Космодемьянской, 4	4хКва-2,5	8,6	8,4
№ 55 Красненское ш.	5хФакел 1хКВГ-1	6,0	5,9
№ 56 Коминтерна	2хНР-18 3хКСВА-1	3,7	3,6
№ 57 Юннатов, 5	2хPREX-350	0,6	0,6
№ 59 Гагарина, 26 (1)	PREX-470	0,7	0,7
№ 60 Гагарина, 26 (П)	3хPREX-470	1,2	1,2
№ 61 Гагарина, 26 (Ш)	3хPREX-350	0,9	0,9
№ 63 Гагарина, 76	2хPREX-350	0,6	0,6
№ 64 Дохтурова, 29	2хPREX-550	0,9	0,9
№ 65 Николаева, 27 а (В)	5хКВУ-125	0,5	0,5
№ 66 Колхозный пер, 48	КВ-3	6,0	6,0
№ 67 Нахимова,18	4хКВГ-2,32	8,0	7,8
№ 68 Кловка, 27	2хКВГ-1,1-115	2,0	2,0
№ 69 Московский большак, 12	2хИШМА-50	0,9	0,8
Октябрь.48 (Хладосервис)	2хКВГМ -1,5	2,0	2,0
Станционная, 1 БМК	2хКВГМ-1	3,0	2,9
Сортировка БМК	3хGKS Dynaterm 5000	15,0	15,0
"ОАО ЦИБ 79"	2хДКВР-4/13	10,2	10,0

**б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки**

Теплофикационная мощность на котельных не установлена.

**в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности**

Сопоставление установленной и мощности нетто приведено в таблице 1.62.

**Таблица 1.62 – Сопоставление установленной и мощности нетто**

Наименование и адрес котельной	Установленная мощность, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	Отклонение
№ 1 Н-Неман, 6	12	11,7	0,3
№ 2 Ак. Петрова, 9	6	5,9	0,1
№ 4 Ак. Петрова, 2	5	4,9	0,1
№ 5 Нахимова, 5	5	4,9	0,1
№ 6 2-ой Краснофл. пер., 38	4	3,9	0,1
№ 7 Вяземская, 5	9,7	9,5	0,2
№ 8 Парковая, 20	3	2,9	0,1
№ 12 Вишенки	12	11,7	0,3
№ 13 Обл. больн. Гагарина, 27	5,1	5,1	0
№ 14 Гедеоновка	6,6	6,5	0,1
№ 15 Кловская, 46	8,5	8,3	0,2
№ 16 Кловская, 19	4	3,9	0,1
№ 18 Гарабурды, 13	13,5	13,2	0,3
№ 19 Ситники.1 М.Еременко, 22	8	7,8	0,2
№ 20 Ситники..2 М.Еременко, 44	8	7,8	0,2
№ 21 Ситники.3 М. Городнянского, 1	23	22,5	0,5
№ 23 СШ № 19 Лукина, 19	1,5	1,5	0
№ 24 СШ № 10 Гастелло, 10	4	3,9	0,1
№ 25 Баня № 5 Зя Северная	2	2	0
№ 26 1я Гор Больница, Фрунзе, 40	1,3	1,3	0
№ 27 Сан. Лесн. Школа Красный бор	1,5	1,5	0
№ 28 Дубровенская шк.-интернат	4	4	0
№ 29 СШ № 5 Красный бор	2	2	0
№ 30 Д/сад № 6 Красный бор	2	2	0
№ 31 Дом ребенка Красный бор	3	3	0
№ 32 ЖБИ Соболева, 116	4	3,9	0,1
№ 33 СШ № 18 Рабочая, 4 п. Гнездово	4	3,9	0,1
№ 34 2-й Краснофлотский пер., 40а	6	5,9	0,1
№ 35 Лавочкина, 39	6	5,9	0,1
№ 36 Ситники.4, Лавочкина, 54б	10	9,8	0,2
№ 37 Торфопредприятие, 44	3	2,9	0,1
№ 38 М.Краснофлотская, 31а	6	5,9	0,1
№ 39 Строгань, 7	6	5,9	0,1
№ 40 Миловидово	5	4,9	0,1
№ 41 4-й Краснофлотский пер, 4а	4	3,9	0,1
№ 42 Лавочкина, 47/1	4	3,9	0,1
№ 43 Ракитная ул. Энергетиков, 1	4	3,9	0,1
№ 44 Радищева, 14а	3	2,9	0,1
№ 45 Николаева, 21б крышная	0,4	0,4	0

Наименование и адрес котельной	Установленная мощность, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	Отклонение
№ 46 Гнездово	11,4	11,1	0,3
№ 47 Николаева, 27а крышная	0,8	0,7	0,1
№ 50 Смолмебель Соболева, 113	18,8	18,3	0,5
№ 51 Автобаза № 5	4,4	4,3	0,1
№ 52 Революционная, 8	1,5	1,5	0
№ 53 Н-Неман, 1	4	3,9	0,1
№ 54 З.Космодемьянской, 4	8,6	8,4	0,2
№ 55 Красненское ш.	6	5,9	0,1
№ 56 Коминтерна	3,7	3,6	0,1
№ 57 Юнатов, 5	0,6	0,6	0
№ 59 Гагарина, 26 (1)	0,7	0,7	0
№ 60 Гагарина, 26 (П)	1,2	1,2	0
№ 61 Гагарина, 26 (Ш)	0,9	0,9	0
№ 63 Гагарина, 76	0,6	0,6	0
№ 64 Дохтурова, 29	0,9	0,9	0
№ 65 Николаева, .27 а (В)	0,5	0,5	0
№ 66 Колхозный пер., 48	6	6	0
№ 67 Нахимова, 18	8	7,8	0,2
№ 68 Кловка, 27	2	2	0
№ 69 Московский большак, 12	0,9	0,8	0,1
Октябрь.48 (Хладосервис)	2	2	0
Станционная, 1 БМК	3	2,9	0,1
Сортировка БМК	15	15	0
"ОАО ЦИБ 79"	10,2	10	0,2
Сумма	331,8	325,3	6,5

**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 и параметры тепловой мощности нетто приведены в таблице 1.63.

**Таблица 1.63 - Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто**

Наименование и адрес котельной	Установленная мощность, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч
№ 1 Н-Неман, 6	12	0,3	11,7
№ 2 Ак. Петрова, 9	6	0,1	5,9
№ 4 Ак. Петрова, 2	5	0,1	4,9
№ 5 Нахимова, 5	5	0,1	4,9
№ 6 2-ой Краснофл. пер., 38	4	0,1	3,9
№ 7 Вяземская, 5	9,7	0,2	9,5
№ 8 Парковая, 20	3	0,1	2,9
№ 12 Вишенки	12	0,3	11,7
№ 13 Обл. больн. Гагарина, 27	5,1	0	5,1
№ 14 Гедеоновка	6,6	0,1	6,5
№ 15 Кловская, 46	8,5	0,2	8,3
№ 16 Кловская, 19	4	0,1	3,9
№ 18 Гарабурды, 13	13,5	0,3	13,2
№ 19 Ситники.1 М.Еременко, 22	8	0,2	7,8
№ 20 Ситники..2 М.Еременко, 44	8	0,2	7,8
№ 21 Ситники.3 М. Городнянского, 1	23	0,5	22,5
№ 23 СШ № 19 Лукина, 19	1,5	0	1,5
№ 24 СШ № 10 Гастелло, 10	4	0,1	3,9
№ 25 Баня № 5 Зя Северная	2	0	2
№ 26 1я Гор Больница, Фрунзе, 40	1,3	0	1,3
№ 27 Сан. Лесн. Школа Красный бор	1,5	0	1,5
№ 28 Дубровенская шк.-интернат	4	0	4
№ 29 СШ № 5 Красный бор	2	0	2
№ 30 Д/сад № 6 Красный бор	2	0	2
№ 31 Дом ребенка Красный бор	3	0	3
№ 32 ЖБИ Соболева, 116	4	0,1	3,9
№ 33 СШ № 18 Рабочая, 4 п. Гнездово	4	0,1	3,9
№ 34 2-й Краснофлотский пер., 40а	6	0,1	5,9
№ 35 Лавочкина, 39	6	0,1	5,9
№ 36 Ситники.4, Лавочкина, 54б	10	0,2	9,8
№ 37 Торфопредприятие, 44	3	0,1	2,9
№ 38 М.Краснофлотская, 31а	6	0,1	5,9
№ 39 Строгань, 7	6	0,1	5,9
№ 40 Миловидово	5	0,1	4,9
№ 41 4-й Краснофлотский пер, 4а	4	0,1	3,9
№ 42 Лавочкина, 47/1	4	0,1	3,9
№ 43 Ракитная ул. Энергетиков, 1	4	0,1	3,9

Наименование и адрес котельной	Установленная мощность, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч
№ 44 Радищева, 14а	3	0,1	2,9
№ 45 Николаева, 21б крышная	0,4	0	0,4
№ 46 Гнездово	11,4	0,3	11,1
№ 47 Николаева, 27а крышная	0,8	0,1	0,7
№ 50 Смолмебель Соболева, 113	18,8	0,5	18,3
№ 51 Автобаза № 5	4,4	0,1	4,3
№ 52 Революционная, 8	1,5	0	1,5
№ 53 Н-Неман, 1	4	0,1	3,9
№ 54 З.Космодемьянской, 4	8,6	0,2	8,4
№ 55 Красненское ш.	6	0,1	5,9
№ 56 Коминтерна	3,7	0,1	3,6
№ 57 Юнатов, 5	0,6	0	0,6
№ 59 Гагарина, 26 (1)	0,7	0	0,7
№ 60 Гагарина, 26 (П)	1,2	0	1,2
№ 61 Гагарина, 26 (Ш)	0,9	0	0,9
№ 63 Гагарина, 76	0,6	0	0,6
№ 64 Дохтурова, 29	0,9	0	0,9
№ 65 Николаева, 27 а (В)	0,5	0	0,5
№ 66 Колхозный пер., 48	6	0	6
№ 67 Нахимова, 18	8	0,2	7,8
№ 68 Кловка, 27	2	0	2
№ 69 Московский большак, 12	0,9	0,1	0,8
Октябрь.48 (Хладосервис)	2	0	2
Станционная, 1 БМК	3	0,1	2,9
Сортировка БМК	15	0	15
"ОАО ЦИБ 79"	10,2	0,2	10
<b>Сумма</b>	<b>331,8</b>	<b>6,5</b>	<b>325,3</b>

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

В таблице 1.64 приведена степень износа основного оборудования котельных.

**Таблица 1.64 – Степень износа основного оборудования котельных**

Наименование и адрес котельной	Год ввода в эксплуатацию	Износ котельного оборудования, %
№ 1 Н-Неман, 6	1985-2004	72,9
№ 2 Ак. Петрова, 9	2002-2004	73,4
№ 4 Ак. Петрова, 2	1995-1997	30,1
№ 5 Нахимова, 5	2001-2003	73,2
№ 6 2-ой Краснофл. пер., 38	2003	35,7

Наименование и адрес котельной	Год ввода в эксплуатацию	Износ котельного оборудования, %
№ 7 Вяземская, 5	1993-2004	73
№ 8 Парковая, 20	2002-2004	57,5
№ 12 Вишенки	1988-1992	56,4
№ 13 Обл. больн. Гагарина, 27	2002-2007	28,5
№ 14 Гедеоновка	1971	39
№ 15 Кловская, 46	1970-1974	51,1
№ 16 Кловская, 19	1995-2003	52,3
№ 18 Гарабурды, 13	1994-1995	66,8
№ 19 Ситники.1 М.Еременко, 22	1990-2004	59,9
№ 20 Ситники..2 М.Еременко, 44	1994-2004	57
№ 21 Ситники.3 М. Городнянского, 1	1993-2004	45,3
№ 23 СШ № 19 Лукина, 19	1984-1989	40,5
№ 24 СШ № 10 Гастелло, 10	1993-2004	56,7
№ 25 Баня № 5 Зя Северная	1990-1994	58,4
№ 26 1я Гор Больница, Фрунзе, 40	1993-2003	30,1
№ 27 Сан. Лесн. Школа Красный бор	1994	79
№ 28 Дубровенская шк.-интернат	1993-2002	53,8
№ 29 СШ № 5 Красный бор	1995-2003	41,7
№ 30 Д/сад № 6 Красный бор	1993	29,6
№ 31 Дом ребенка Красный бор	1993	29,8
№ 32 ЖБИ Соболева, 116	1993	57,1
№ 33 СШ № 18 Рабочая, 4 п. Гнездово	1977-1982	43
№ 34 2-й Краснофлотский пер., 40а	1992-1990	57,3
№ 35 Лавочкина, 39	1995-2005	63,6
№ 36 Ситники.4, Лавочкина, 54б	1994-2002	25,2
№ 37 Торфопредприятие, 44	1998	58,9
№ 38 М.Краснофлотская, 31а	1998-2005	40,3
№ 39 Строгань, 7	2003	37,3
№ 40 Миловидово	1992-2005	40,4
№ 41 4-й Краснофлотский пер, 4а	2002-2003	80,9
№ 42 Лавочкина, 47/1	1999-2004	63,6
№ 43 Ракитная ул. Энергетиков, 1	1998-2003	54,2
№ 44 Радищева, 14а	1989	100
№ 45 Николаева, 21б крышная	1997-2003	13,4
№ 46 Гнездово	2001	24,1
№ 47 Николаева, 27а крышная	1978	19,3
№ 50 Смолмебель Соболева, 113	2001	93,4
№ 51 Автобаза № 5	1968	30,5
№ 52 Революционная, 8	1975	15,7
№ 53 Н-Неман, 1	2002	27,1
№ 54 З.Космодемьянской, 4	2002-2003	28,7

Наименование и адрес котельной	Год ввода в эксплуатацию	Износ котельного оборудования, %
№ 55 Красненское ш.	2005	17,1
№ 56 Коминтерна	1998	20,2
№ 57 Юнатов, 5	1999-2001	16,9
№ 59 Гагарина, 26 (1)	1998	17,4
№ 60 Гагарина, 26 (П)	1997-2003	17,1
№ 61 Гагарина, 26 (Ш)	1998	16,8
№ 63 Гагарина, 76	1996	17,4
№ 64 Дохтурова, 29	1997	16,8
№ 65 Николаева, 27 а (В)	1999	15,5
№ 66 Колхозный пер., 48	2002	10
№ 67 Нахимова, 18	1968-1996	11,1
№ 68 Кловка, 27	2004	9
№ 69 Московский большак, 12	2004	9,1
Октябрь.48 (Хладосервис)	2007	н/д
Станционная, 1 БМК	н/д	н/д
Сортировка БМК	н/д	н/д
"ОАО ЦИБ 79"	1980	н/д

Высокий уровень износа (по 3-м котельным превышает 80 %), низкий коэффициент полезного действия котлов (ниже 80 % почти в каждой третьей котельной МУП «Смоленсктеплосеть»), обуславливают высокий уровень ресурсопотребления, а также рост затрат на эксплуатацию и ремонт оборудования.

В настоящее время требуется модернизация ряда котельных с заменой котлов на новые с КПД не менее 90 %, оборудование их установками докотловой обработки воды, установка приборов учета тепловой энергии и полной автоматизации процесса горения.

Низкий КПД котельного оборудования обуславливает повышенный выброс продуктов сгорания в атмосферу в расчете на единицу произведенной тепловой энергии.

**е) схема выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии)**

Анализ затрат электрической энергии на отпуск тепловой энергии за период с 2007 по 2012 год показывает их увеличение: по ООО «Смоленская ТСК» с 38,5 до 42,6 кВт-ч./Гкал, по МУП «Смоленсктеплосеть» с 24,7 до 29,6 кВт-ч./Гкал. Снижение показателей эффективности производства и передачи тепловой энергии свидетельствуют о необходимости модернизации существующих систем теплоснабжения города Смоленска.

**ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя**



Температурный график отпуска тепла на нужды отопления от котельных – 95/70 °С, на горячее водоснабжение – 55/45 °С.

### з) среднегодовая загрузка оборудования

Сопоставление тепловой мощности нетто, среднегодовой загрузки оборудования и договорной максимально-часовой тепловой нагрузки со среднечасовым ГВС приведено в таблице 1.65.

**Таблица 1.65 - Сопоставление располагаемой тепловой мощности, среднегодовой загрузки оборудования и договорной максимально-часовой тепловой нагрузки**

Наименование и адрес котельной	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч
№ 1 Н-Неман,6	11,7	5,6
№ 2 Ак. Петрова.9	5,9	6,4
№ 4 Ак. Петрова.2	4,9	2,1
№ 5 Нахимова.5	4,9	3,1
№ 6 2-ой Краснофл. пер.38	3,9	2,1
№ 7 Вяземская.5	9,5	3,9
№ 8 Парковая.20	2,9	0,6
№ 12 Вишенки	11,7	3,3
№ 13 Обл. больн. Гагарина..27	5,1	0,7
№ 14 Гедеоновка	6,5	2,6
№ 15 Кловская.46	8,3	2,6
№ 16 Кловская,19	3,9	1
№ 18 Гарабурды, 13	13,2	6,1
№ 19 Ситники.1 М.Еременко.22	7,8	3,8
№ 20 Ситники..2 М.Еременко, 44	7,8	4,6
№ 21 Ситники.3 М. Городнянского.1	22,5	12,4
№ 23 СШ № 19 Лукина.19	1,5	0,2
№ 24 СШ № 10 Гастелло.10	3,9	0,7
№ 25 Баня № 5 Зя Северная	2	0,3
№ 26 1я Гор Больница, Фрунзе.40	1,3	0,2
№ 27 Сан. Лесн. Школа Красный бор	1,5	0,2
№ 28 Дубровенская шк.-интернат	4	0,5
№ 29 СШ № 5 Красный бор	2	0,3
№ 30 Д/сад № 6 Красный бор	2	0,1
№ 31 Дом ребенка Красный бор	3	0,3
№ 32 ЖБИ Соболева.116	3,9	2,4
№ 33 СШ № 18 Рабочая.4 п. Гнездово	3,9	0,8
№ 34 2-й Краснофлотский пер.40а	5,9	3,1
№ 35 Лавочкина.39	5,9	3
№ 36 Ситники.4. Лавочкина.54б	9,8	3,6
№ 37 Торфопредприятие, 44	2,9	0,6
№ 38 М.Краснофлотская.31а	5,9	2,4

Наименование и адрес котельной	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч
№ 39 Строгань. 7	5,9	4,2
№ 40 Миловидово	4,9	0,9
№ 41 4-й Краснофлотский пер.4а	3,9	1,5
№ 42 Лавочкина.47/1	3,9	1,3
№ 43 Ракитная ул. Энергетиков.1	3,9	0,7
№ 44 Радищева.14а	2,9	1,4
№ 45 Николаева.21б крышная	0,4	0,4
№ 46 Гнездово	11,1	9,6
№ 47 Николаева.27а крышная	0,7	0,6
№ 50 Смолмебель Соболева,113	18,3	4,4
№ 51 Автобаза № 5	4,3	0,5
№ 52 Революционная.8	1,5	0,2
№ 53 Н-Неман.1	3,9	2,8
№ 54 З.Космодемьянской,4	8,4	3,3
№ 55 Красненское ш	5,9	4,6
№ 56 Коминтерна	3,6	2,1
№ 57 Юнатов .5	0,6	0,3
№ 59 Гагарина. 26 (1)	0,7	0,5
№ 60 Гагарина.26 (П)	1,2	0,8
№ 61 Гагарина . 26 (Ш)	0,9	0,6
№ 63 Гагарина.76	0,6	0,2
№ 64 Дохтурова. 29	0,9	0,4
№ 65 Николаева.27 а (В)	0,5	0,6
№ 66 Колхозный пер, 48	6	3,1
№ 67 Нахимова.18	7,8	4,5
№ 68 Кловка,27	2	0,8
№ 69 Московский большак.12	0,8	0
Октябрь,48 (Хладосервис)	2	0,4
Станционная, 1 БМК	2,9	2
Сортировка БМК	15	1,8
"ОАО ЦИБ 79"	10	2
<b>Сумма</b>	<b>325,3</b>	<b>136,1</b>

#### и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Учет тепловой энергии, отпускаемой потребителям, осуществляется с помощью узлов учёта тепловой энергии, состоящего из комплекса приборов и устройств, обеспечивающих учет тепловой энергии, контроль и регистрацию параметров теплоносителя. Конструктивно он представляет собой набор модулей, которые врезаются в трубопроводы.

Для учета используется преобразователь Метран 300ПР-250 на прямой и обратной линии.

**к) статистика отказов и восстановления оборудования источников тепловой энергии**

Отказов оборудования в 2007÷2012 гг., приводящих к нарушению отпуска тепла в тепловые сети, не зарегистрировано.

**л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии**

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

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

**а) описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект**

Системы теплоснабжения от муниципальных котельных четырехтрубные: два трубопровода на отопление и два трубопровода на горячее водоснабжение.

**б) электронные и (или) бумажные карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии**

Схема размещения муниципальных котельных представлена на рисунке 1.9.

**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**

Основная часть грунтов в зоне теплоснабжения котельной представлена песками, супесями, суглинками и глинами, которые легко подвержены размыву и переносу или транзиту в паводковый период на нижележащие участки реки.

В тепловых сетях котельных используются трубопроводы различных диаметров от Ду 32 мм до Ду 250 мм.

Срок службы тепловых сетей зоны действия котельных колеблется в достаточно широком диапазоне (от 44 до 1 года).

В качестве тепловой изоляции трубопроводов используется минеральная вата. В ряде случаев при перекладке трубопроводов тепловых сетей в последние годы использовалась изоляция ППУ.

В качестве компенсирующих устройств применяются осевые, сальниковые и П-образные компенсаторы.

**г) описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях**

На котельных находится регулирующая арматура. В качестве секционирующей арматуры используются стальные клиновые литые задвижки с выдвижным шпинделем типа 30с64нж. В качестве регулирующей арматуры применяются клапаны типа РК-1.

**д) описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов**

В системах теплоснабжения котельных применяются бетонные тепловые камеры и павильоны.

**е) описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности**

Центральное регулирование отпуска тепла на котельных осуществляется по температурному графику качественно-количественного регулирования отпуска тепла 95-70 °С. Отпуск тепла на нужды горячего водоснабжения осуществляется по графику 55/45 °С.

В соответствии с ПТЭ ЭТЭ РФ, пункт 6.2.59, отклонения от заданного теплового режима за головными задвижками котельной № 1, при условии работы в расчетных гидравлических и тепловых режимах, должны быть не более:

- температура воды, поступающей в тепловую сеть -  $\pm 3$  %;
- по давлению в подающих трубопроводах -  $\pm 5$  %;
- по давлению в обратных трубопроводах -  $\pm 0,2$  кгс/см<sup>2</sup>;
- среднесуточная температура сетевой воды в обратных трубопроводах не может превышать заданную графиком более чем на 5 %.

Температура теплоносителя в системы отопления задается по температурному графику в зависимости от температуры наружного воздуха.

**ж) фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети**

Фактические режимы в тепловых сетях соответствуют утвержденным температурным графикам.

**з) гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики**

Учитывая то, что муниципальные котельные осуществляют теплоснабжение только близлежащих потребителей, гидравлические расчеты не выполнялись.

**и) статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние пять лет**

Данные по отказам на тепловых сетях муниципальных котельных отсутствуют.

**к) статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей за последние 5 лет**

Все повреждения были устранены в срок, не превышающий 36 часов.

**л) описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов**

После окончания отопительного сезона и после окончания летних ремонтов проводятся гидравлические испытания тепловых сетей в целях проверки плотности и прочности трубопроводов и установленной запорной и регулирующей арматуры. Установлены следующие параметры испытаний: давление - 0,8 МПа, продолжительностью испытаний – 15 минут.

Одни раз в пять лет проводятся испытания на расчетную температуру 95 °С и на гидравлические потери.

На основании статистики повреждений, гидравлических испытаний и срока службы трубопроводов выбираются участки тепловой сети, требующие замены, после чего принимается решение о включении участка тепловой сети в план капитального ремонта на следующий год.

**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**

При выполнении капитальных, текущих и аварийных ремонтов руководствуются следующими нормативно-правовыми актами:

- действующим регламентом реализации ремонтных и инвестиционных программ;
- регламентом по планированию ремонтного фонда;
- регламентом по контролю использования собственных средств при проведении ремонтных работ;
- правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды;
- правилами организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей СО 34. 04.181-2003;
- рекомендациями действующих СНиП.

Планирование летних ремонтов осуществляется с учетом результатов испытаний: ежегодных на гидравлическую плотность, раз в пять лет на расчетную температуру и гидравлические потери.

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

В нормативы при транспортировке тепловой энергии входят - потери теплоносителя с утечкой, нормативные значения годовых тепловых потерь с утечкой теплоносителя, затраты теплоносителя на заполнение трубопроводов тепловых сетей пред пуском после плановых ремонтов, нормативные технологические затраты на заполнение, годовые тепловые потери через теплоизоляционные конструкции трубопроводов отопления и горячего водоснабжения.

**о) оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов тепловой энергии**

Анализ тепловых потерь приведен в таблице 1.66.

**Таблица 1.66 - Анализ тепловых потерь в зонах теплоснабжения муниципальных котельных**

Наименование котельной	Годовые потери тепловой энергии в сетях, Гкал	Годовой отпуск тепловой энергии потребителям, Гкал	Доля тепловых потерь в годовом отпуске тепла, %
№ 1 Н-Неман,6	1195	15217,2	8%
№ 2 Ак. Петрова,.9	679	8289,2	8%
№ 4 Ак. Петрова,.2	926	4942,2	19%
№ 5 Нахимова, 5	533	5773,4	9%
№ 6 2-ой Краснофл. пер., 38	393	5312,4	7%
№ 7 Вяземская, 5	1207	9860,1	12%
№ 8 Парковая, 20	114	1532,1	7%
№ 12 Вишенки	978,7	8205,6	12%
№ 13 Обл. больн. Гагарина, 27	84,9	1843,7	5%
№ 14 Гедеоновка	1558	6452,5	24%
№ 15 Кловская, 46	368	6614,3	6%
№ 16 Кловская, 19	784,9	2569,1	31%
№ 18 Гарабурды, 13	2027	15522,9	13%
№ 19 Ситники.1 М.Еременко, 22	1032	9726,4	11%
№ 20 Ситники..2 М.Еременко, 44	1003	11704,3	9%
№ 21 Ситники.3 М. Городнянского,1	2981,3	31208,5	10%
№ 23 СШ № 19 Лукина,19	56	596,7	9%
№ 24 СШ № 10 Гастелло,10	364	1578,5	23%
№ 25 Баня № 5 Зя Северная	50,3	720,2	7%
№ 26 1я Гор Больница, Фрунзе, 40	3	624,5	0%
№ 27 Сан. Лесн. Школа Красный бор	203,7	585,6	35%
№ 28 Дубровенская шк.-интернат	181	1242,8	15%
№ 29 СШ № 5 Красный бор	55	760,7	7%
№ 30 Д/сад № 6 Красный бор	74,4	182	41%
№ 31 Дом ребенка Красный бор	44	697,5	6%
№ 32 ЖБИ Соболева,116	811,4	6009,9	14%
№ 33 СШ № 18 Рабочая.4 п. Гнездово	1045	1963,2	53%
№ 34 2-й Краснофлотский пер., 40а	1284	7865,2	16%
№ 35 Лавочкина, 39	400	7609,4	5%
№ 36 Ситники.4. Лавочкина,.54б	1322	8908	15%
№ 37 Торфопредприятие, 44	508	1390	37%
№ 38 М.Краснофлотская, 31а	289	5823,5	5%
№ 39 Строгань, 7	417	10567,6	4%
№ 40 Миловидово	1376	2165,7	64%

Наименование котельной	Годовые потери тепловой энергии в сетях, Гкал	Годовой отпуск тепловой энергии потребителям, Гкал	Доля тепловых потерь в годовом отпуске тепла, %
№ 41 4-й Краснофлотский пер., 4а	489	3706,3	13%
№ 42 Лавочкина, 47/1	304	3174,9	10%
№ 43 Ракитная ул. Энергетиков, 1	297	1685,3	18%
№ 44 Радищева, 14а	825	3441,6	24%
№ 45 Николаева, 21б крышная	0	921,4	0%
№ 46 Гнездово	2653	24308,2	11%
№ 47 Николаева, 27а крышная	0	1592,5	0%
№ 50 Смолмебель Соболева, 113	1386	10977	13%
№ 51 Автобаза № 5	337	1153,5	29%
№ 52 Революционная, 8	19,6	569,6	3%
№ 53 Н-Неман, 1	401	6447,8	6%
№ 54 3.Космодемьянской, 4	624	8839	7%
№ 55 Красненское ш.	243	4446,3	5%
№ 56 Коминтерна	929	4534,7	20%
№ 57 Юннатов, 5	0	806,7	0%
№ 59 Гагарина, 26 (1)	0	1246,2	0%
№ 60 Гагарина, 26 (П)	0	2071,9	0%
№ 61 Гагарина, 26 (Ш)	0	1528,8	0%
№ 63 Гагарина, 76	0	559,6	0%
№ 64 Дохтурова, 29	50	1071,6	5%
№ 65 Николаева, 27 а (В)	0	1516,9	0%
№ 66 Колхозный пер, 48	622	7872,3	8%
№ 67 Нахимова, 18	1337	11360,8	12%
№ 68 Кловка, 27	0	2013,4	0%
№ 69 Московский большак, 12	17	70,6	24%
Октябрь.48 (Хладосервис)	306	1098,8	28%
Станционная, 1 БМК	551,8	5046,4	11%
Сортировка БМК	0	4447,8	0%
"ОАО ЦИБ 79"	1198	5046,6	24%
Сумма	36938	325621,4	11%

**п) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения**

В настоящее время по данным теплоснабжающих организаций предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации тепловых сетей 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**

Система горячего водоснабжения закрытая, отопления - зависимая с элеваторным смешением. Подогреватели горячего водоснабжения установлены в основном на котельных.

**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**

Несмотря на стабильный рост обеспеченности жилищного фонда города Смоленска приборами учета тепловой энергии (74 % за 2010-2012 гг.) значительная часть многоквартирных домов коллективными приборами учета тепловой энергии не оборудована.

В 2009 году лишь 16,7 % тепловой энергии отпускалось населению с использованием приборов учета. Учитывая сохранение низкой доли домов, оборудованных приборами учета тепловой энергии, доля тепловой энергии, отпускаемой населению с использованием данных приборного учета, остается невысокой.

Динамика установки приборов учета приведена в таблице 1.67, планы на рассматриваемую перспективу – в таблице 1.68.

**Таблица 1.67 - Динамика установки приборов учета**

Показатель	2010 г.	2011 г.	2012 г.
Количество многоквартирных домов, оборудованных централизованным теплоснабжением (ед.), – всего,	1840	1844	1846
в том числе:			
- оборудованных коллективными приборами учета	146	204	254

Количество бюджетных учреждений определялось на основании данных Программы энергосбережения города Смоленска с учетом прогнозного темпа роста количества бюджетных учреждений, равного темпу роста жилищного фонда города Смоленска.

**Таблица 1.68 – Планы по установке приборов учета**

№ п/п	Показатели	I этап			II этап				
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>1.2</b>	<b>Тепловая энергия</b>								
	- количество многоквартирных домов, ед.	1849	1852	1853	2987	3176	3363	3552	3739
	- количество отдельно стоящих зданий бюджетных учреждений всех уровней, ед.	117	121	126	134	142	150	158	166
	- количество многоквартирных домов, на которых установлены коллективные приборы учета, ед.	1849	1852	1853	2987	3176	3363	3552	3739
	- количество отдельно стоящих зданий бюджетных учреждений всех уровней, на которых установлены приборы учета, ед.	117	121	126	134	142	150	158	166

**т) анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханики и связи**



На предприятии организована круглосуточная диспетчерская служба, которая координирует работу котельных и тепловых сетей. Средства телемеханики на предприятии не установлены. Координация осуществляется по телефонной связи. Диспетчерская служба и система автоматики отпуска тепла справляются с поставленными задачами.

**у) уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций**

Все ЦТП оснащены:

- терморегуляторами системы ГВС, которые обеспечивают поддержание температуры горячей воды в заданном диапазоне регулирования;

- регуляторами перепада давления в системе отопления.

- автоматизированной системой телеметрического контроля и управления технологическими процессами, которая обеспечивает создание информационной сети о состоянии технологического объекта, отчет по коммерческим узлам учета энергоресурсов, прогнозирование, обнаружение и оповещение об аварийных ситуациях с выводом всей необходимой информации диспетчеру через программу «Телескоп+».

**ф) сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления**

На котельных осуществляется защита оборудования и потребителей от превышения (падения) давления: по 2 предохранительных клапана на котлах и предохранительный клапан на трубопроводе обратной сетевой воды.

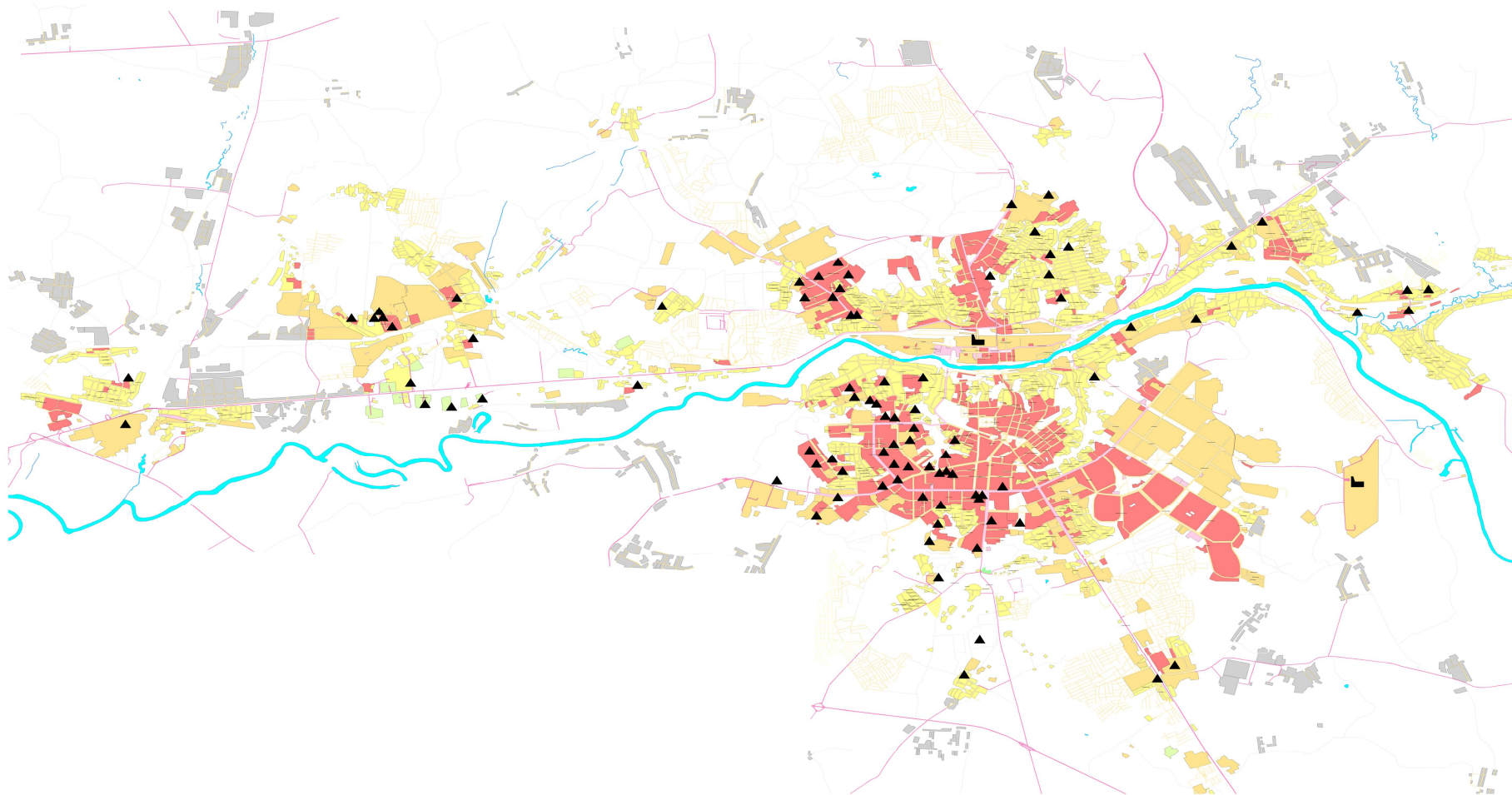
Для защиты теплопотребляющего оборудования абонентов от недопустимого превышения давления во всех ЦТП на обратных трубопроводах отопления и циркуляционных трубопроводах ГВС установлены устройства для сброса давления - предохранительные клапаны.

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

В зоне действия котельных бесхозных тепловых сетей не выявлено.

**ЧАСТЬ 4 ЗОНЫ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ**

Зоны действия муниципальных котельных представлены на рисунке 1.9.



**Рисунок 1.9- Зоны действия муниципальных котельных**

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

а) значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха

Потребителями тепловой энергии муниципальных котельных являются как жилищно-коммунальный сектор (ЖКС), так и промышленные предприятия, расположенные в непосредственной близости от них.

Договорные тепловые нагрузки котельных представлены в таблице 1.69.  
**Таблица 1.69 - Договорные тепловые нагрузки муниципальных котельных**

Наименование и адрес котельной	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч
№ 1 Н-Неман,6	5,6
№ 2 Ак. Петрова,.9	6,4
№ 4 Ак. Петрова,.2	2,1
№ 5 Нахимова, 5	3,1
№ 6 2-ой Краснофл. пер., 38	2,1
№ 7 Вяземская, 5	3,9
№ 8 Парковая, 20	0,6
№ 12 Вишенки	3,3
№ 13 Обл. больн. Гагарина, 27	0,7
№ 14 Гедеоновка	2,6
№ 15 Кловская, 46	2,6
№ 16 Кловская, 19	1
№ 18 Гарабурды, 13	6,1
№ 19 Ситники.1 М.Еременко, 22	3,8
№ 20 Ситники..2 М.Еременко, 44	4,6
№ 21 Ситники.3 М. Городнянского,1	12,4
№ 23 СШ № 19 Лукина,19	0,2
№ 24 СШ № 10 Гастелло,10	0,7
№ 25 Баня № 5 Зя Северная	0,3
№ 26 1я Гор Больница, Фрунзе, 40	0,2
№ 27 Сан. Лесн. Школа Красный бор	0,2
№ 28 Дубровенская шк.-интернат	0,5
№ 29 СШ № 5 Красный бор	0,3
№ 30 Д/сад № 6 Красный бор	0,1
№ 31 Дом ребенка Красный бор	0,3
№ 32 ЖБИ Соболева,116	2,4
№ 33 СШ № 18 Рабочая.4 п. Гнездово	0,8
№ 34 2-й Краснофлотский пер., 40а	3,1
№ 35 Лавочкина, 39	3
№ 36 Ситники.4. Лавочкина,.54б	3,6
№ 37 Торфопредприятие, 44	0,6
№ 38 М.Краснофлотская, 31а	2,4
№ 39 Строгань, 7	4,2
№ 40 Миловидово	0,9
№ 41 4-й Краснофлотский пер., 4а	1,5
№ 42 Лавочкина, 47/1	1,3
№ 43 Ракитная ул. Энергетиков, 1	0,7

Наименование и адрес котельной	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч
№ 44 Радищева, 14а	1,4
№ 45 Николаева, 21б крышная	0,4
№ 46 Гнездово	9,6
№ 47 Николаева, 27а крышная	0,6
№ 50 Смолмебель Соболева,113	4,4
№ 51 Автобаза № 5	0,5
№ 52 Революционная, 8	0,2
№ 53 Н-Неман, 1	2,8
№ 54 З.Космодемьянской, 4	3,3
№ 55 Красненское ш.	4,6
№ 56 Коминтерна	2,1
№ 57 Юннатов, 5	0,3
№ 59 Гагарина, 26 (1)	0,5
№ 60 Гагарина, 26 (П)	0,8
№ 61 Гагарина, 26 (Ш)	0,6
№ 63 Гагарина, 76	0,2
№ 64 Дохтурова, 29	0,4
№ 65 Николаева, 27 а (В)	0,6
№ 66 Колхозный пер, 48	3,1
№ 67 Нахимова,18	4,5
№ 68 Кловка, 27	0,8
№ 69 Московский большак, 12	0
Октябрь.48 (Хладосервис)	0,4
Станционная, 1 БМК	2
Сортировка БМК	1,8
"ОАО ЦИБ 79"	2
<b>Сумма</b>	<b>136,1</b>

**б) случаи (условия) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии**

Поквартирное отопление в многоквартирных домах в зонах теплоснабжения котельных не применяется.

**в) значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом**

Баланс тепловой энергии в разрезе котельных, обслуживаемых МУП «Смоленсктеплосеть», по состоянию на 2011 год представлен в таблице 1.70.

**Таблица 1.70 - Баланс тепловой энергии в разрезе котельных, обслуживаемых МУП «Смоленсктеплосеть»**

Адрес котельной	Годовая выработка тепла, Гкал	Годовой расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	Годовые потери тепловой энергии в сетях, Гкал	Годовой отпуск тепловой энергии потребителям, Гкал
№ 1 Н-Неман,6	16783,1	370,9	1195,0	15217,2
№ 2 Ак. Петрова,.9	9170,9	202,7	679,0	8289,2
№ 4 Ак. Петрова,.2	5999,6	131,5	926,0	4942,2
№ 5 Нахимова, 5	6448,9	142,5	533,0	5773,4
№ 6 2-ой Краснофл. пер., 38	5834,4	128,9	393,0	5312,4
№ 7 Вяземская, 5	11317,2	250,1	1207,0	9860,1

Адрес котельной	Годовая выработка тепла, Гкал	Годовой расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	Годовые потери тепловой энергии в сетях, Гкал	Годовой отпуск тепловой энергии потребителям, Гкал
№ 8 Парковая, 20	1683,3	37,2	114,0	1532,1
№ 12 Вишенки	9391,9	207,6	978,7	8205,6
№ 13 Обл. больн. Гагарина, 27	1933,7	5,2	84,9	1843,7
№ 14 Гедеоновка	8191,6	181,0	1558,0	6452,5
№ 15 Кловская, 46	7140,1	157,8	368,0	6614,3
№ 16 Кловская, 19	3429,7	75,8	784,9	2569,1
№ 18 Гарабурды, 13	17945,4	395,5	2027,0	15522,9
№ 19 Ситники.1 М.Еременко, 22	11001,6	243,1	1032,0	9726,4
№ 20 Ситники..2 М.Еременко, 44	12994,5	287,2	1003,0	11704,3
№ 21 Ситники.3 М. Городнянского, 1	34962,5	772,7	2981,3	31208,5
№ 23 СШ № 19 Лукина, 19	667,5	14,8	56,0	596,7
№ 24 СШ № 10 Гастелло, 10	1986,4	43,9	364,0	1578,5
№ 25 Баня № 5 Зя Северная	788,2	17,7	50,3	720,2
№ 26 1я Гор Больница, Фрунзе, 40	629,1	1,6	3,0	624,5
№ 27 Сан. Лесн. Школа Красный бор	792,0	2,6	203,7	585,6
№ 28 Дубровенская шк.-интернат	1425,2	1,4	181,0	1242,8
№ 29 СШ № 5 Красный бор	834,1	18,4	55,0	760,7
№ 30 Д/сад № 6 Красный бор	257,3	1,0	74,4	182,0
№ 31 Дом ребенка Красный бор	743,5	2,0	44,0	697,5
№ 32 ЖБИ Соболева, 116	6975,5	154,2	811,4	6009,9
№ 33 СШ № 18 Рабочая. 4 п. Гнездово	3076,2	68,0	1045,0	1963,2
№ 34 2-й Краснофлотский пер., 40а	9356,0	206,8	1284,0	7865,2
№ 35 Лавочкина, 39	8190,4	181,0	400,0	7609,4
№ 36 Ситники.4. Лавочкина., 54б	10461,2	231,2	1322,0	8908,0
№ 37 Торфопредприятие, 44	1940,9	42,9	508,0	1390,0
№ 38 М.Краснофлотская, 31а	6250,7	138,1	289,0	5823,5
№ 39 Строгань, 7	11232,8	248,3	417,0	10567,6
№ 40 Миловидово	3621,7	80,0	1376,0	2165,7
№ 41 4-й Краснофлотский пер., 4а	4290,1	94,8	489,0	3706,3
№ 42 Лавочкина, 47/1	3557,5	78,6	304,0	3174,9
№ 43 Ракитная ул. Энергетиков, 1	2027,1	44,8	297,0	1685,3
№ 44 Радищева, 14а	4363,0	96,4	825,0	3441,6
№ 45 Николаева, 21б крышная	930,6	9,2	0,0	921,4
№ 46 Гнездово	27570,5	609,3	2653,0	24308,2
№ 47 Николаева, 27а крышная	1608,4	15,9	0,0	1592,5
№ 50 Смолмебель Соболева, 113	12642,4	279,4	1386,0	10977,0
№ 51 Автобаза № 5	1524,2	33,7	337,0	1153,5
№ 52 Революционная, 8	590,8	1,6	19,6	569,6
№ 53 Н-Неман, 1	7003,5	154,8	401,0	6447,8
№ 54 З.Космодемьянской, 4	9676,9	213,9	624,0	8839,0

Адрес котельной	Годовая выработка тепла, Гкал	Годовой расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	Годовые потери тепловой энергии в сетях, Гкал	Годовой отпуск тепловой энергии потребителям, Гкал
№ 55 Красненское ш.	4795,3	106,0	243,0	4446,3
№ 56 Коминтерна	5587,2	123,5	929,0	4534,7
№ 57 Юннатов, 5	814,8	8,1	0,0	806,7
№ 59 Гагарина, 26 (1)	1258,7	12,5	0,0	1246,2
№ 60 Гагарина, 26 (П)	2092,6	20,7	0,0	2071,9
№ 61 Гагарина, 26 (Ш)	1544,1	15,3	0,0	1528,8
№ 63 Гагарина, 76	565,2	5,6	0,0	559,6
№ 64 Дохтурова, 29	1132,3	10,7	50,0	1071,6
№ 65 Николаева, 27 а (В)	1532,1	15,2	0,0	1516,9
№ 66 Колхозный пер, 48	8494,3	0,0	622,0	7872,3
№ 67 Нахимова, 18	12984,8	287,0	1337,0	11360,8
№ 68 Кловка, 27	2033,5	20,1	0,0	2013,4
№ 69 Московский большак, 12	89,6	2,0	17,0	70,6
Октябрь.48 (Хладосервис)	1436,6	31,7	306,0	1098,8
Станционная, 1 БМК	5732,0	133,8	551,8	5046,4
Сортировка БМК	4447,8	0,0	0,0	4447,8
"ОАО ЦИБ 79"	6385,7	141,1	1198,0	5046,6
<b>Итого</b>	<b>370 168,7</b>	<b>7 609,2</b>	<b>36 938,1</b>	<b>325 621,5</b>

Анализ баланса тепловой энергии показывает, что по теплоисточникам в целом доля расхода тепловой энергии на собственные нужды (2 % от выработки) и потерь в сетях (10 % от отпуска в сеть) соответствуют среднеотраслевым значениям.

**г) значение потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источников тепловой энергии**

Фактическое максимальное теплоснабжение, приведенное к расчетным условиям для системы отопления, приведено в таблице 1.71.

**Таблица 1.71 – Сопоставление договорных нагрузок и фактического максимального теплоснабжения, приведенного к расчетным условиям для системы отопления**

Наименование и адрес котельной	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Фактическая максимально-часовая тепловая нагрузка, приведенная к расчетным условиям, Гкал/ч	Отклонение
№ 1 Н-Неман,6	5,6	3,4	61 %
№ 2 Ак. Петрова,.9	6,4	1,9	29 %
№ 4 Ак. Петрова,.2	2,1	1,1	53 %
№ 5 Нахимова, 5	3,4	1,3	38 %
№ 6 2-ой Краснофл. пер., 38	2,6	1,5	58 %
№ 7 Вяземская, 5	6,1	3,5	58 %
№ 8 Парковая, 20	2,8	1,5	52 %
№ 12 Вишенки	3,3	2,0	61 %
№ 13 Обл. больн. Гагарина, 27	4,6	1,0	22 %
№ 14 Гедеоновка	2,1	1,0	49 %

Наименование и адрес котельной	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Фактическая максимально-часовая тепловая нагрузка, приведенная к расчетным условиям, Гкал/ч	Отклонение
№ 15 Кловская, 46	2,1	1,2	57 %
№ 16 Кловская, 19	3,9	2,2	57 %
№ 18 Гарабурды, 13	0,6	0,3	58 %
№ 19 Ситники.1 М.Еременко, 22	3,3	1,9	56 %
№ 20 Ситники..2 М.Еременко, 44	0,7	0,4	60 %
№ 21 Ситники.3 М. Городнянского,1	2,6	1,5	56 %
№ 23 СШ № 19 Лукина,19	1,0	0,6	58 %
№ 24 СШ № 10 Гастелло,10	3,8	2,2	58 %
№ 25 Баня № 5 Зя Северная	4,6	2,6	58 %
№ 26 1я Гор Больница, Фрунзе, 40	12,4	7,1	57 %
№ 27 Сан. Лесн. Школа Красный бор	0,2	0,1	67 %
№ 28 Дубровенская шк.-интернат	0,7	0,4	51 %
№ 29 СШ № 5 Красный бор	0,3	0,2	54 %
№ 30 Д/сад № 6 Красный бор	0,2	0,1	71 %
№ 31 Дом ребенка Красный бор	0,2	0,1	66 %
№ 32 ЖБИ Соболева,116	0,5	0,3	56 %
№ 33 СШ № 18 Рабочая.4 п. Гнездово	0,3	0,2	57 %
№ 34 2-й Краснофлотский пер., 40а	0,1	0,0	41 %
№ 35 Лавочкина, 39	0,3	0,2	53 %
№ 36 Ситники.4. Лавочкина,.54б	2,4	1,4	57 %
№ 37 Торфопредприятие, 44	0,8	0,4	56 %
№ 38 М.Краснофлотская, 31а	3,1	1,8	57 %
№ 39 Строгань, 7	3,0	1,7	57 %
№ 40 Миловидово	3,6	2,0	56 %
№ 41 4-й Краснофлотский пер., 4а	0,6	0,3	52 %
№ 42 Лавочкина, 47/1	2,4	1,3	55 %
№ 43 Ракитная ул. Энергетиков, 1	4,2	2,4	57 %
№ 44 Радищева, 14а	0,9	0,5	54 %
№ 45 Николаева, 21б крышная	1,5	0,8	56 %
№ 46 Гнездово	1,3	0,7	55 %
№ 47 Николаева, 27а крышная	0,7	0,4	54 %
№ 50 Смолмебель Соболева,113	1,4	0,8	56 %
№ 51 Автобаза № 5	0,4	0,2	52 %
№ 52 Революционная, 8	9,6	5,5	57 %
№ 53 Н-Неман, 1	0,6	0,4	60 %
№ 54 З.Космодемьянской, 4	4,4	2,5	56 %
№ 55 Красненское ш.	0,5	0,3	52 %

Наименование и адрес котельной	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Фактическая максимально-часовая тепловая нагрузка, приведенная к расчетным условиям, Гкал/ч	Отклонение
№ 56 Коминтерна	0,2	0,1	54 %
№ 57 Юннатов, 5	0,3	0,2	54 %
№ 59 Гагарина, 26 (1)	0,5	0,3	52 %
№ 60 Гагарина, 26 (П)	0,8	0,4	56 %
№ 61 Гагарина, 26 (Ш)	0,6	0,3	54 %
№ 63 Гагарина, 76	0,2	0,1	53 %
№ 64 Дохтурова, 29	0,4	0,2	56 %
№ 65 Николаева, 27 а (В)	0,6	0,3	54 %
№ 66 Колхозный пер, 48	3,1	1,8	57 %
№ 67 Нахимова, 18	4,5	2,6	57 %
№ 68 Кловка, 27	0,8	0,5	57 %
№ 69 Московский большак, 12	0,0	0,0	100 %
Октябрь.48 (Хладосервис)	0,4	0,2	62 %
Станционная, 1 БМК	2,0	1,1	57 %
Сортировка БМК	1,8	1,0	56 %
"ОАО ЦИБ 79"	2,0	1,1	57 %
<b>Сумма</b>	<b>136,4</b>	<b>73,5</b>	<b>54 %</b>

Как видно, за рассмотренный период расчетная температура наружного воздуха не достигалась, а фактические тепловые нагрузки, при их приведении к расчетной температуре наружного воздуха минус 25 °С, составляют 51 % от договорной величины.

**д) существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение**

Нормы потребления тепловой энергии являются едиными для всего города и приведены в приложении Г.

**ЧАСТЬ 6 БАЛАНСЫ ТЕПЛОЙ МОЩНОСТИ И ТЕПЛОЙ НАГРУЗКИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ**

**а) балансы 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 мощности – по каждому из выводов**

Баланс тепловой мощности муниципальных котельных приведен в таблице 1.72.

**Таблица 1.72 - Баланс тепловой мощности котельных**

Наименование и адрес котельной	Установленная	Собственные и хозяйст-	Тепловая мощ-	Тепловая нагрузка, Гкал/ч	Резерв тепловой мощности, Гкал/ч
--------------------------------	---------------	------------------------	---------------	---------------------------	----------------------------------



	мощность, Гкал/ч	тепловые нужды, Гкал/ч	тепловая потребность нетто, Гкал/ч	договорная	фактическая, приведенная к расчетным условиям	от договорных нагрузок	от фактических тепловых нагрузок
№ 1 Н-Неман,6	12,0	0,3	11,7	5,6	3,4	6,1	8,3
№ 2 Ак. Петрова,.9	6,0	0,1	5,9	6,4	1,9	-0,5	4,0
№ 4 Ак. Петрова,.2	5,0	0,1	4,9	2,1	1,1	2,8	3,8
№ 5 Нахимова, 5	5,0	0,1	4,9	3,4	1,3	1,5	3,6
№ 6 2-ой Краснофл. пер., 38	8,5	0,2	8,3	2,6	1,5	5,7	6,8
№ 7 Вяземская, 5	13,5	0,3	13,2	6,1	3,5	7,1	9,7
№ 8 Парковая, 20	4,0	0,1	3,9	2,8	1,5	1,1	2,4
№ 12 Вишенки	8,6	0,2	8,4	3,3	2,0	5,1	6,4
№ 13 Обл. больн. Гагарина, 27	6,0	0,1	5,9	4,6	1,0	1,3	4,9
№ 14 Гедеоновка	3,7	0,1	3,6	2,1	1,0	1,5	2,6
№ 15 Кловская, 46	4,0	0,1	3,9	2,1	1,2	1,8	2,7
№ 16 Кловская, 19	9,7	0,2	9,5	3,9	2,2	5,6	7,3
№ 18 Гарабурды, 13	3,0	0,1	2,9	0,6	0,3	2,3	2,6
№ 19 Ситники.1 М.Еременко, 22	12,0	0,3	11,7	3,3	1,9	8,4	9,8
№ 20 Ситники..2 М.Еременко, 44	5,1	0,0	5,1	0,7	0,4	4,4	4,7
№ 21 Ситники.3 М. Горднянского,1	6,6	0,1	6,5	2,6	1,5	3,9	5,0
№ 23 СШ № 19 Лукина,19	4,0	0,1	3,9	1,0	0,6	2,9	3,3
№ 24 СШ № 10 Гастелло,10	8,0	0,2	7,8	3,8	2,2	4,0	5,6
№ 25 Баня № 5 Зя Северная	8,0	0,2	7,8	4,6	2,6	3,2	5,2
№ 26 1я Гор Больница, Фрунзе, 40	23,0	0,5	22,5	12,4	7,1	10,1	15,4
№ 27 Сан. Лесн. Школа Красный бор	1,5	0,0	1,5	0,2	0,1	1,3	1,4
№ 28 Дубровенская шк.-интернат	4,0	0,1	3,9	0,7	0,4	3,2	3,5
№ 29 СШ № 5 Красный бор	2,0	0,0	2,0	0,3	0,2	1,7	1,8
№ 30 Д/сад № 6 Красный бор	1,3	0,0	1,3	0,2	0,1	1,1	1,2
№ 31 Дом ребенка Красный бор	1,5	0,0	1,5	0,2	0,1	1,3	1,4
№ 32 ЖБИ Соболева,116	4,0	0,0	4,0	0,5	0,3	3,5	3,7

Наименование и адрес котельной	Установленная мощность, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	Тепловая нагрузка, Гкал/ч		Резерв тепловой мощности, Гкал/ч	
				договорная	фактическая, приведенная к расчетным условиям	от договорных нагрузок	от фактических тепловых нагрузок
№ 33 СШ № 18 Рабочая.4 п. Гнездово	2,0	0,0	2,0	0,3	0,2	1,7	1,8
№ 34 2-й Краснофлотский пер., 40а	2,0	0,0	2,0	0,1	0,0	1,9	2,0
№ 35 Лавочкина, 39	3,0	0,0	3,0	0,3	0,2	2,7	2,8
№ 36 Ситники.4. Лавочкина, .54б	4,0	0,1	3,9	2,4	1,4	1,5	2,5
№ 37 Торфопредприятие, 44	4,0	0,1	3,9	0,8	0,4	3,1	3,5
№ 38 М.Краснофлотская, 31а	6,0	0,1	5,9	3,1	1,8	2,8	4,1
№ 39 Строгань, 7	6,0	0,1	5,9	3,0	1,7	2,9	4,2
№ 40 Миловидово	10,0	0,2	9,8	3,6	2,0	6,2	7,8
№ 41 4-й Краснофлотский пер., 4а	3,0	0,1	2,9	0,6	0,3	2,3	2,6
№ 42 Лавочкина, 47/1	6,0	0,1	5,9	2,4	1,3	3,5	4,6
№ 43 Ракитная ул. Энергетиков, 1	6,0	0,1	5,9	4,2	2,4	1,7	3,5
№ 44 Радищева, 14а	5,0	0,1	4,9	0,9	0,5	4,0	4,4
№ 45 Николаева, 21б крышная	4,0	0,1	3,9	1,5	0,8	2,4	3,1
№ 46 Гнездово	4,0	0,1	3,9	1,3	0,7	2,6	3,2
№ 47 Николаева, 27а крышная	4,0	0,1	3,9	0,7	0,4	3,2	3,5
№ 50 Смолмебель Соболева,113	3,0	0,1	2,9	1,4	0,8	1,5	2,1
№ 51 Автобаза № 5	0,4	0,0	0,4	0,4	0,2	0,0	0,2
№ 52 Революционная, 8	11,4	0,3	11,1	9,6	5,5	1,5	5,6
№ 53 Н-Неман, 1	0,8	0,1	0,7	0,6	0,4	0,1	0,3
№ 54 З.Космодемьянской, 4	18,8	0,5	18,3	4,4	2,5	13,9	15,8
№ 55 Красненское ш.	4,4	0,1	4,3	0,5	0,3	3,8	4,0
№ 56 Коминтерна	1,5	0,0	1,5	0,2	0,1	1,3	1,4
№ 57 Юннатов, 5	0,6	0,0	0,6	0,3	0,2	0,3	0,4
№ 59 Гагарина, 26 (1)	0,7	0,0	0,7	0,5	0,3	0,2	0,4
№ 60 Гагарина, 26 (П)	1,2	0,0	1,2	0,8	0,4	0,4	0,8

Наименование и адрес котельной	Установленная мощность, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	Тепловая нагрузка, Гкал/ч		Резерв тепловой мощности, Гкал/ч	
				договорная	фактическая, приведенная к расчетным условиям	от договорных нагрузок	от фактических тепловых нагрузок
№ 61 Гагарина, 26 (Ш)	0,9	0,0	0,9	0,6	0,3	0,3	0,6
№ 63 Гагарина, 76	0,6	0,0	0,6	0,2	0,1	0,4	0,5
№ 64 Дохтурова, 29	0,9	0,0	0,9	0,4	0,2	0,5	0,7
№ 65 Николаева, 27 а (В)	0,5	0,0	0,5	0,6	0,3	-0,1	0,2
№ 66 Колхозный пер, 48	6,0	0,0	6,0	3,1	1,8	2,9	4,2
№ 67 Нахимова, 18	8,0	0,2	7,8	4,5	2,6	3,3	5,2
№ 68 Кловка, 27	2,0	0,0	2,0	0,8	0,5	1,2	1,5
№ 69 Московский большак, 12	0,9	0,1	0,8	0,0	0,0	0,8	0,8
Октябрь.48 (Хладосервис)	2,0	0,0	2,0	0,4	0,2	1,6	1,8
Станционная, 1 БМК	3,0	0,1	2,9	2,0	1,1	0,9	1,8
Сортировка БМК	15,0	0,0	15,0	1,8	1,0	13,2	14,0
"ОАО ЦИБ 79"	10,2	0,2	10,0	2,0	1,1	8,0	8,9
<b>Сумма</b>	<b>331,8</b>	<b>6,5</b>	<b>325,3</b>	<b>136,4</b>	<b>73,5</b>	<b>188,9</b>	<b>251,8</b>

**б) резерв и дефицит тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии и выводам тепловой мощности от источников тепловой энергии**

По источникам теплоснабжения города Смоленска наблюдается неравномерная загруженность подключенной тепловой нагрузкой, которая в одних случаях выражается в значительном превышении установленных производственных мощностей над фактически необходимыми (мощность оборудования котельных превышает суммарную тепловую нагрузку потребителей: котельная № 13 по ул. Гагарина, котельная № 50 по ул. Соболева, 113), либо, наоборот, мощность источника теплоснабжения недостаточна для обеспечения теплом потребителей (котельная №2 Ак. Петрова, 9, котельная № 65 по ул. Николаева, 27-а).

В первом случае ситуация приводит к завышению прямых расходов на производство тепловой энергии (заработной платы рабочих, расходов на ремонт, амортизацию, топливо) и, следовательно, росту тарифов. В другом случае недостаток мощностей нередко отражается на качестве услуг отопления и горячего водоснабжения.

В целом резерв тепловой мощности в зоне действия муниципальных котельных при учете договорных нагрузок составляет 189 Гкал/ч, при учете фактических – 252 Гкал/ч.

**в) гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующие существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника к потребителю**

Гидравлический расчет тепловых сетей муниципальных котельных показали, что при существующих теплогидравлических режимах располагаемых перепадов даже у самых удаленных потребителей достаточно для обеспечения их качественного теплоснабжения.

**г) причины возникновения дефицита тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения**

Дефицит тепла в зоне действия муниципальных котельных отсутствует.

**д) резерв тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможность расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности**

Увеличение зоны действия муниципальных котельных не планируется.

## **ЧАСТЬ 7 БАЛАНС ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ**

**а) утвержденные балансы 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**

На некоторых котельных отсутствуют установки докотловой обработки воды, что приводит к образованию накипи на внутренних поверхностях нагрева котлов, перерасходу топлива, к частым ремонтам и заменам котлов. Эффективная защита котлов от накипи и коррозии может быть достигнута путем дозировки комплексонов (установка автоматического дозатора комплексонов) или по способу натрий-катионирования (этот метод водоподготовки требует больших капложений, а также требует постоянного квалифицированного обслуживающего персонала).

В связи с высокой общей жесткостью воды, идущей на приготовление горячей воды, и отсутствием химводоподготовки срок службы водяных подогревателей со стороны нагреваемой среды значительно ниже нормативного.

**б) утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения**

В соответствии со СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» (п.6.17) в закрытых системах теплоснабжения аварийная подпитка в количестве 2 % от объема воды в тепловых сетях и присоединенных к ним систем теплопотребления осуще-

ствляется химически необработанной и недеаэрированной водой и не влияет на производительность ВПУ.

## **ЧАСТЬ 8 ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТОПЛИВОМ**

**а) описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии**

В качестве топлива на муниципальных котельных используется природный газ.

Описание видов и количества топлива приведено в таблице 1.73.

**Таблица 1.73 - Описание видов и количества топлива**

Наименование и адрес котельной	Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии кг у.т./Гкал	Годовая выработка тепла, Гкал	Годовой расход топлива, т у.т.
№ 1 Н-Неман,6	169,4	16783,1	2843,1
№ 2 Ак. Петрова,9	171,0	9170,9	1568,2
№ 4 Ак. Петрова,2	201,2	5999,6	1207,1
№ 5 Нахимова, 5	179,0	6448,9	1154,4
№ 6 2-ой Краснофл. пер., 38	178,5	5834,4	1041,4
№ 7 Вяземская, 5	168,5	11317,2	1906,9
№ 8 Парковая, 20	177,5	1683,3	298,8
№ 12 Вишенки	170,9	9391,9	1605,1
№ 13 Обл. больн. Гагарина, 27	160,4	1933,7	310,2
№ 14 Гедеоновка	174,2	8191,6	1427,0
№ 15 Кловская, 46	167,4	7140,1	1195,3
№ 16 Кловская, 19	159,2	3429,7	546,0
№ 18 Гарабурды, 13	176,6	17945,4	3169,2
№ 19 Ситники.1 М.Еременко, 22	175,3	11001,6	1928,6
№ 20 Ситники..2 М.Еременко, 44	184,7	12994,5	2400,1
№ 21 Ситники.3 М. Городнянского,1	164,9	34962,5	5765,3
№ 23 СШ № 19 Лукина,19	210,3	667,5	140,4
№ 24 СШ № 10 Гастелло,10	172,3	1986,4	342,3
№ 25 Баня № 5 Зя Северная	244,5	788,2	192,7
№ 26 1я Гор Больница, Фрунзе, 40	169,9	629,1	106,9
№ 27 Сан. Лесн. Школа Красный бор	231,4	792,0	183,3

Наименование и адрес котельной	Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии кг у.т./Гкал	Годовая выработка тепла, Гкал	Годовой расход топлива, т у.т.
№ 28 Дубровенская шк.-интернат	196,6	1425,2	280,2
№ 29 СШ № 5 Красный бор	165,8	834,1	138,3
№ 30 Д/сад № 6 Красный бор	231,7	257,3	59,6
№ 31 Дом ребенка Красный бор	182,5	743,5	135,7
№ 32 ЖБИ Соболева,116	163,6	6975,5	1141,2
№ 33 СШ № 18 Рабочая.4 п. Гнездово	158,7	3076,2	488,2
№ 34 2-й Краснофлотский пер., 40а	185,0	9356,0	1730,9
№ 35 Лавочкина, 39	145,5	8190,4	1191,7
№ 36 Ситники.4. Лавочкина,.54б	196,1	10461,2	2051,4
№ 37 Торфопредприятие, 44	149,6	1940,9	290,4
№ 38 М.Краснофлотская, 31а	159,0	6250,7	993,9
№ 39 Строгань, 7	173,0	11232,8	1943,3
№ 40 Миловидово	162,7	3621,7	589,3
№ 41 4-й Краснофлотский пер., 4а	158,0	4290,1	677,8
№ 42 Лавочкина, 47/1	161,2	3557,5	573,5
№ 43 Ракитная ул. Энергетиков, 1	161,2	2027,1	326,8
№ 44 Радищева, 14а	161,7	4363,0	705,5
№ 45 Николаева, 21б крышная	166,6	930,6	155,0
№ 46 Гнездово	149,0	27570,5	4108,0
№ 47 Николаева, 27а крышная	160,0	1608,4	257,3
№ 50 Смолмебель Соболева,113	158,8	12642,4	2007,6
№ 51 Автобаза № 5	204,2	1524,2	311,2
№ 52 Революционная, 8	185,2	590,8	109,4
№ 53 Н-Неман, 1	153,7	7003,5	1076,4
№ 54 З.Космодемьянской, 4	146,5	9676,9	1417,7
№ 55 Красненское ш.	182,8	4795,3	876,6
№ 56 Коминтерна	153,3	5587,2	856,5
№ 57 Юннатов, 5	162,6	814,8	132,5
№ 59 Гагарина, 26 (1)	161,2	1258,7	202,9
№ 60 Гагарина, 26 (П)	186,0	2092,6	389,2
№ 61 Гагарина, 26 (Ш)	157,9	1544,1	243,8

Наименование и адрес котельной	Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии кг у.т./Гкал	Годовая выработка тепла, Гкал	Годовой расход топлива, т у.т.
№ 63 Гагарина, 76	150,6	565,2	85,1
№ 64 Дохтурова, 29	157,1	1132,3	177,9
№ 65 Николаева, 27 а (В)	159,0	1532,1	243,6
№ 66 Колхозный пер, 48	156,1	8494,3	1326,0
№ 67 Нахимова, 18	150,8	12984,8	1958,1
№ 68 Кловка, 27	165,3	2033,5	336,1
№ 69 Московский большак, 12	257,7	89,6	23,1
Октябрь.48 (Хладосервис)	225,0	1436,6	323,2
Станционная, 1 БМК	207,1	5732,0	1187,1
Сортировка БМК	169,0	4447,8	751,7
"ОАО ЦИБ 79"	226,2	6385,7	1444,4
<b>Сумма</b>		<b>370168,7</b>	<b>62650,2</b>

**б) описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями**

Аварийное топливо отсутствует.

**в) описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки**

ООО «Смоленск Облгаз»

Характеристика природного газа:

низшая теплота сгорания – 8159 ккал (август 2013 года).

**г) анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха**

Сложности с обеспечением теплоисточника топливом в периоды расчетных температур наружного воздуха в городе отсутствуют.

**ЧАСТЬ 9 НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

**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**

Надежность работы действующих теплосетей для каждой зоны определяется в соответствии со СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» по трём критериям:

- вероятность безотказной работы (Р) - способность системы не допускать отказов, приводящих к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданиях ниже +12°С, в промышленных зданиях ниже 8 °С, более числа раз, установленных нормативами. Нормативная величина для тепловых сетей 0,9;

- живучесть системы (Ж) – способность системы сохранять свою работоспособность в аварийных условиях, а также более длительных остановов (более 54 ч).

**б) анализ аварийных отключений потребителей**

Ограничений в подаче тепла не отмечено.

**в) анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений**

Среднее время, затраченное на восстановление теплоснабжения, не превысило 36 часов.

**г) графический материал (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения)**

Подробный расчет надежности системы теплоснабжения города приведен в приложении Д.

**ЧАСТЬ 10 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ И ТЕПЛОСЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ**

Технико-экономические показатели муниципальных котельных за 2012 год приведены в таблице 1.74.

**Таблица 1.74 – Технико-экономические показатели работы муниципальных котельных**

Наименование котельной	Выработка тепла, Гкал	Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	Потери тепловой энергии в сетях, Гкал	Отпуск тепловой энергии потребителям, Гкал	Уд. расход топлива на выработку тепл.эн, кг у.т./Гкал	Расход топлива, тут
№ 1 Н-Неман,6	16783,1	370,9	1195	15217,2	169,4	2843,1
№ 2 Ак. Петрова, 9	9170,9	202,7	679	8289,2	171	1568,2
№ 4 Ак. Петрова, 2	5999,6	131,5	926	4942,2	201,2	1207,1
№ 5 Нахимова, 5	6448,9	142,5	533	5773,4	179	1154,4
№ 6 2-ой Краснофл. пер., 38	5834,4	128,9	393	5312,4	178,5	1041,4
№ 7 Вяземская, 5	11317,2	250,1	1207	9860,1	168,5	1906,9
№ 8 Парковая, 20	1683,3	37,2	114	1532,1	177,5	298,8
№ 12 Вишенки	9391,9	207,6	978,7	8205,6	170,9	1605,1
№ 13 Обл. больн. Гагарина, 27	1933,7	5,2	84,9	1843,7	160,4	310,2
№ 14 Геденовка	8191,6	181	1558	6452,5	174,2	1427,0
№ 15 Кловская, 46	7140,1	157,8	368	6614,3	167,4	1195,3
№ 16 Кловская, 19	3429,7	75,8	784,9	2569,1	159,2	546,0
№ 18 Гарабурды, 13	17945,4	395,5	2027	15522,9	176,6	3169,2



Наименование котельной	Выработка тепла, Гкал	Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	Потери тепловой энергии в сетях, Гкал	Отпуск тепловой энергии потребителям, Гкал	Уд. расход топлива на выработку тепл.эн, кг у.т./Гкал	Расход топлива, тут
№ 19 Ситники.1 М.Еременко, 22	11001,6	243,1	1032	9726,4	175,3	1928,6
№ 20 Ситники..2 М.Еременко, 44	12994,5	287,2	1003	11704,3	184,7	2400,1
№ 21 Ситники.3 М. Городнянского, 1	34962,5	772,7	2981,3	31208,5	164,9	5765,3
№ 23 СШ № 19 Лукина, 19	667,5	14,8	56	596,7	210,3	140,4
№ 24 СШ № 10 Гастелло, 10	1986,4	43,9	364	1578,5	172,3	342,3
№ 25 Баня № 5 Зя Северная	788,2	17,7	50,3	720,2	244,5	192,7
№ 26 1я Гор Больница, Фрунзе, 40	629,1	1,6	3	624,5	169,9	106,9
№ 27 Сан. Лесн. Школа Красный бор	792	2,6	203,7	585,6	231,4	183,3
№ 28 Дубровенская шк.-интернат	1425,2	1,4	181	1242,8	196,6	280,2
№ 29 СШ № 5 Красный бор	834,1	18,4	55	760,7	165,8	138,3
№ 30 Д/сад № 6 Красный бор	257,3	1	74,4	182	231,7	59,6
№ 31 Дом ребенка Красный бор	743,5	2	44	697,5	182,5	135,7
№ 32 ЖБИ Соболева, 116	6975,5	154,2	811,4	6009,9	163,6	1141,2
№ 33 СШ № 18 Рабочая.4 п. Гнездово	3076,2	68	1045	1963,2	158,7	488,2
№ 34 2-й Краснофлотский пер., 40а	9356	206,8	1284	7865,2	185	1730,9
№ 35 Лавочкина, 39	8190,4	181	400	7609,4	145,5	1191,7
№ 36 Ситники.4. Лавочкина,.54б	10461,2	231,2	1322	8908	196,1	2051,4
№ 37 Торфопредприятие, 44	1940,9	42,9	508	1390	149,6	290,4
№ 38 М.Краснофлотская, 31а	6250,7	138,1	289	5823,5	159	993,9
№ 39 Строгань, 7	11232,8	248,3	417	10567,6	173	1943,3
№ 40 Миловидово	3621,7	80	1376	2165,7	162,7	589,3
№ 41 4-й Краснофлотский пер., 4а	4290,1	94,8	489	3706,3	158	677,8
№ 42 Лавочкина, 47/1	3557,5	78,6	304	3174,9	161,2	573,5
№ 43 Ракитная ул. Энергетиков, 1	2027,1	44,8	297	1685,3	161,2	326,8
№ 44 Радищева, 14а	4363	96,4	825	3441,6	161,7	705,5
№ 45 Николаева, 21б крышная	930,6	9,2	0	921,4	166,6	155,0
№ 46 Гнездово	27570,5	609,3	2653	24308,2	149	4108,0
№ 47 Николаева, 27а крышная	1608,4	15,9	0	1592,5	160	257,3
№ 50 Смолмебель Соболева, 113	12642,4	279,4	1386	10977	158,8	2007,6
№ 51 Автобаза № 5	1524,2	33,7	337	1153,5	204,2	311,2
№ 52 Революционная, 8	590,8	1,6	19,6	569,6	185,2	109,4
№ 53 Н-Неман, 1	7003,5	154,8	401	6447,8	153,7	1076,4

Наименование котельной	Выработка тепла, Гкал	Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	Потери тепловой энергии в сетях, Гкал	Отпуск тепловой энергии потребителям, Гкал	Уд. расход топлива на выработку тепл.эн, кг у.т./Гкал	Расход топлива, тут
№ 54 З.Космодемьянской, 4	9676,9	213,9	624	8839	146,5	1417,7
№ 55 Красненское ш.	4795,3	106	243	4446,3	182,8	876,6
№ 56 Коминтерна	5587,2	123,5	929	4534,7	153,3	856,5
№ 57 Юннатов, 5	814,8	8,1	0	806,7	162,6	132,5
№ 59 Гагарина, 26 (1)	1258,7	12,5	0	1246,2	161,2	202,9
№ 60 Гагарина, 26 (П)	2092,6	20,7	0	2071,9	186	389,2
№ 61 Гагарина, 26 (Ш)	1544,1	15,3	0	1528,8	157,9	243,8
№ 63 Гагарина, 76	565,2	5,6	0	559,6	150,6	85,1
№ 64 Дохтурова, 29	1132,3	10,7	50	1071,6	157,1	177,9
№ 65 Николаева, 27 а (В)	1532,1	15,2	0	1516,9	159	243,6
№ 66 Колхозный пер, 48	8494,3	0	622	7872,3	156,1	1326,0
№ 67 Нахимова, 18	12984,8	287	1337	11360,8	150,8	1958,1
№ 68 Кловка, 27	2033,5	20,1	0	2013,4	165,3	336,1
№ 69 Московский большак, 12	89,6	2	17	70,6	257,7	23,1
Октября.48 (Хладосервис)	1436,6	31,7	306	1098,8	225	323,2
Станционная, 1 БМК	5732	133,8	551,8	5046,4	207,1	1187,1
Сортировка БМК	4447,8	0	0	4447,8	169	751,7
"ОАО ЦИБ 79"	6385,7	141,1	1198	5046,6	226,2	1444,4
<b>Сумма</b>	<b>370168,7</b>	<b>7609,3</b>	<b>36938</b>	<b>325621,4</b>	<b>11070,7</b>	<b>62650,2</b>

## ЧАСТЬ 11 ЦЕНЫ (ТАРИФЫ) В СФЕРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

**а) динамика 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 1.75 – Сведения по тарифам на тепловую энергию за последние три года от муниципальных котельных**

Наименование	Ед.изм.	2010 год	2011 год	2012 год			2013 год	
				с 01.01.2012	с 01.07.2012	с 01.09.2012	с 01.01.2013	с 01.07.2013
<b>Тарифы по МУП "Смоленсктеплосеть"</b>								
<i>1. Для потребителей, оплачивающих производство и передачу тепловой энергии, получающие тепловую энергию от котельных, находящихся в хозяйственном ведении МУП "Смоленсктеплосеть"</i>								
- горячая вода	руб/Гкал	х	х	х	х	х	1 759,66	1 880,76
- острый и редуцированный пар	руб/Гкал	х	х	х	х	х	1 759,16	1 880,26
- горячая вода для закрытой системы ГВС	руб/м.куб.	х	х	х	х	х	108,99	116,08
<i>2. Для потребителей, оплачивающих производство и передачу тепловой энергии, получающие тепловую энергию по тепловым сетям, находящимся в хозяйственном ведении МУП "Смоленсктеплосеть"</i>								
- горячая вода	руб/Гкал	1 082,21	1 241,42	1 241,42	1 315,94	1 383,00	х	х
- горячая вода для закрытой системы ГВС	руб/м.куб.	69,23	79,64	79,64	84,37	88,73	х	х
<i>3. Услуги по передаче тепловой энергии по тепловым сетям, находящимся в хозяйственном ведении МУП "Смоленсктеплосеть"</i>	руб/Гкал	х	х	х	х	х	368,36	412,16

**б) структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения**

Структура тарифа МУП «Смоленсктеплосеть» за 2012 год (производство и передача тепловой энергии) представлена в таблице 1.76.

**Таблица 1.76 - Структура тарифа МУП «Смоленсктеплосеть» за 2011 год**

№ п/п	Наименование	Утверждено на 2011 год
1.	Покупка тепловой энергии, Гкал	1 644 616
1.1.	Выработка тепловой энергии, Гкал	417 120
2.	Поступление в сеть ЭСО, Гкал	408 190
3.	Нормативные потери, Гкал	233 715
4.	Полезный отпуск, Гкал	1 819 091
5.	Топливо, руб.	213 937 990
6.	Вода на технол. цели, руб.	4 539 563
7.	Электроэнергия, руб.	94 432 439
8.	ФОТ основных рабочих, руб.	133 410 672
9.	Страховые взносы, руб.	45 626 450
10.	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования, руб.	123 761 251
	в том числе:	
	амортизация, руб.	27 999 941
	ремонтный фонд, руб.	84 209 000
	др. расходы на содер. оборуд., руб.	11 552 310
11.	Оплата ОАО "Облгаз" за обслуживание, руб.	1 529 457
12.	Цеховые расходы, руб.	157 214 313
	в том числе:	
	ФОТ цехового персонала, руб.	96 542 880
	численность, чел.	472
	сред. зар. плата в месяц, руб.	17 045
	Страховые взносы, руб.	33 017 665
	Прочие, руб.	27 653 768
13.	Общехозяйственные расходы, руб.	77 268 832
	в том числе:	
	ФОТ общехоз. персонала, руб.	33 204 780
	численность, чел.	133
	сред. зар. плата в месяц, руб.	20 805
	Страховые взносы, руб.	11 356 035
	Прочие, руб.	21 371 685
	Расходы на страхование, руб.	415 124
	Налог на имущество, руб.	10 921 209
14.	Платежи за ПДВ, руб.	56 817
15.	Налог на землю, руб.	1 524 241
16.	Оплата первых двух дней по листу нетрудоспособности, руб.	698 807
17.	Проценты за пользование кредитом, руб.	29 532 000
18.	Недополученный по независящим причинам доход (банкроты), руб.	0
19.	Прочие расходы, руб.	0
20.	Итого производственные расходы, руб.	883 532 831
21.	Прибыль, руб.	16 886 665
22.	Рентабельность, %	1,9%
23.	Стоимость покупки тепловой энергии, руб.	1 357 827 708

№ п/п	Наименование	Утверждено на 2011 год
24.	Необходимая валовая выручка, руб.	2 258 247 204
25.	Тариф на тепловую энергию, руб/Гкал (без НДС)	1 241,42

В структуре необходимой валовой выручки МУП «Смоленсктеплосеть» наибольший удельный вес (60%) занимают затраты на покупку тепловой энергии у ООО «Смоленская ТСК». Прибыль от производства и передачи тепловой энергии составила 1,9 %, что ниже среднего показателя для данной отрасли и может негативно отразиться на инвестиционной привлекательности эксплуатируемой инфраструктуры.

**в) плата за подключение к системе теплоснабжения и поступление денежных средств от осуществления указанной деятельности**

Плата (тариф) за подключение в 2012 – 2013 гг. не взималась.

**г) плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей**

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности с потребителей тепловой энергии не взимается.

**ЧАСТЬ 12 ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ В СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА**

90 % тепловых нагрузок централизованной системы теплоснабжения города обеспечивается от Смоленской ТЭЦ-2 и ее котельного цеха, из них от ТЭЦ-2 – 75 %. В межотопительный период зона теплоснабжения котельного цеха переключается на ТЭЦ-2.

Благодаря развитию энергосберегающих технологий, внедрению в производство предизолированных труб, сроки безаварийной эксплуатации сетей теплоснабжения составляют не менее 30 лет. При этом отпадает необходимость в затратах на устройство каналов и проведение профилактических ремонтных работ.

Для повышения надежности теплоснабжения города МУП «Смоленсктеплосеть», эксплуатирующему сетевую инфраструктуру, необходимо модернизировать сети теплоснабжения, что позволит увеличить сроки их безаварийной эксплуатации, снизить потери тепловой энергии и материальные затраты на проведение профилактических работ.

Соотношение фактического теплоснабжения в городе, приведенного к расчетным условиям, и договорных тепловых нагрузок при среднечасовой нагрузке горячего водоснабжения приведено в таблице 1.77.

**Таблица 1.77 - Соотношение фактического теплотребления в 2012 году и договорных тепловых нагрузок г. Смоленска**

Наименование теплоисточника	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Фактическая тепловая нагрузка, приведенная к расчетным условиям, Гкал/ч	Отношение факта к договорным нагрузкам, %
Смоленская ТЭЦ-2	559,2	534,8	98 %
Котельный цех ТЭЦ-2	172,6	97,4	67 %
№ 1 Н-Неман,6	5,6	3,4	61 %
№ 2 Ак. Петрова,,9	6,4	1,9	29 %
№ 4 Ак. Петрова,,2	2,1	1,1	53 %
№ 5 Нахимова, 5	3,4	1,3	38 %
№ 6 2-ой Краснофл. пер., 38	2,6	1,5	58 %
№ 7 Вяземская, 5	6,1	3,5	58 %
№ 8 Парковая, 20	2,8	1,5	52 %
№ 12 Вишенки	3,3	2,0	61 %
№ 13 Обл. больн. Гагарина, 27	4,6	1,0	22 %
№ 14 Гедеоновка	2,1	1,0	49 %
№ 15 Кловская, 46	2,1	1,2	57 %
№ 16 Кловская, 19	3,9	2,2	57 %
№ 18 Гарабурды, 13	0,6	0,3	58 %
№ 19 Ситники.1 М.Еременко, 22	3,3	1,9	56 %
№ 20 Ситники..2 М.Еременко, 44	0,7	0,4	60 %
№ 21 Ситники.3 М. Городнянского,1	2,6	1,5	56 %
№ 23 СШ № 19 Лукина,19	1,0	0,6	58 %
№ 24 СШ № 10 Гастелло,10	3,8	2,2	58 %
№ 25 Баня № 5 Зя Северная	4,6	2,6	58 %
№ 26 1я Гор Больница, Фрунзе, 40	12,4	7,1	57 %
№ 27 Сан. Лесн. Школа Красный бор	0,2	0,1	67 %
№ 28 Дубровенская шк.-интернат	0,7	0,4	51 %
№ 29 СШ № 5 Красный бор	0,3	0,2	54 %
№ 30 Д/сад № 6 Красный бор	0,2	0,1	71 %
№ 31 Дом ребенка Красный бор	0,2	0,1	66 %
№ 32 ЖБИ Соболева,116	0,5	0,3	56 %
№ 33 СШ № 18 Рабочая.4 п. Гнездово	0,3	0,2	57 %
№ 34 2-й Краснофлотский пер., 40а	0,1	0,0	41 %

Наименование теплоисточника	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Фактическая тепловая нагрузка, приведенная к расчетным условиям, Гкал/ч	Отношение факта к договорным нагрузкам, %
№ 35 Лавочкина, 39	0,3	0,2	53 %
№ 36 Ситники.4. Лавочкина, .54б	2,4	1,4	57 %
№ 37 Торфопредприятие, 44	0,8	0,4	56 %
№ 38 М.Краснофлотская, 31а	3,1	1,8	57 %
№ 39 Строгань, 7	3,0	1,7	57 %
№ 40 Миловидово	3,6	2,0	56 %
№ 41 4-й Краснофлотский пер., 4а	0,6	0,3	52 %
№ 42 Лавочкина, 47/1	2,4	1,3	55 %
№ 43 Ракитная ул. Энергетиков, 1	4,2	2,4	57 %
№ 44 Радищева, 14а	0,9	0,5	54 %
№ 45 Николаева, 21б крышная	1,5	0,8	56 %
№ 46 Гнездово	1,3	0,7	55 %
№ 47 Николаева, 27а крышная	0,7	0,4	54 %
№ 50 Смолмебель Соболева,113	1,4	0,8	56 %
№ 51 Автобаза № 5	0,4	0,2	52 %
№ 52 Революционная, 8	9,6	5,5	57 %
№ 53 Н-Неман, 1	0,6	0,4	60 %
№ 54 З.Космодемьянской, 4	4,4	2,5	56 %
№ 55 Красненское ш.	0,5	0,3	52 %
№ 56 Коминтерна	0,2	0,1	64 %
№ 57 Юннатов, 5	0,3	0,2	61 %
№ 59 Гагарина, 26 (1)	0,5	0,3	56 %
№ 60 Гагарина, 26 (П)	0,8	0,4	59 %
№ 61 Гагарина, 26 (Ш)	0,6	0,3	58 %
№ 63 Гагарина, 76	0,2	0,1	63 %
№ 64 Дохтурова, 29	0,4	0,2	61 %
№ 65 Николаева, 27 а (В)	0,6	0,3	57 %
№ 66 Колхозный пер, 48	3,1	1,8	57 %
№ 67 Нахимова,18	4,5	2,6	57 %
№ 68 Кловка, 27	0,8	0,5	57 %
№ 69 Московский большак, 12	0,0	0,0	100 %
Октябрь.48 (Хладосервис)	0,4	0,2	62 %

Наименование теплоисточника	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Фактическая тепловая нагрузка, приведенная к расчетным условиям, Гкал/ч	Отношение факта к договорным нагрузкам, %
Станционная, 1 БМК	2,0	1,1	57 %
Сортировка БМК	1,8	1,0	56 %
"ОАО ЦИБ 79"	2,0	1,1	57 %
<b>Сумма</b>	<b>868,2</b>	<b>705,7</b>	<b>81 %</b>

Как видно, в целом по городу фактическое теплотребление в городе меньше договорных тепловых нагрузок на 19%.

Анализ баланса тепловой энергии показывает, что по теплоисточникам в целом доля расхода тепловой энергии на собственные нужды (2 % от выработки) и потерь в сетях (10 % от отпуска в сеть) соответствуют среднеотраслевым значениям.

Высокий уровень износа (по 3-м котельным он превышает 80 %, низкий коэффициент полезного действия котлов (ниже 80% почти в каждой третьей котельной МУП «Смоленсктеплосеть») обуславливают высокий уровень ресурсопотребления, а также рост затрат на эксплуатацию и ремонт оборудования. В настоящее время требуется модернизация ряда котельных с заменой котлов на новые с КПД не менее 90 %, оборудование их установками докотловой обработки воды, установка приборов учета тепловой энергии и полной автоматизации процесса горения.

Низкий КПД котельного оборудования обуславливает повышенный выброс продуктов сгорания в атмосферу в расчете на единицу произведенной тепловой энергии.

**а) описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)**

По итогам проведенного анализа системы теплоснабжения города Смоленска были выявлены следующие основные технические и технологические проблемы в системах теплоснабжения.

1. Оборудование ряда котельных значительно изношено и морально устарело. Снижение показателей эффективности производства тепловой энергии свидетельствуют о необходимости модернизации существующих теплоисточников.

2. Значительная часть тепловых сетей города Смоленска отработала свой ресурс. Часть колодцев, камер и опор находятся в аварийном состоянии. Высоким износом сетей обусловлены значительные потери тепла и низкая надежность системы теплоснабжения города Смоленска.

3. Высокая общая жесткость воды и отсутствие химводоподготовки сокращает срок службы котельного оборудования и теплосетей. На некоторых котельных отсутствуют установки докотловой обработки воды, что приводит к образованию накипи на внутренних поверхностях нагрева котлов, перерасходу



топлива, к частым ремонтам и заменам котлов. Эффективная защита котлов от накипи и коррозии может быть достигнута путем дозировки комплексонов (установка автоматического дозатора комплексонов) или по способу натрий-катионирования (этот метод водоподготовки требует больших капвложений, а также требует постоянного квалифицированного обслуживающего персонала).

4. Высокие потери тепловой энергии, связанные с внутренней и внешней коррозией труб.

5. Низкая эффективность ресурсопотребления для выработки тепловой энергии.

6. По источникам теплоснабжения города Смоленска наблюдается неравномерная загруженность подключенной тепловой нагрузкой, которая в одних случаях выражается в значительном превышении установленных производственных мощностей над фактически необходимыми (мощность оборудования котельных превышает суммарную тепловую нагрузку потребителей: котельная №13 по ул. Гагарина, котельная №50 по ул. Соболева, 113), либо, наоборот, мощность источника теплоснабжения недостаточна для обеспечения теплом потребителей (котельная №2 Ак. Петрова, 9).

В первом случае ситуация приводит к завышению прямых расходов на производство тепловой энергии (заработной платы рабочих, расходов на ремонт, амортизацию, топливо) и, следовательно, росту тарифов. В другом случае недостаток мощностей нередко отражается на качестве услуг отопления и горячего водоснабжения.

**б) описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надежного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплотребляющих установок потребителей)**

Недостаточное оснащение приборами учета и регулирования тепловой энергии и воды как теплоисточников, так и потребительских систем.

**в) описание существующих проблем развития систем теплоснабжения**

Отставание строительства теплосетей сетей и головных сооружений от строительства жилья.

**г) описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения**

Отсутствие аварийного топлива на муниципальных котельных.

**д) анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность систем теплоснабжения**

Предписания надзорных органов отсутствуют.

## ГЛАВА 2 ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

### а) Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения

Расчет тепловых нагрузок города Смоленска выполнен в соответствии со следующими нормативными документами:

- «Методическими рекомендациями по разработке схем теплоснабжения», утвержденными приказом Минэнерго России и Минрегиона России № 565/667 от 29.12.2012, и регламентирующими, что в качестве базового уровня теплоснабжения на цели теплоснабжения должны быть приняты нагрузки, определенные на стадии существующего положения;

- СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» актуализированная редакция, СП 124.13330.2012, регламентирующим, что расчет оборудования и диаметров тепловых сетей осуществляется с учетом среднечасовой нагрузки горячего водоснабжения.

С учетом вышесказанного, в качестве базового уровня теплоснабжения приняты фактические, приведенные к расчетным условиям для систем отопления (минус 25 °С), тепловые нагрузки системы централизованного теплоснабжения со среднечасовой нагрузкой горячего водоснабжения, приведенные в таблице 2.1.

**Таблица 2.1 – Базовые тепловые нагрузки г. Смоленска**

Теплоисточник	Фактические тепловые нагрузки с учетом тепловых потерь, Гкал/ч						
	в сетевой воде			в паре			
	отопление+вентиляция	среднечасовое ГВС	всего	отопление+вентиляция	среднечасовое ГВС	технология	всего
ТЭЦ-2	481,1	53,7	534,8	3,4	0,0	22,4	25,8
Котельный цех ТЭЦ-2	90,4	7,0	97,4	17,0	0,7	6,1	23,8
№ 1 Н-Неман,6	3,10	0,34	3,44	-	-	-	-
№ 2 Ак. Петрова,9	1,69	0,19	1,87	-	-	-	-
№ 4 Ак. Петрова,2	1,01	0,11	1,12	-	-	-	-
№ 5 Нахимова, 5	1,18	0,13	1,31	-	-	-	-
№ 6 2-ой Краснофл. пер., 38	1,08	0,12	1,20	-	-	-	-
№ 7 Вяземская, 5	2,01	0,22	2,23	-	-	-	-
№ 8 Парковая, 20	0,31	0,03	0,35	-	-	-	-
№ 12 Вишенки	1,67	0,19	1,86	-	-	-	-
№ 13 Обл. больн. Гагарина, 27	0,38	0,04	0,42	-	-	-	-
№ 14 Гедеоновка	1,31	0,15	1,46	-	-	-	-
№ 15 Кловская, 46	1,35	0,15	1,50	-	-	-	-
№ 16 Кловская, 19	0,52	0,06	0,58	-	-	-	-
№ 18 Гарабурды, 13	3,16	0,35	3,51	-	-	-	-

Теплоисточник	Фактические тепловые нагрузки с учетом тепловых потерь, Гкал/ч						
	в сетевой воде			в паре			
	отопле- ние+вен- тиляция	средне- часовое ГВС	всего	отопле- ние+вен- тиляция	средне- часовое ГВС	техно- логия	всего
№ 19 Ситники.1 М.Еременко, 22	1,98	0,22	2,20	-	-	-	-
№ 20 Ситники..2 М.Еременко, 44	2,38	0,26	2,65	-	-	-	-
№ 21 Ситники.3 М. Город- нянского, 1	6,35	0,71	7,06	-	-	-	-
№ 23 СШ № 19 Лукина, 19	0,12	0,01	0,13	-	-	-	-
№ 24 СШ № 10 Гастел- ло, 10	0,32	0,04	0,36	-	-	-	-
№ 25 Баня № 5 Зя Север- ная	0,15	0,02	0,16	-	-	-	-
№ 26 1я Гор Больница, Фрунзе, 40	0,13	0,01	0,14	-	-	-	-
№ 27 Сан. Лесн. Школа Красный бор	0,12	0,01	0,13	-	-	-	-
№ 28 Дубровенская шк.- интернат	0,25	0,03	0,28	-	-	-	-
№ 29 СШ № 5 Красный бор	0,15	0,02	0,17	-	-	-	-
№ 30 Д/сад № 6 Красный бор	0,04	0,004	0,04	-	-	-	-
№ 31 Дом ребенка Красный бор	0,14	0,02	0,16	-	-	-	-
№ 32 ЖБИ Соболева, 116	1,22	0,14	1,36	-	-	-	-
№ 33 СШ № 18 Рабочая.4 п. Гнездово	0,40	0,04	0,44	-	-	-	-
№ 34 2-й Краснофлотский пер., 40а	1,60	0,18	1,78	-	-	-	-
№ 35 Лавочкина, 39	1,55	0,17	1,72	-	-	-	-
№ 36 Ситники.4. Лавочки- на, 54б	1,81	0,20	2,01	-	-	-	-
№ 37 Торфопредприятие, 44	0,28	0,03	0,31	-	-	-	-
№ 38 М.Краснофлотская, 31а	1,19	0,13	1,32	-	-	-	-
№ 39 Строгань, 7	2,15	0,24	2,39	-	-	-	-
№ 40 Миловидово	0,44	0,05	0,49	-	-	-	-
№ 41 4-й Краснофлотский пер., 4а	0,75	0,08	0,84	-	-	-	-
№ 42 Лавочкина, 47/1	0,65	0,07	0,72	-	-	-	-
№ 43 Ракитная ул. Энерге- тиков, 1	0,34	0,04	0,38	-	-	-	-
№ 44 Радищева, 14а	0,70	0,08	0,78	-	-	-	-
№ 45 Николаева, 21б крышная	0,19	0,02	0,21	-	-	-	-
№ 46 Гнездово	4,95	0,55	5,50	-	-	-	-
№ 47 Николаева, 27а	0,32	0,04	0,36	-	-	-	-

Теплоисточник	Фактические тепловые нагрузки с учетом тепловых потерь, Гкал/ч						
	в сетевой воде			в паре			
	отопле- ние+вен- тиляция	средне- часовое ГВС	всего	отопле- ние+вен- тиляция	средне- часовое ГВС	техно- логия	всего
крышная							
№ 50 Смолмебель Соболева, 113	2,23	0,25	2,48	-	-	-	-
№ 51 Автобаза № 5	0,23	0,03	0,26	-	-	-	-
№ 52 Революционная, 8	0,10	0,01	0,11	-	-	-	-
№ 53 Н-Неман, 1	1,31	0,15	1,46	-	-	-	-
№ 54 З.Космодемьянской, 4	1,80	0,20	2,00	-	-	-	-
№ 55 Красненское ш.	0,91	0,10	1,01	-	-	-	-
№ 56 Коминтерна	0,92	0,10	1,03	-	-	-	-
№ 57 Юннатов, 5	0,15	0,02	0,16	-	-	-	-
№ 59 Гагарина, 26 (1)	0,24	0,03	0,26	-	-	-	-
№ 60 Гагарина, 26 (П)	0,40	0,04	0,45	-	-	-	-
№ 61 Гагарина, 26 (Ш)	0,29	0,03	0,33	-	-	-	-
№ 63 Гагарина, 76	0,10	0,01	0,11	-	-	-	-
№ 64 Дохтурова, 29	0,20	0,02	0,22	-	-	-	-
№ 65 Николаева, 27 а (В)	0,29	0,03	0,32	-	-	-	-
№ 66 Колхозный пер, 48	1,58	0,18	1,76	-	-	-	-
№ 67 Нахимова, 18	2,31	0,26	2,57	-	-	-	-
№ 68 Кловка, 27	0,41	0,05	0,46	-	-	-	-
№ 69 Московский большак, 12	0,01	0,002	0,02	-	-	-	-
Октябрь.48 (Хладосервис)	0,22	0,02	0,25	-	-	-	-
Станционная, 1 БМК	1,03	0,11	1,14	-	-	-	-
Сортировка БМК	0,91	0,10	1,01	-	-	-	-
"ОАО ЦИБ 79"	1,03	0,11	1,14	-	-	-	-
<b>Всего по централизованным источникам</b>	<b>637,7</b>	<b>68,0</b>	<b>705,7</b>	<b>20,4</b>	<b>0,7</b>	<b>28,5</b>	<b>49,6</b>
<b>ИТГ</b>	<b>326,9</b>	<b>-</b>	<b>326,9</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Всего по городу</b>	<b>964,6</b>	<b>68,0</b>	<b>1032,6</b>	<b>20,4</b>	<b>0,7</b>	<b>28,5</b>	<b>49,6</b>

**б) Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий**

Существующий жилой фонд в г. Смоленске по состоянию на 1.01.2013 г. составил 8001,5 тыс. м<sup>2</sup> при численности населения порядка 330,4 тыс. чел.

В качестве исходных данных при определении приростов строительных фондов использованы следующие материалы:

- на период до 2020 года - Программа комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры муниципального образования города Смоленска на 2013-2015 годы с перспективой до 2020 года. Проект;

- на период до 2029 года - Положения о территориальном планировании. Проект по внесению изменений в генеральный план города Смоленска 1992 г., утвержденные решением Смоленского городского Совета от 22.12.2009 № 1347.

Новое жилищное строительство в городе предполагается:

- в южной части Ленинского и Промышленного районов в виде новых жилых районов комплексной застройки;

- в существующей части города в виде точечной застройки на свободных территориях;

- на реконструируемых территориях существующей части города после сноса ветхого жилья.

Увеличение площади зданий бюджетных учреждений всех уровней планируется с учетом темпов роста жилищного фонда города.

Сводные данные по изменению численности населения, объемам нового жилищного и общественного строительства и сносу ветхого жилья в г. Смоленске приведены в таблице 2.2, прогнозы приростов общей площади многоквартирных и жилых домов по планировочным районам города и этапам расчетного периода – в таблице 2.3.

Размещение новой жилой застройки в городе представлено на рисунке 2.1.

Одним из основных факторов развития жилищного строительства в городе Смоленске на перспективу является улучшение жилищных условий жителей города с обновлением жилищного фонда в результате вывода из эксплуатации ветхого и аварийного жилья.

Планируемые объемы сноса ветхого и аварийного жилого фонда с разбивкой по районам города представлены в таблице 2.4.

**Таблица 2.2 – Сводные данные по изменению численности населения, объемам нового жилищного и общественного строительства и сноса ветхого жилья в период 2013-2029 гг. по этапам расчетного периода**

Наименование показателей	Периоды									
	существующее состояние на 1.01.2013	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020-2024 гг.	2025-2029 гг.
Численность населения к концу периода, тыс. чел.	330,4	332,12	333,81	335,49	337,18	338,86	340,55	342,23	350,68	359,13
Жилой фонд к концу периода, тыс. м <sup>2</sup> общей площади	8001,5	8290,4	8555,6	8886,7	9124,6	9362,5	9600,4	9838,3	11349,1	12940
Обеспеченность жил. фондом к концу периода, м <sup>2</sup> /чел.	24,2	25,0	25,6	26,5	27,1	27,6	28,2	28,7	32,4	36,0
Объем нового жилищного строительства, тыс. м <sup>2</sup> , всего, в том числе:	-	298,9	275,2	341,1	247,9	247,9	247,9	247,9	1560,8	1640,9
- многоквартирные дома		298,9	269,0	325,6	227,9	225,5	218,3	217,9	1402,7	1455,4
- индивидуальные жилые дома		-	6,2	15,5	20,0	22,4	29,6	30,0	158,1	185,5
Среднегодовой объем жилищного строительства, тыс. м <sup>2</sup> /год	-	298,9	275,2	341,1	247,9	247,9	247,9	247,9	312,16	328,18
Снос ветхого жилья, тыс. м <sup>2</sup>	-	10	10	10	10	10	10	10	50,0	50,0
Площадь зданий бюджетных учреждений всех уровней, тыс. м <sup>2</sup>	471,1	487,1	503,7	524,5	537	549,5	562	574,5	637,0	699,5

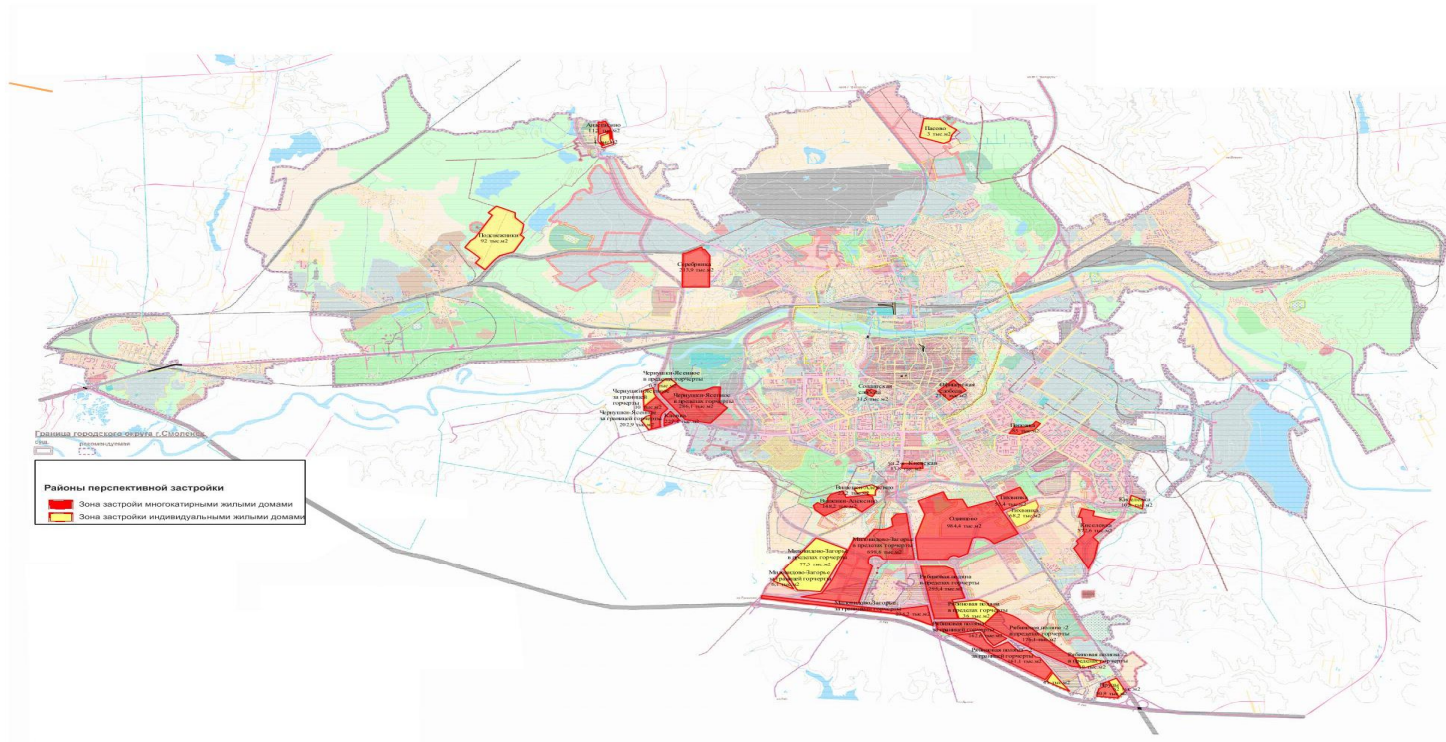
**Таблица 2.3 – Размещение объемов новой жилой застройки по планировочным районам города и по этапам расчетного периода**

Наименование планировочных районов и жилых зон	Объемы нового жилищного строительства, тыс. м <sup>2</sup>																	
	Всего за период 2013-2029 г.			в том числе по годам:														
				2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.		
	жилые дома	многоквартирные дома	всего	жилые дома	многоквартирные дома	всего	жилые дома	многоквартирные дома	всего	жилые дома	многоквартирные дома	всего	жилые дома	многоквартирные дома	всего	жилые дома	многоквартирные дома	всего
<b>Ленинский район, всего, в т.ч.</b>	<b>275,3</b>	<b>3675,2</b>	<b>3950,5</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0,7</b>	<b>255,1</b>	<b>255,8</b>	<b>0</b>	<b>311,6</b>	<b>311,6</b>	<b>0</b>	<b>227,9</b>	<b>227,9</b>	<b>0</b>	<b>214,3</b>	<b>214,3</b>
<b>Юг-3, всего, в т.ч.</b>	<b>158,0</b>	<b>1844,3</b>	<b>2002,3</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>110</b>	<b>110</b>	<b>0</b>	<b>110</b>	<b>110</b>	<b>0</b>	<b>107</b>	<b>107</b>	<b>0</b>	<b>107,0</b>	<b>107,0</b>
Район Одинцово	0	984,4	984,4			0		110	110		110	110		107	107		107,0	107,0
Район Пруды	62	50,9	112,8			0			0			0			0			0
Рябиновая поляна в пределах горчерты	36	295,4	331,8			0			0			0			0			0
Рябиновая поляна за границей горчерты	0	162,6	162,6			0			0			0			0			0
Рябиновая поляна-2 в пределах горчерты	19	176,1	195,1			0			0			0			0			0
Рябиновая поляна-2 за границей горчерты	41	161,1	201,8			0			0			0			0			0
Реконструкция района ул. 2-я Киевская	0	13,8	13,8			0			0			0			0			0
<b>Краснинское шоссе, всего, в т.ч.</b>	<b>10,7</b>	<b>747,9</b>	<b>758,6</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0,7</b>	<b>84,6</b>	<b>85,3</b>	<b>0</b>	<b>141,1</b>	<b>141,1</b>	<b>0</b>	<b>57,7</b>	<b>57,7</b>	<b>0,0</b>	<b>44,1</b>	<b>44,1</b>
Чернушки-Ясенное в пределах горчерты	0,7	286,1	286,8			0	0,7	84,6	85,3		141,1	141,1		40	40		20,4	20,4
Чернушки-Ясенное за границей горчерты	10,0	202,9	212,9			0			0			0			0			0
Реконструкция района Кловка	0,0	227,4	227,4			0		0	0		0	0		17,7	17,7		23,7	23,7
Реконструкция района Солдатская слобода	0,0	31,5	31,5			0			0			0			0			0
<b>Миловидово, всего, в т.ч.</b>	<b>106,6</b>	<b>1083,0</b>	<b>1189,6</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>60,5</b>	<b>60,5</b>	<b>0</b>	<b>60,5</b>	<b>60,5</b>	<b>0</b>	<b>63,2</b>	<b>63,2</b>	<b>0,0</b>	<b>63,2</b>	<b>63,2</b>
Район Вишенки-Алексино	23,2	148,2	171,4			0			0			0			0			0
Район Миловидово-Загорье в пределах горчерты	77,3	698,6	775,9			0		60,5	60,5		60,5	60,5		63,2	63,2		63,2	63,2
Район Миловидово-Загорье за границей горчерты	6,1	236,2	242,3			0			0			0			0			0
<b>Промышленный район, всего, в т.ч.</b>	<b>79,0</b>	<b>740,9</b>	<b>819,9</b>	<b>0</b>	<b>85</b>	<b>85</b>	<b>0</b>	<b>13,9</b>	<b>13,9</b>	<b>0</b>	<b>14</b>	<b>14</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Район Тихвинка	68,2	55,4	123,6			0			0			0			0			0
Район Киселевка за границей горчерты	10,8	572,6	583,4			0			0			0			0			0
Реконструкция района Офицерская слобода	0,0	27,9	27,9			0		13,9	13,9		14	14			0			0
Район Поповка	0,0	85,0	85,0		85	85												
<b>Заднепровский район, всего, в т.ч.</b>	<b>113,0</b>	<b>225,1</b>	<b>338,1</b>	<b>0</b>	<b>213,9</b>	<b>213,9</b>	<b>5,5</b>	<b>0</b>	<b>5,5</b>	<b>15,5</b>	<b>0</b>	<b>15,5</b>	<b>20</b>	<b>0</b>	<b>20</b>	<b>22,4</b>	<b>11,2</b>	<b>33,6</b>
Район Серебрянка	0,0	213,9	213,9		213,9	213,9			0			0			0			0
Район Анастасино	4,0	11,2	15,2			0			0			0	4		4		11,2	11,2
Район Подснежники	92,0	0,0	92,0			0			0	10		10	10		10	22,4		22,4
Район Пасово	3,0	0,0	17,0			0	5,5		5,5	5,5		5,5	6		6			0
<b>Всего по г. Смоленску</b>	<b>467,3</b>	<b>4641,1</b>	<b>5108,4</b>	<b>0</b>	<b>298,9</b>	<b>298,9</b>	<b>6,2</b>	<b>269</b>	<b>275,2</b>	<b>15,5</b>	<b>325,6</b>	<b>341,1</b>	<b>20</b>	<b>227,9</b>	<b>247,9</b>	<b>22,4</b>	<b>225,5</b>	<b>247,9</b>

Окончание таблицы 2.3

Наименование планировочных районов и жилых зон	Объемы нового жилищного строительства, тыс. м <sup>2</sup>											
	в том числе по годам:											
	2018			2019			2020-2024			2025-2029		
	жилые дома	многоквартирные дома	всего	жилые дома	многоквартирные дома	всего	жилые дома	многоквартирные дома	всего	жилые дома	многоквартирные дома	всего
<b>Ленинский район, всего, в т.ч.</b>	<b>15</b>	<b>218,3</b>	<b>233,3</b>	<b>15</b>	<b>217,9</b>	<b>232,9</b>	<b>132,7</b>	<b>1345,28</b>	<b>1477,98</b>	<b>111,9</b>	<b>884,8</b>	<b>996,7</b>
<b>Юг-3, всего, в т.ч.</b>	<b>0</b>	<b>124,6</b>	<b>124,6</b>	<b>0</b>	<b>124,2</b>	<b>124,2</b>	<b>75,4</b>	<b>871,08</b>	<b>946,48</b>	<b>82,6</b>	<b>290,4</b>	<b>373</b>
Район Одинцово		107	107		107	107		336,4	336,4			0
Район Пруды			0			0			0	61,9	50,9	112,8
Рябиновая поляна в пределах горчерты		17,6	17,59		17,2	17,2	36,4	260,6	297,0			0
Рябиновая поляна за границей горчерты			0			0		84,2	84,2		78,4	78,4
Рябиновая поляна-2 в пределах горчерты			0			0	19	176,1	195,1			0
Рябиновая поляна-2 за границей горчерты			0			0	20		20	20,7	161,1	181,8
Реконструкция района ул. 2-я Киевская			0			0		13,8	13,8			0
<b>Краснинское шоссе, всего, в т.ч.</b>	<b>0</b>	<b>23,7</b>	<b>23,7</b>	<b>0</b>	<b>33,7</b>	<b>33,7</b>	<b>10</b>	<b>363</b>	<b>373</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Чернушки-Ясенное в пределах горчерты			0			0			0			0
Чернушки-Ясенное за границей горчерты			0			0	10	202,9	212,9			0
Реконструкция района Кловка		23,7	23,7		33,7	33,7		128,6	128,6			0
Реконструкция района Солдатская слобода			0			0		31,5	31,5			0
<b>Миловидово, всего, в т.ч.</b>	<b>15</b>	<b>70</b>	<b>85</b>	<b>15</b>	<b>60</b>	<b>75</b>	<b>47,3</b>	<b>111,2</b>	<b>158,5</b>	<b>29,3</b>	<b>594,4</b>	<b>623,7</b>
Район Вишенки-Алексино			0			0			0	23,2	148,2	171,4
Район Миловидово-Загорье в пределах горчерты	15	70,0	85	15	60,0	75	47,3	111,2	158,5		210,0	210
Район Миловидово-Загорье за границей горчерты			0			0			0,0	6,1	236,2	242,3
<b>Промышленный район, всего, в т.ч.</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>5,4</b>	<b>57,4</b>	<b>62,8</b>	<b>73,6</b>	<b>570,6</b>	<b>644,2</b>
Район Тихвинка			0			0			0	68,2	55,4	123,6
Район Киселевка за границей горчерты			0			0	5,4	57,4	62,8	5,4	515,2	520,6
Реконструкция района Офицерская слобода			0			0			0			0
Район Поповка												
<b>Заднепровский район, всего, в т.ч.</b>	<b>14,6</b>	<b>0</b>	<b>14,6</b>	<b>15</b>	<b>0</b>	<b>15</b>	<b>20</b>	<b>0</b>	<b>20</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Район Серебрянка			0			0			0			0
Район Анастасино			0			0			0			0
Район Подснежники	14,6		14,6	15		15	20		20			0
Район Пасово			0			0			0			0
<b>Всего по г. Смоленску</b>	<b>29,6</b>	<b>218,3</b>	<b>247,9</b>	<b>30</b>	<b>217,9</b>	<b>247,9</b>	<b>158,1</b>	<b>1402,7</b>	<b>1560,8</b>	<b>185,5</b>	<b>1455,4</b>	<b>1640,9</b>





**Рисунок 2.1- Размещение новой жилой застройки в городе Смоленске**

**Таблица 2.4 – Планируемые объемы сноса ветхого и аварийного жилого фонда с разбивкой по планировочным районам города и по этапам расчетного периода**

Наименование планировочных районов и жилых зон	Объемы сноса ветхого и аварийного жилого фонда, тыс. м <sup>2</sup>														
	Всего за период 2013-2029 гг.			в том числе по годам:											
				2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.		
	жилые дома	многоквартирные дома	всего	жилые дома	многоквартирные дома	всего	жилые дома	многоквартирные дома	всего	жилые дома	многоквартирные дома	всего	жилые дома	многоквартирные дома	всего
<b>Ленинский район, всего, в т.ч.</b>	<b>21,4</b>	<b>46,2</b>	<b>67,6</b>	<b>1,6</b>	<b>0</b>	<b>1,6</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1,8</b>	<b>3,5</b>	<b>5,3</b>	<b>0</b>	<b>7,9</b>	<b>7,9</b>
Существующий жилой фонд	3,3	46,2	49,5							1,8	3,5	5,3		7,9	7,9
<i>Юг-3, всего, в т.ч.</i>	<i>13,0</i>	-	<i>13,0</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Рябиновая поляна-2 за границей горчерты	0,5	-	0,5			-			-			-			-
Реконструкция района ул. 2-я Киевская	12,4	-	12,4			-			-			-			-
<i>Краснинское шоссе, всего, в т.ч.</i>	<i>2,0</i>	-	<i>2,0</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Реконструкция района Солдатская слобода	2,0	-	2,0			-			-			-			-
<i>Миловидово, всего, в т.ч.</i>	<i>3,1</i>	-	<i>3,1</i>	<i>1,6</i>	-	<i>1,6</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Район Миловидово-Загорье в пределах горчерты	3,1	-	3,1	1,6		1,6			-			-			-
<b>Промышленный район, всего, в т.ч.</b>	<b>6,8</b>	<b>35,7</b>	<b>42,5</b>	<b>0,1</b>	<b>8,4</b>	<b>8,4</b>	-	<b>10,0</b>	<b>10,0</b>	<b>4,8</b>	-	<b>4,8</b>	-	<b>1,8</b>	<b>1,8</b>
Существующий жилой фонд	1,5	17,4	18,9									-		1,8	1,8
Район Тихвинка	0,4	-	0,4			-			-			-			-
Реконструкция района Офицерская слобода	4,9	18,3	23,2	0,1	8,4	8,4		10,0	10,0	4,8		4,8			-
<b>Заднепровский район, всего, в т.ч.</b>	<b>11,3</b>	<b>48,7</b>	<b>59,9</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>0,2</b>	-	<b>0,2</b>
Существующий жилой фонд	11,3	48,7	59,9									-	0,2		0,2
<b>Всего по г. Смоленску</b>	<b>39,4</b>	<b>130,6</b>	<b>170,0</b>	1,6	8,4	10,0	-	10,0	10,0	6,5	3,5	10,0	0,2	9,8	10,0

Окончание таблицы 2.4

Наименование планировочных районов и жилых зон	Объемы сноса ветхого и аварийного жилого фонда, тыс. м <sup>2</sup>														
	в том числе по годам:														
	2017			2018			2019			2020-2024			2025-2029		
	жилые дома	многоквартирные дома	всего	жилые дома	многоквартирные дома	всего	жилые дома	многоквартирные дома	всего	жилые дома	многоквартирные дома	всего	жилые дома	многоквартирные дома	всего
<b>Ленинский район, всего, в т.ч.</b>	<b>0</b>	<b>10,0</b>	<b>10,0</b>	<b>0,8</b>	<b>8,21</b>	<b>9,0</b>	<b>0,8</b>	<b>0,6</b>	<b>1,3</b>	<b>16,5</b>	<b>2,1</b>	<b>18,6</b>	<b>0</b>	<b>13,9</b>	<b>13,9</b>
Существующий жилой фонд		10,0	10,0	0,8	8,2	9,0	0,8	0,6	1,3		2,1	2,1		13,9	13,9
<i>Юг-3, всего, в т.ч.</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13,0	-	13,0	-	-	-
Рябиновая поляна-2 за границей горчерты			-			-			-	0,5		0,5			-
Реконструкция района ул. 2-я Киевская			-			-			-	12,4		12,4			-
<i>Краснинское шоссе, всего, в т.ч.</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,0	-	2,0	-	-	-
Реконструкция района Солдатская слобода			-			-			-	2,0		2,0			-
<i>Миловидово, всего, в т.ч.</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,6	-	1,6	-	-	-
Район Миловидово-Загорье в пределах горчерты			-			-			-	1,6		1,6			-
<b>Промышленный район, всего, в т.ч.</b>	-	-	-	-	-	-	<b>0,8</b>	<b>7,9</b>	<b>8,7</b>	<b>0,7</b>	<b>4,7</b>	<b>5,4</b>	<b>0,4</b>	<b>3,0</b>	<b>3,4</b>
Существующий жилой фонд			-			-	0,8	7,9	8,7	0,7	4,7	5,4		3,0	3,0
Район Тихвинка			-			-			-			-	0,4		0,4
Реконструкция района Офицерская слобода			-			-			-			-			-
<b>Заднепровский район, всего, в т.ч.</b>	-	-	-	<b>1,0</b>	-	<b>1,0</b>	-	-	-	<b>2,3</b>	<b>23,7</b>	<b>26,0</b>	<b>7,7</b>	<b>25,0</b>	<b>32,7</b>
Существующий жилой фонд			-	1,0		1,0			-	2,3	23,7	26,0	7,7	25,0	32,7
<b>Всего по г. Смоленску</b>	-	10,0	10,0	1,8	8,2	10,0	1,5	8,5	10,0	19,6	30,4	50,0	8,1	41,9	50,0

**в) Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплопотребления, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации**

Прогноз перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение по расчетным этапам Схемы выполнен с учетом требований к энергетической эффективности объектов теплопотребления, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Для расчета перспективных тепловых нагрузок жилищно-коммунального сектора в соответствии со СНиП 41-02-2003 Тепловые сети, актуализированная редакция (СП 124.13330.2012) приняты следующие удельные расходы тепловой энергии:

1) нормативный расход тепловой энергии на отопление многоквартирных и индивидуальных жилых домов в соответствии с приложением Г СНиП 41-02-2003 (СП 124.13330.2012), представленный в таблице 2.5:

**Таблица 2.5 - Удельный расход тепловой энергии на отопление многоквартирных и индивидуальных жилых домов для города Смоленска при расчетной температуре наружного воздуха -25 °С**

Этажность жилых зданий	Удельные показатели максимальной тепловой нагрузки, ккал/(ч·м <sup>2</sup> ) для зданий строительством	
	после 2010 г.	после 2015 г.
1-3-этажные многоквартирные отдельные	62,8	57,6
2-3-этажные многоквартирные блокированные	49,9	47,3
4-6-этажные	42,1	38,7
7-10-этажные	37,0	34,4
11-14-этажные	35,3	31,8
Более 15 этажей	32,7	31,0

В связи с отсутствием подробной информации по объемам строительства и местам размещения новых общественных зданий в г. Смоленске, тепловая нагрузка на отопление новых объектов социально-бытового назначения в районах перспективной жилой застройки принималась в размере:

- 25 % от нагрузки на отопление многоквартирных домов;
- 10 % от нагрузки на отопление индивидуальных жилых домов.

2) удельный расход тепловой энергии на вентиляцию общественных зданий определен с коэффициентом 0,6 от удельного расхода тепла на их отопление;

3) норма расхода горячей воды на одного человека в жилых зданиях принята по приложению Г СНиП 41-02-2003 (СП 124.13330.2012) в размере 105 л/(сут.·чел.), в общественных зданиях – в среднем 25 л/(сут.·чел.), что в сумме составит 130 л/(сут.·чел.).

Удельный расход тепловой энергии на горячее водоснабжение на одного человека в жилых зданиях в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 23 мая 2006 г. N 306 "Об утверждении Правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг" (с изменениями от 6 мая 2011 г., 28 марта 2012 г.) по формуле

$$q_{\text{ГВС}} = N_{\text{ГВС}}/24 \times \rho_0 \times C \times (t_h - t_c) \times (1 + K_{\text{ТП}}) / 10^{-3}, \text{ ккал}/(\text{ч}\cdot\text{чел.}) \quad (2.1)$$

где  $N_{\text{ГВС}}$  - суточный расход воды на нужды горячего водоснабжения, 130 л/(сут.·чел.);

$\rho_0$  - объемный вес воды, кгс/м<sup>3</sup>, равный 985,73 кг/м<sup>3</sup> при температуре  $t_h = 55$  °С;

$C$  - теплоемкость воды, ккал/(кг·°С), равная 1 ккал/(кг·°С);

$t_h$  - температура горячей воды в местах водоразбора, °С (55°С);

$t_c$  - средняя температура холодной воды в сети водопровода в отопительный период, °С (5 °С);

$K_{\text{ТП}}$  - коэффициент, учитывающий тепловые потери трубопроводами систем горячего водоснабжения и затраты тепловой энергии на отопление ванных комнат (для изолированных трубопроводов – 0,02).

В результате удельный расход тепловой энергии на нужды горячего водоснабжения на одного человека в жилых и общественных зданиях составит 272 ккал/(ч·чел.).

#### **г) Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов**

Увеличение расхода тепла на технологические нужды в г. Смоленске в перспективе не прогнозируется.

#### **д) Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе**

Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии в сетевой воде новыми многоквартирными и индивидуальными жилыми домами с учетом общественных зданий по элементам территориального деления по этапам расчетного периода приведены в таблице 2.6.

Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии в сетевой воде с разделением по видам теплоснабжения в зонах действия существующих и предлагаемых к строительству теплоисточников с нарастающим итогом представлены в таблице 2.7.

**Таблица 2.6 - Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии в сетевой воде новыми многоквартирными и индивидуальными жилыми домами с учетом общественных зданий по элементам территориального деления по этапам расчетного периода**

Наименование планировочных районов и жилых зон	Прирост объемов потребления тепловой энергии в сетевой воде (без учета тепловых потерь), Гкал/ч																												
	всего за 2013-2029 гг.									за 2013 г.									за 2014 г.										
	жилые дома			многоквартирные дома			итого			жилые дома			многоквартирные дома			итого			жилые дома			многоквартирные дома			Итого				
	отопл.+вент.	гвс	всего	отопл.+вент.	гвс	всего	отопл.+вент.	гвс	всего	отопл.+вент.	гвс	всего	отопл.+вент.	гвс	всего	отопл.+вент.	гвс	всего	отопл.+вент.	гвс	всего	отопл.+вент.	гвс	всего	отопл.+вент.	гвс	всего		
<b>Ленинский район, всего, в т.ч.</b>	<b>18,41</b>	<b>2,25</b>	<b>20,66</b>	<b>190,68</b>	<b>32,46</b>	<b>223,15</b>	<b>209,09</b>	<b>34,72</b>	<b>243,80</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>0,05</b>	<b>0,01</b>	<b>0,06</b>	<b>14,07</b>	<b>2,71</b>	<b>16,77</b>	<b>14,12</b>	<b>2,71</b>	<b>16,83</b>
Район Одинцово	-	-	-	51,34	9,30	60,64	51,34	9,30	60,64	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,07	1,17	7,23	6,07	1,17	7,23
Район Пруды	4,14	0,47	4,60	2,61	0,38	2,99	6,75	0,85	7,60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Рябиновая поляна в пределах горчерты	2,43	0,31	2,74	15,15	2,52	17,67	17,58	2,83	20,41	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Рябиновая поляна за границей горчерты	-	-	-	8,34	1,30	9,64	8,34	1,30	9,64	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Рябиновая поляна-2 в пределах горчерты	1,27	0,16	1,43	9,03	1,48	10,51	10,30	1,64	11,94	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Рябиновая поляна-2 за границей горчерты	2,72	0,32	3,04	8,26	1,22	9,48	10,98	1,54	12,52	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Реконструкция района ул. 2-я Киевская	-	-	-	0,71	0,12	0,82	0,71	0,12	0,82	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Чернушки-Ясенное в пределах горчерты	0,05	0,01	0,06	15,54	2,95	18,49	15,59	2,96	18,55	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,05	0,01	0,06	4,67	0,90	5,56	4,72	0,91	5,62
Чернушки-Ясенное за границей горчерты	0,67	0,08	0,75	10,41	1,71	12,11	11,08	1,79	12,86	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Реконструкция района Кловка	-	-	-	11,66	2,04	13,70	11,66	2,04	13,70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Реконструкция района Солдатская слобода	-	-	-	1,62	0,26	1,88	1,62	0,26	1,88	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Район Вишенки-Алексино	1,55	0,18	1,73	7,60	1,12	8,72	9,15	1,29	10,45	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Район Миловидово-Загорье в пределах горчерты	5,17	0,68	5,85	36,30	6,28	42,58	41,46	6,97	48,43	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,34	0,64	3,98	3,34	0,64	3,98
Район Миловидово-Загорье за границей горчерты	0,41	0,05	0,45	12,11	1,78	13,90	12,52	1,83	14,35	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Промышленный район, всего, в т.ч.</b>	<b>5,28</b>	<b>0,60</b>	<b>5,88</b>	<b>38,44</b>	<b>6,01</b>	<b>44,44</b>	<b>43,72</b>	<b>6,61</b>	<b>50,32</b>	-	-	-	<b>4,69</b>	<b>0,93</b>	<b>5,61</b>	<b>4,69</b>	<b>0,93</b>	<b>5,61</b>	-	-	-	<b>0,77</b>	<b>0,15</b>	<b>0,91</b>	<b>0,77</b>	<b>0,15</b>	<b>0,91</b>	-	-
Район Тихвинка	4,56	0,51	5,07	2,84	0,42	3,26	7,40	0,93	8,33	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Район Киселевка за границей горчерты	0,72	0,09	0,81	29,37	4,37	33,74	30,09	4,46	34,55	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Реконструкция района Офицерская слобода	-	-	-	1,54	0,29	1,83	1,54	0,29	1,83	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,77	0,15	0,91	0,77	0,15	0,91
Район Поповка	-	-	-	4,69	0,93	5,61	4,69	0,93	5,61	-	-	-	4,69	0,93	5,61	4,69	0,93	5,61	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Заднепровский район, всего, в т.ч.</b>	<b>7,68</b>	<b>1,11</b>	<b>8,79</b>	<b>12,37</b>	<b>2,44</b>	<b>14,81</b>	<b>20,05</b>	<b>3,55</b>	<b>23,59</b>	-	-	-	<b>11,80</b>	<b>2,33</b>	<b>14,13</b>	<b>11,80</b>	<b>2,33</b>	<b>14,13</b>	<b>0,40</b>	<b>0,06</b>	<b>0,46</b>	-	-	-	<b>0,40</b>	<b>0,06</b>	<b>0,46</b>	-	-
Район Серебрянка	-	-	-	11,80	2,33	14,13	11,80	2,33	14,13	-	-	-	11,80	2,33	14,13	11,80	2,33	14,13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Район Анастасино	0,27	0,04	0,31	0,57	0,11	0,68	0,84	0,15	0,99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Район Подснежники	6,21	0,88	7,09	-	-	-	6,21	0,88	7,09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Район Пасово	1,20	0,18	1,38	-	-	-	1,20	0,18	1,38	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,40	0,06	0,46	-	-	-	0,40	0,06	0,46	-	-
<b>Всего по городу, в т.ч.</b>	<b>31,36</b>	<b>3,96</b>	<b>35,33</b>	<b>241,49</b>	<b>40,91</b>	<b>282,40</b>	<b>272,85</b>	<b>44,87</b>	<b>317,72</b>	-	-	-	<b>16,48</b>	<b>3,26</b>	<b>19,74</b>	<b>16,48</b>	<b>3,26</b>	<b>19,74</b>	<b>0,45</b>	<b>0,07</b>	<b>0,52</b>	<b>14,83</b>	<b>2,85</b>	<b>17,69</b>	<b>15,29</b>	<b>2,92</b>	<b>18,21</b>	-	-
- жилой фонд	<b>27,04</b>	<b>2,97</b>	<b>30,01</b>	<b>172,49</b>	<b>33,09</b>	<b>205,58</b>	<b>199,53</b>	<b>36,06</b>	<b>235,59</b>	-	-	-	<b>11,77</b>	<b>2,63</b>	<b>14,41</b>	<b>11,77</b>	<b>2,63</b>	<b>14,41</b>	<b>0,39</b>	<b>0,05</b>	<b>0,44</b>	<b>10,60</b>	<b>2,31</b>	<b>12,90</b>	<b>10,98</b>	<b>2,36</b>	<b>13,35</b>	-	-
- общественные объекты	<b>4,33</b>	<b>0,99</b>	<b>5,31</b>	<b>69,00</b>	<b>7,82</b>	<b>76,82</b>	<b>73,32</b>	<b>8,81</b>	<b>82,13</b>	-	-	-	<b>4,71</b>	<b>0,62</b>	<b>5,33</b>	<b>4,71</b>	<b>0,62</b>	<b>5,33</b>	<b>0,06</b>	<b>0,01</b>	<b>0,07</b>	<b>4,24</b>	<b>0,55</b>	<b>4,78</b>	<b>4,30</b>	<b>0,56</b>	<b>4,86</b>	-	-

Продолжение таблицы 2.6

Наименование планировочных районов и жилых зон	Прирост объемов потребления тепловой энергии в сетевой воде (без учета тепловых потерь), Гкал/ч																										
	за 2015 г.									за 2016 г.									за 2017 г.								
	жилые дома			многоквартирные дома			итого			жилые дома			многоквартирные дома			итого			жилые дома			многоквартирные дома			Итого		
	отопл.+вент.	гвс	всего	отопл.+вент.	гвс	всего	отопл.+вент.	гвс	всего	отопл.+вент.	гвс	всего	отопл.+вент.	гвс	всего	отопл.+вент.	гвс	всего	отопл.+вент.	гвс	всего	отопл.+вент.	гвс	всего	отопл.+вент.	гвс	всего
<b>Ленинский район, всего, в т.ч.</b>	-	-	-	17,18	3,20	20,38	17,18	3,20	20,38	-	-	-	11,69	2,29	13,98	11,69	2,29	13,98	-	-	-	10,99	2,11	13,10	10,99	2,11	13,10
Район Одинцово	-	-	-	6,07	1,13	7,20	6,07	1,13	7,20	-	-	-	5,49	1,08	6,56	5,49	1,08	6,56	-	-	-	5,49	1,05	6,54	5,49	1,05	6,54
Район Пруды	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Рябиновая поляна в пределах горчерты	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Рябиновая поляна за границей горчерты	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Рябиновая поляна-2 в пределах горчерты	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Рябиновая поляна-2 за границей горчерты	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Реконструкция района ул. 2-я Киевская	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Чернушки-Ясенное в пределах горчерты	-	-	-	7,78	1,45	9,23	7,78	1,45	9,23	-	-	-	2,05	0,40	2,45	2,05	0,40	2,45	-	-	-	1,05	0,20	1,25	1,05	0,20	1,25
Чернушки-Ясенное за границей горчерты	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Реконструкция района Кловка	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,91	0,18	1,09	0,91	0,18	1,09	-	-	-	1,22	0,23	1,45	1,22	0,23	1,45
Реконструкция района Солдатская слобода	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Район Вишенки-Алексино	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Район Миловидово-Загорье в пределах горчерты	-	-	-	3,34	0,62	3,96	3,34	0,62	3,96	-	-	-	3,24	0,64	3,88	3,24	0,64	3,88	-	-	-	3,24	0,62	3,86	3,24	0,62	3,86
Район Миловидово-Загорье за границей горчерты	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Промышленный район, всего, в т.ч.</b>	-	-	-	0,77	0,14	0,92	0,77	0,14	0,92	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Район Тихвинка	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Район Киселевка за границей горчерты	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Реконструкция района Офицерская слобода	-	-	-	0,77	0,14	0,92	0,77	0,14	0,92	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Район Поповка	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Заднепровский район, всего, в т.ч.</b>	1,13	0,16	1,29	-	-	-	1,13	0,16	1,29	1,34	0,22	1,55	-	-	-	1,34	0,22	1,55	1,50	0,22	1,72	0,57	0,11	0,68	2,07	0,33	2,40
Район Серебрянка	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Район Анастасино	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,27	0,04	0,31	-	-	-	0,27	0,04	0,31	-	-	-	0,57	0,11	0,68	0,57	0,11	0,68
Район Подснежники	0,73	0,10	0,83	-	-	-	0,73	0,10	0,83	0,67	0,11	0,78	-	-	-	0,67	0,11	0,78	1,50	0,22	1,72	-	-	-	1,50	0,22	1,72
Район Пасово	0,40	0,06	0,46	-	-	-	0,40	0,06	0,46	0,40	0,07	0,47	-	-	-	0,40	0,07	0,47	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Всего по городу, в т.ч.</b>	1,13	0,16	1,29	17,95	3,34	21,30	19,08	3,50	22,59	1,34	0,22	1,55	11,69	2,29	13,98	13,03	2,51	15,53	1,50	0,22	1,72	11,56	2,22	13,78	13,06	2,44	15,50
- жилой фонд	0,97	0,13	1,10	12,82	2,70	15,53	13,80	2,83	16,63	1,15	0,18	1,33	8,35	1,85	10,20	9,50	2,03	11,53	1,29	0,18	1,47	8,26	1,80	10,06	9,55	1,97	11,52
- общественные объекты	0,16	0,03	0,19	5,13	0,64	5,77	5,29	0,67	5,96	0,18	0,04	0,23	3,34	0,44	3,78	3,52	0,48	4,00	0,21	0,04	0,25	3,30	0,42	3,73	3,51	0,47	3,98

Продолжение таблицы 2.6

Наименование планировочных районов и жилых зон	Прирост объемов потребления тепловой энергии в сетевой воде (без учета тепловых потерь), Гкал/ч																										
	за 2018 г.									за 2019 г.									за 2020-2024 г.г.								
	жилые дома			многоквартирные дома			итого			жилые дома			многоквартирные дома			итого			жилые дома			многоквартирные дома			Итого		
	отопл.+вент.	гвс	всего	отопл.+вент.	гвс	всего	отопл.+вент.	гвс	всего	отопл.+вент.	гвс	всего	отопл.+вент.	гвс	всего	отопл.+вент.	гвс	всего	отопл.+вент.	гвс	всего	отопл.+вент.	гвс	всего	отопл.+вент.	гвс	всего
<b>Ленинский район, всего, в т.ч.</b>	<b>1,00</b>	<b>0,14</b>	<b>1,15</b>	<b>11,20</b>	<b>2,11</b>	<b>13,30</b>	<b>12,20</b>	<b>2,25</b>	<b>14,45</b>	<b>1,00</b>	<b>0,14</b>	<b>1,14</b>	<b>11,18</b>	<b>2,06</b>	<b>13,24</b>	<b>12,18</b>	<b>2,20</b>	<b>14,38</b>	<b>8,87</b>	<b>1,12</b>	<b>9,98</b>	<b>69,00</b>	<b>11,31</b>	<b>80,31</b>	<b>77,87</b>	<b>12,42</b>	<b>90,29</b>
Район Одинцово	-	-	-	5,49	1,03	6,52	5,49	1,03	6,52	-	-	-	5,49	1,01	6,50	5,49	1,01	6,50	-	-	-	17,25	2,83	20,08	17,25	2,83	20,08
Район Пруды	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Рябиновая поляна в пределах горчерты	-	-	-	0,90	0,17	1,07	0,90	0,17	1,07	-	-	-	0,88	0,16	1,04	0,88	0,16	1,04	2,43	0,31	2,74	13,37	2,19	15,56	15,80	2,50	18,29
Рябиновая поляна за границей горчерты	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,32	0,71	5,03	4,32	0,71	5,03
Рябиновая поляна-2 в пределах горчерты	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,27	0,16	1,43	9,03	1,48	10,51	10,30	1,64	11,94
Рябиновая поляна-2 за границей горчерты	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,34	0,17	1,50	-	-	-	1,34	0,17	1,50
Реконструкция района ул. 2-я Киевская	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,71	0,12	0,82	0,71	0,12	0,82
Чернушки-Ясенное в пределах горчерты	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Чернушки-Ясенное за границей горчерты	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,67	0,08	0,75	10,41	1,71	12,11	11,08	1,79	12,86
Реконструкция района Кловка	-	-	-	1,22	0,23	1,44	1,22	0,23	1,44	-	-	-	1,73	0,32	2,05	1,73	0,32	2,05	-	-	-	6,60	1,08	7,68	6,60	1,08	7,68
Реконструкция района Солдатская слобода	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,62	0,26	1,88	1,62	0,26	1,88
Район Вишенки-Алексино	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Район Миловидово-Загорье в пределах горчерты	1,00	0,14	1,15	3,59	0,68	4,27	4,59	0,82	5,41	1,00	0,14	1,14	3,08	0,57	3,65	4,08	0,71	4,79	3,16	0,40	3,56	5,70	0,93	6,64	8,86	1,33	10,20
Район Миловидово-Загорье за границей горчерты	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Промышленный район, всего, в т.ч.</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>0,36</b>	<b>0,05</b>	<b>0,41</b>	<b>2,94</b>	<b>0,48</b>	<b>3,43</b>	<b>3,31</b>	<b>0,53</b>	<b>3,83</b>
Район Тихвинка	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Район Киселевка за границей горчерты	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,36	0,05	0,41	2,94	0,48	3,43	3,31	0,53	3,83
Реконструкция района Офицерская слобода	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Район Поповка	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Заднепровский район, всего, в т.ч.</b>	<b>0,98</b>	<b>0,14</b>	<b>1,12</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>0,98</b>	<b>0,14</b>	<b>1,12</b>	<b>1,00</b>	<b>0,14</b>	<b>1,14</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1,00</b>	<b>0,14</b>	<b>1,14</b>	<b>1,34</b>	<b>0,17</b>	<b>1,50</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1,34</b>	<b>0,17</b>	<b>1,50</b>
Район Серебрянка	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Район Анастасино	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Район Подснежники	0,98	0,14	1,12	-	-	-	0,98	0,14	1,12	1,00	0,14	1,14	-	-	-	1,00	0,14	1,14	1,34	0,17	1,50	-	-	-	1,34	0,17	1,50
Район Пасово	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Всего по городу, в т.ч.</b>	<b>1,98</b>	<b>0,29</b>	<b>2,26</b>	<b>11,20</b>	<b>2,11</b>	<b>13,30</b>	<b>13,18</b>	<b>2,39</b>	<b>15,57</b>	<b>2,01</b>	<b>0,28</b>	<b>2,29</b>	<b>11,18</b>	<b>2,06</b>	<b>13,24</b>	<b>13,18</b>	<b>2,35</b>	<b>15,53</b>	<b>10,57</b>	<b>1,33</b>	<b>11,90</b>	<b>71,94</b>	<b>11,79</b>	<b>83,73</b>	<b>82,51</b>	<b>13,12</b>	<b>95,63</b>
- жилой фонд	<b>1,71</b>	<b>0,23</b>	<b>1,94</b>	<b>8,00</b>	<b>1,70</b>	<b>9,70</b>	9,70	1,93	11,64	<b>1,73</b>	<b>-</b>	<b>1,73</b>	<b>7,98</b>	<b>1,67</b>	<b>9,65</b>	9,71	1,67	11,38	<b>9,11</b>	<b>1,07</b>	<b>10,18</b>	<b>51,39</b>	<b>9,54</b>	<b>60,92</b>	60,50	10,61	71,11
- общественные объекты	0,27	0,05	0,33	3,20	0,40	3,60	3,47	0,46	3,93	0,28	0,28	0,56	3,19	0,39	3,59	3,47	0,68	4,15	1,46	0,25	1,71	20,56	2,25	22,81	22,01	2,51	24,52



Окончание таблицы 2.6

Наименование планировочных районов и жилых зон	Прирост объемов потребления тепловой энергии в сетевой воде (без учета тепловых потерь), Гкал/ч								
	за 2025-2029 г.г.								
	жилые дома			многоквартирные дома			итого		
	отопл.+вент.	гвс	всего	отопл.+вент.	гвс	всего	отопл.+вент.	гвс	всего
<b>Ленинский район, всего, в т.ч.</b>	<b>7,48</b>	<b>0,84</b>	<b>8,32</b>	<b>45,38</b>	<b>6,68</b>	<b>52,06</b>	<b>52,86</b>	<b>7,52</b>	<b>60,39</b>
Район Одинцово	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Район Пруды	4,14	0,47	4,60	2,61	0,38	2,99	6,75	0,85	7,60
Рябиновая поляна в пределах горчерты	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Рябиновая поляна за границей горчерты	-	-	-	4,02	0,59	4,61	4,02	0,59	4,61
Рябиновая поляна-2 в пределах горчерты	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Рябиновая поляна-2 за границей горчерты	1,38	0,16	1,54	8,26	1,22	9,48	9,65	1,37	11,02
Реконструкция района ул. 2-я Киевская	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Чернушки-Ясенное в пределах горчерты	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Чернушки-Ясенное за границей горчерты	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Реконструкция района Кловка	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Реконструкция района Солдатская слобода	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Район Вишенки-Алексино	1,55	0,18	1,73	7,60	1,12	8,72	9,15	1,29	10,45
Район Миловидово-Загорье в пределах горчерты	-	-	-	10,77	1,59	12,36	10,77	1,59	12,36
Район Миловидово-Загорье за границей горчерты	0,41	0,05	0,45	12,11	1,78	13,90	12,52	1,83	14,35
<b>Промышленный район, всего, в т.ч.</b>	<b>4,92</b>	<b>0,56</b>	<b>5,47</b>	<b>29,27</b>	<b>4,31</b>	<b>33,57</b>	<b>34,19</b>	<b>4,86</b>	<b>39,05</b>
Район Тихвинка	4,56	0,51	5,07	2,84	0,42	3,26	7,40	0,93	8,33
Район Киселевка за границей горчерты	0,36	0,04	0,40	26,42	3,89	30,31	26,79	3,93	30,72
Реконструкция района Офицерская слобода	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Район Поповка	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Заднепровский район, всего, в т.ч.</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Район Серебрянка	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Район Анастасино	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Район Подснежники	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Район Пасово	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Всего по городу, в т.ч.</b>	<b>12,40</b>	<b>1,40</b>	<b>13,80</b>	<b>74,65</b>	<b>10,99</b>	<b>85,63</b>	<b>87,05</b>	<b>12,39</b>	<b>99,43</b>
- жилой фонд	10,69	1,13	11,82	53,32	8,89	62,21	64,01	10,02	74,03
- общественные объекты	1,71	0,27	1,98	21,33	2,10	23,43	23,04	2,37	25,41

**Таблица 2.7- Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии в сетевой воде с разделением по видам теплоснабжения в зонах действия существующих и предлагаемых к строительству теплоисточников с нарастающим итогом**

Наименование теплоисточников, планировочных районов и жилых зон	Приросты объемов потребления тепловой энергии с нарастающим итогом (без учета тепловых потерь), Гкал/ч														
	2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.		
	отопл.+ вен-тил.	гвс	всего	отопл.+ вен-тил.	гвс	всего	отопл.+ вен-тил.	гвс	всего	отопл.+ вен-тил.	гвс	всего	отопл.+ вен-тил.	гвс	всего
<b>Смоленская ТЭЦ-2, всего, в т.ч.</b>	<b>4,69</b>	<b>0,93</b>	<b>5,61</b>	<b>11,52</b>	<b>2,24</b>	<b>13,76</b>	<b>18,36</b>	<b>3,51</b>	<b>21,87</b>	<b>23,85</b>	<b>4,59</b>	<b>28,44</b>	<b>29,33</b>	<b>5,64</b>	<b>34,98</b>
<b>Ленинский район, всего, в т.ч.</b>	-	-	-	<b>6,07</b>	<b>1,17</b>	<b>7,23</b>	<b>12,13</b>	<b>2,30</b>	<b>14,43</b>	<b>17,62</b>	<b>3,37</b>	<b>20,99</b>	<b>23,11</b>	<b>4,43</b>	<b>27,53</b>
Район Одинцово	-	-	-	6,07	1,17	7,23	12,13	2,30	14,43	17,62	3,37	20,99	23,11	4,43	27,53
Реконструкция района ул. 2-я Киевская	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Реконструкция района Солдатская слобода	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Промышленный район, всего, в т.ч.</b>	<b>4,69</b>	<b>0,93</b>	<b>5,61</b>	<b>5,45</b>	<b>1,07</b>	<b>6,53</b>	<b>6,23</b>	<b>1,22</b>	<b>7,44</b>	<b>6,23</b>	<b>1,22</b>	<b>7,44</b>	<b>6,23</b>	<b>1,22</b>	<b>7,44</b>
Район Тихвинка	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Район Киселевка за границей горчерты	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Реконструкция района Офицерская слобода	-	-	-	0,77	0,15	0,91	1,54	0,29	1,83	1,54	0,29	1,83	1,54	0,29	1,83
Район Поповка	4,69	0,93	5,61	4,69	0,93	5,61	4,69	0,93	5,61	4,69	0,93	5,61	4,69	0,93	5,61
<b>Новая Западная ТЭЦ</b>	-	-	-	<b>8,00</b>	<b>1,54</b>	<b>9,54</b>	<b>19,12</b>	<b>3,61</b>	<b>22,73</b>	<b>25,32</b>	<b>4,83</b>	<b>30,14</b>	<b>30,82</b>	<b>5,88</b>	<b>36,70</b>
<b>Ленинский район, всего, в т.ч.</b>	-	-	-	8,00	1,54	9,54	19,12	3,61	22,73	25,32	4,83	30,14	30,82	5,88	36,70
Рябиновая поляна в пределах горчерты	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Чернушки-Ясенное в пределах горчерты	-	-	-	4,67	0,90	5,56	12,45	2,35	14,79	14,50	2,75	17,25	15,54	2,95	18,49
Чернушки-Ясенное за границей горчерты	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Реконструкция района Кловка	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,91	0,18	1,09	2,12	0,41	2,53
Район Вишенки-Алексино	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Район Миловидово-Загорье в пределах горчерты	-	-	-	3,34	0,64	3,98	6,67	1,26	7,94	9,91	1,90	11,81	13,16	2,52	15,68
Район Миловидово-Загорье за границей горчерты	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Котельная № 21 по ул. Городнянского, 1</b>	11,80	2,33	14,13	11,80	2,33	14,13	11,80	2,33	14,13	11,80	2,33	14,13	11,80	2,33	14,13
<b>Заднепровский район, всего, в т.ч.</b>	11,80	2,33	14,13	11,80	2,33	14,13	11,80	2,33	14,13	11,80	2,33	14,13	11,80	2,33	14,13
Район Серебрянка	11,80	2,33	14,13	11,80	2,33	14,13	11,80	2,33	14,13	11,80	2,33	14,13	11,80	2,33	14,13
<b>Новые отопительные котельные</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,57	0,11	0,68
<b>Ленинский район, всего, в т.ч.</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Район Пруды	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Рябиновая поляна за границей горчерты	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Рябиновая поляна-2 в пределах горчерты	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Рябиновая поляна-2 за границей горчерты	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Заднепровский район, всего в т.ч.</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>0,57</b>	<b>0,11</b>	<b>0,68</b>
Район Анастасино	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,57	0,11	0,68
<b>ИТГ, всего, в т.ч.</b>	-	-	-	<b>0,45</b>	<b>0,07</b>	<b>0,52</b>	<b>1,58</b>	<b>0,22</b>	<b>1,81</b>	<b>2,92</b>	<b>0,44</b>	<b>3,36</b>	<b>4,41</b>	<b>0,66</b>	<b>5,08</b>
Ленинский район	-	-	-	0,05	0,01	0,06	0,05	0,01	0,06	0,05	0,01	0,06	0,05	0,01	0,06
Промышленный район	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Заднепровский район	-	-	-	0,40	0,06	0,46	1,53	0,22	1,75	2,87	0,44	3,30	4,36	0,66	5,02
<b>Всего по г. Смоленску, в т.ч.</b>	<b>16,48</b>	<b>3,26</b>	<b>19,74</b>	<b>31,77</b>	<b>6,18</b>	<b>37,94</b>	<b>50,85</b>	<b>9,68</b>	<b>60,53</b>	<b>63,88</b>	<b>12,19</b>	<b>76,07</b>	<b>76,94</b>	<b>14,63</b>	<b>91,57</b>
- централизованные источники	16,48	3,26	19,74	31,32	6,11	37,43	49,27	9,46	58,73	60,96	11,75	72,71	72,52	13,97	86,49
- ИТГ	-	-	-	0,45	0,07	0,52	1,58	0,22	1,81	2,92	0,44	3,36	4,41	0,66	5,08

Окончание таблицы 2.7

Наименование теплоисточников, планировочных районов и жилых зон	Приросты объемов потребления тепловой энергии с нарастающим итогом (без учета тепловых потерь), Гкал/ч											
	2018 г.			2019 г.			2024 г.			2029 г.		
	отопл.+ вен-тил.	гвс	всего	отопл.+ вен-тил.	гвс	всего	отопл.+ вен-тил.	гвс	всего	отопл.+ вен-тил.	гвс	всего
<b>Смоленская ТЭЦ-2, всего, в т.ч.</b>	<b>34,82</b>	<b>6,68</b>	<b>41,50</b>	<b>40,31</b>	<b>7,69</b>	<b>48,00</b>	<b>62,83</b>	<b>11,38</b>	<b>74,21</b>	<b>92,10</b>	<b>15,69</b>	<b>107,78</b>
<b>Ленинский район, всего, в т.ч.</b>	<b>28,60</b>	<b>5,46</b>	<b>34,05</b>	<b>34,08</b>	<b>6,47</b>	<b>40,55</b>	<b>53,66</b>	<b>9,68</b>	<b>63,34</b>	<b>53,66</b>	<b>9,68</b>	<b>63,34</b>
Район Одинцово	28,60	5,46	34,05	34,08	6,47	40,55	51,34	9,30	60,64	51,34	9,30	60,64
Реконструкция района ул. 2-я Киевская	-	-	-	-	-	-	0,71	0,12	0,82	0,71	0,12	0,82
Реконструкция района Солдатская слобода	-	-	-	-	-	-	1,62	0,26	1,88	1,62	0,26	1,88
<b>Промышленный район, всего, в т.ч.</b>	<b>6,23</b>	<b>1,22</b>	<b>7,44</b>	<b>6,23</b>	<b>1,22</b>	<b>7,44</b>	<b>9,17</b>	<b>1,70</b>	<b>10,87</b>	<b>38,44</b>	<b>6,01</b>	<b>44,44</b>
Район Тихвинка	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,84	0,42	3,26
Район Киселевка за границей горчерты	-	-	-	-	-	-	2,94	0,48	3,43	29,37	4,37	33,74
Реконструкция района Офицерская слобода	1,54	0,29	1,83	1,54	0,29	1,83	1,54	0,29	1,83	1,54	0,29	1,83
Район Поповка	4,69	0,93	5,61	4,69	0,93	5,61	4,69	0,93	5,61	4,69	0,93	5,61
<b>Новая Западная ТЭЦ</b>	<b>36,53</b>	<b>6,96</b>	<b>43,49</b>	<b>42,22</b>	<b>8,00</b>	<b>50,22</b>	<b>78,29</b>	<b>13,92</b>	<b>92,21</b>	<b>108,78</b>	<b>18,40</b>	<b>127,18</b>
<b>Ленинский район, всего, в т.ч.</b>	<b>36,53</b>	<b>6,96</b>	<b>43,49</b>	<b>42,22</b>	<b>8,00</b>	<b>50,22</b>	<b>78,29</b>	<b>13,92</b>	<b>92,21</b>	<b>108,78</b>	<b>18,40</b>	<b>127,18</b>
Рябиновая поляна в пределах горчерты	0,90	0,17	1,07	1,78	0,33	2,12	15,15	2,52	17,67	15,15	2,52	17,67
Чернушки-Ясенное в пределах горчерты	15,54	2,95	18,49	15,54	2,95	18,49	15,54	2,95	18,49	15,54	2,95	18,49
Чернушки-Ясенное за границей горчерты	-	-	-	-	-	-	10,41	1,71	12,11	10,41	1,71	12,11
Реконструкция района Кловка	3,34	0,64	3,98	5,07	0,96	6,03	11,66	2,04	13,70	11,66	2,04	13,70
Район Вишенки-Алексино	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,60	1,12	8,72
Район Миловидово-Загорье в пределах горчерты	16,75	3,20	19,94	19,82	3,76	23,59	25,53	4,70	30,23	36,30	6,28	42,58
Район Миловидово-Загорье за границей горчерты	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12,11	1,78	13,90
<b>Котельная № 21 по ул. Городнянского, 1</b>	<b>11,80</b>	<b>2,33</b>	<b>14,13</b>	<b>11,80</b>	<b>2,33</b>	<b>14,13</b>	<b>11,80</b>	<b>2,33</b>	<b>14,13</b>	<b>11,80</b>	<b>2,33</b>	<b>14,13</b>
<b>Заднепровский район, всего, в т.ч.</b>	<b>11,80</b>	<b>2,33</b>	<b>14,13</b>	<b>11,80</b>	<b>2,33</b>	<b>14,13</b>	<b>11,80</b>	<b>2,33</b>	<b>14,13</b>	<b>11,80</b>	<b>2,33</b>	<b>14,13</b>
Район Серебрянка	11,80	2,33	14,13	11,80	2,33	14,13	11,80	2,33	14,13	11,80	2,33	14,13
<b>Новые отопительные котельные</b>	<b>0,57</b>	<b>0,11</b>	<b>0,68</b>	<b>0,57</b>	<b>0,11</b>	<b>0,68</b>	<b>13,92</b>	<b>2,30</b>	<b>16,22</b>	<b>28,82</b>	<b>4,49</b>	<b>33,31</b>
<b>Ленинский район, всего, в т.ч.</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>13,35</b>	<b>2,19</b>	<b>15,54</b>	<b>28,25</b>	<b>4,38</b>	<b>32,63</b>
Район Пруды	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,61	0,38	2,99
Рябиновая поляна за границей горчерты	-	-	-	-	-	-	4,32	0,71	5,03	8,34	1,30	9,64
Рябиновая поляна-2 в пределах горчерты	-	-	-	-	-	-	9,03	1,48	10,51	9,03	1,48	10,51
Рябиновая поляна-2 за границей горчерты	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8,26	1,22	9,48
<b>Заднепровский район, всего в т.ч.</b>	<b>0,57</b>	<b>0,11</b>	<b>0,68</b>	<b>0,57</b>	<b>0,11</b>	<b>0,68</b>	<b>0,57</b>	<b>0,11</b>	<b>0,68</b>	<b>0,57</b>	<b>0,11</b>	<b>0,68</b>
Район Анастасино	0,57	0,11	0,68	0,57	0,11	0,68	0,57	0,11	0,68	0,57	0,11	0,68
<b>ИТГ, всего, в т.ч.</b>	<b>6,39</b>	<b>0,95</b>	<b>7,34</b>	<b>8,40</b>	<b>1,23</b>	<b>9,63</b>	<b>18,97</b>	<b>2,56</b>	<b>21,53</b>	<b>31,36</b>	<b>3,96</b>	<b>35,33</b>
Ленинский район	1,05	0,15	1,21	2,06	0,29	2,35	10,93	1,41	12,34	18,41	2,25	20,66
Промышленный район	-	-	-	-	-	-	0,36	0,05	0,41	5,28	0,60	5,88
Заднепровский район	5,34	0,80	6,14	6,34	0,94	7,28	7,68	1,11	8,79	7,68	1,11	8,79
<b>Всего по г. Смоленску, в т.ч.</b>	<b>90,11</b>	<b>17,02</b>	<b>107,13</b>	<b>103,29</b>	<b>19,37</b>	<b>122,66</b>	<b>185,81</b>	<b>32,48</b>	<b>218,29</b>	<b>272,85</b>	<b>44,87</b>	<b>317,72</b>
- централизованные источники	<b>83,72</b>	<b>16,07</b>	<b>99,79</b>	<b>94,90</b>	<b>18,13</b>	<b>113,03</b>	<b>166,84</b>	<b>29,92</b>	<b>196,76</b>	<b>241,49</b>	<b>40,91</b>	<b>282,40</b>
- ИТГ	<b>6,39</b>	<b>0,95</b>	<b>7,34</b>	<b>8,40</b>	<b>1,23</b>	<b>9,63</b>	<b>18,97</b>	<b>2,56</b>	<b>21,53</b>	<b>31,36</b>	<b>3,96</b>	<b>35,33</b>

*Снижение тепловой нагрузки жилищно-коммунального сектора за счет сноса ветхого и аварийного жилья*

Кроме планируемого нового строительства, в городе намечается снос ветхого и аварийного жилого фонда во всех районах в объеме 170,0 тыс. м<sup>2</sup> общей площади, из них в период 2013-2019 гг. – 70,0 тыс. м<sup>2</sup>, в период 2020-2024 гг. – 50,0 тыс. м<sup>2</sup>, в период 2025-2029 гг. – 50,0 тыс. м<sup>2</sup>.

Снижение тепловой нагрузки в сетевой воде жилищно-коммунального сектора города за счет сноса с разделением по планировочным районам по этапам расчетного периода представлено в таблице 2.8.

**Таблица 2.8– Снижение тепловой нагрузки в сетевой воде жилищно-коммунального сектора города за счет сноса на конец расчетного этапа**

Наименование планировочных районов	Снижение тепловой нагрузки на конец расчетного этапа, Гкал/ч								
	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2024 г.	2029 г.
<b>Ленинский район, всего</b>	0,25	0,25	0,76	1,87	2,56	3,29	3,46	5,64	6,93
в том числе:									
- в зоне централизованного теплоснабжения (Смоленская ТЭЦ-2)	-	-	0,34	1,32	2,01	2,61	2,66	3,39	4,68
- ИТГ	0,25	0,25	0,42	0,55	0,55	0,68	0,80	2,26	2,26
<b>Промышленный район, всего</b>	-	0,51	0,95	1,25	1,25	1,40	2,49	2,97	3,42
в том числе:									
- в зоне централизованного теплоснабжения (Смоленская ТЭЦ-2)	-	0,51	0,95	0,95	0,95	1,11	1,57	2,05	2,19
- ИТГ	-	-	-	0,29	0,29	0,29	0,92	0,92	1,23
<b>Заднепровский район, всего</b>	0,80	1,19	1,19	1,23	1,23	1,39	1,39	3,95	7,49
в том числе:									
- в зоне централизованного теплоснабжения (котельный цех ТЭЦ-2)	0,80	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	3,12	3,25
- ИТГ	-	-	-	0,03	0,03	0,20	0,20	0,83	4,24
<b>Всего по городу, в т.ч.</b>	1,04	1,95	2,91	4,35	5,04	6,07	7,34	12,57	17,84
- в зоне централизованного теплоснабжения, из них	0,80	1,71	2,49	3,47	4,16	4,91	5,42	8,56	10,11
<i>Смоленская ТЭЦ-2</i>	-	0,51	1,30	2,27	2,96	3,71	4,22	5,44	6,86
<i>Котельный цех ТЭЦ-2</i>	0,80	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	3,12	3,25
- ИТГ	0,25	0,25	0,42	0,88	0,88	1,17	1,92	4,01	7,73

**е) Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения на каждом этапе**

Индивидуальные жилые дома намечаются к строительству в Ленинском районе (жилые районы Пруды, Рябиновая поляна, Рябиновоая поляна-2, Чернушки-Ясенное, Вишенки-Алексино и Миловидово-Загорье), Промышленном районе (жилые районы Тихвинка и Киселевка) и Заднепровском районе (жилые районы Анастасино, Подснежники и Пасово). Подробно размещение новых жилых домов представлено в таблице 2.3.

Новые индивидуальные жилые дома планируется обеспечивать теплом от ИТГ (газовые котлы, печи).

Распределение приростов тепловых нагрузок в сетевой воде, обеспечиваемых в перспективе от ИТГ, по планировочным и жилым районам города и этапам расчетного периода представлено в таблице 2.9.

**Таблица 2.9 – Приросты тепловых нагрузок в сетевой воде новых жилых домов, обеспечиваемых от ИТГ**

Наименование планировочных районов и жилых зон	Тепловая нагрузка на конец года новых жилых домов, обеспечиваемая от ИТГ, Гкал/ч														
	2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.		
	Отопл.+вентил.	ГВС	всего	Отопл.+вентил.	ГВС	всего	Отопл.+вентил.	ГВС	всего	Отопл.+вентил.	ГВС	всего	Отопл.+вентил.	ГВС	всего
<b>Ленинский район, всего, в т.ч.</b>	-	-	-	<b>0,05</b>	<b>0,01</b>	<b>0,06</b>	<b>0,05</b>	<b>0,01</b>	<b>0,06</b>	<b>0,05</b>	<b>0,01</b>	<b>0,06</b>	<b>0,05</b>	<b>0,01</b>	<b>0,06</b>
Район Пруды	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Рябиновая поляна в пределах горчерты	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Рябиновая поляна-2 в пределах горчерты	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Рябиновая поляна-2 за границей горчерты	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Чернушки-Ясенное в пределах горчерты	-	-	-	0,05	0,01	0,06	0,05	0,01	0,06	0,05	0,01	0,06	0,05	0,01	0,06
Чернушки-Ясенное за границей горчерты	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Район Вишенки-Алексино	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Район Миловидово-Загорье в пределах горчерты	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Район Миловидово-Загорье за границей горчерты	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Промышленный район, всего, в т.ч.</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Район Тихвинка	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Реконструкция района Офицерская слобода	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Заднепровский район, всего, в т.ч.</b>	-	-	-	<b>0,40</b>	<b>0,06</b>	<b>0,46</b>	<b>1,53</b>	<b>0,22</b>	<b>1,75</b>	<b>2,87</b>	<b>0,44</b>	<b>3,30</b>	<b>4,36</b>	<b>0,66</b>	<b>5,02</b>
Район Анастасино	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,27	0,04	0,31	0,27	0,04	0,31
Район Подснежники	-	-	-	-	-	-	0,73	0,10	0,83	1,40	0,21	1,61	2,89	0,43	3,33
Район Пасово	-	-	-	0,40	0,06	0,46	0,80	0,11	0,92	1,20	0,18	1,38	1,20	0,18	1,38
<b>Всего по г. Смоленску</b>	-	-	-	<b>0,45</b>	<b>0,07</b>	<b>0,52</b>	<b>1,58</b>	<b>0,22</b>	<b>1,81</b>	<b>2,92</b>	<b>0,44</b>	<b>3,36</b>	<b>4,41</b>	<b>0,66</b>	<b>5,08</b>

Окончание таблицы 2.9

Наименование планировочных районов и жилых зон	Тепловая нагрузка на конец года новых жилых домов, обеспечиваемая от ИТГ, Гкал/ч											
	2018 г.			2019 г.			2024 г.			2029 г.		
	отопл.+ вентил.	гвс	всего	отопл.+ вентил.	гвс	всего	отопл.+ вентил.	гвс	всего	отопл.+ вентил.	гвс	всего
<b>Ленинский район, всего, в т.ч.</b>	<b>1,05</b>	<b>0,15</b>	<b>1,21</b>	<b>2,06</b>	<b>0,29</b>	<b>2,35</b>	<b>10,93</b>	<b>1,41</b>	<b>12,34</b>	<b>18,41</b>	<b>2,25</b>	<b>20,66</b>
Район Пруды	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,14	0,47	4,60
Рябиновая поляна в пределах горчерты	-	-	-	-	-	-	2,43	0,31	2,74	2,43	0,31	2,74
Рябиновая поляна-2 в пределах горчерты	-	-	-	-	-	-	1,27	0,16	1,43	1,27	0,16	1,43
Рябиновая поляна-2 за границей горчерты	-	-	-	-	-	-	1,34	0,17	1,50	2,72	0,32	3,04
Чернушки-Ясенное в пределах горчерты	0,05	0,01	0,06	0,05	0,01	0,06	0,05	0,01	0,06	0,05	0,01	0,06
Чернушки-Ясенное за границей горчерты	-	-	-	-	-	-	0,67	0,08	0,75	0,67	0,08	0,75
Район Вишенки-Алексино	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,55	0,18	1,73
Район Миловидово-Загорье в пределах горчерты	1,00	0,14	1,15	2,01	0,29	2,29	5,17	0,68	5,85	5,17	0,68	5,85
Район Миловидово-Загорье за границей горчерты	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,41	0,05	0,45
<b>Промышленный район, всего, в т.ч.</b>	-	-	-	-	-	-	<b>0,36</b>	<b>0,05</b>	<b>0,41</b>	<b>5,28</b>	<b>0,60</b>	<b>5,88</b>
Район Тихвинка	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,56	0,51	5,07
Реконструкция района Офицерская слобода	-	-	-	-	-	-	0,36	0,05	0,41	0,72	0,09	0,81
<b>Заднепровский район, всего, в т.ч.</b>	<b>5,34</b>	<b>0,80</b>	<b>6,14</b>	<b>6,34</b>	<b>0,94</b>	<b>7,28</b>	<b>7,68</b>	<b>1,11</b>	<b>8,79</b>	<b>7,68</b>	<b>1,11</b>	<b>8,79</b>
Район Анастасино	0,27	0,04	0,31	0,27	0,04	0,31	0,27	0,04	0,31	0,27	0,04	0,31
Район Подснежники	3,87	0,57	4,44	4,87	0,71	5,59	6,21	0,88	7,09	6,21	0,88	7,09
Район Пасово	1,20	0,18	1,38	1,20	0,18	1,38	1,20	0,18	1,38	1,20	0,18	1,38
<b>Всего по г. Смоленску</b>	<b>6,39</b>	<b>0,95</b>	<b>7,34</b>	<b>8,40</b>	<b>1,23</b>	<b>9,63</b>	<b>18,97</b>	<b>2,56</b>	<b>21,53</b>	<b>31,36</b>	<b>3,96</b>	<b>35,33</b>



### **ГЛАВА 3 ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ**

В рамках схемы теплоснабжения г. Смоленска была разработана электронная модель схемы теплоснабжения города с использованием ГИС «Zulu-Thermo».

В качестве исходных данных для ее разработки использовались:

- проектная и исполнительная документация по источникам тепла, тепловым сетям, насосным станциям, тепловым пунктам;
- эксплуатационная документация (расчетные температурные графики, гидравлические режимы, данные по присоединенным тепловым нагрузкам и их видам и т.п.);
- показания приборов учета тепла и теплоносителя на теплоисточниках и у потребителей;
- материалы проведения периодических испытаний тепловых сетей;
- конструктивные данные по видам прокладки и типам применяемых теплоизоляционных конструкций, сроки эксплуатации тепловых сетей;
- материалы по разработке энергетических характеристик систем транспорта тепловой энергии.

Электронная модель схемы теплоснабжения г. Смоленска разработана с использованием программы ГИС «Zulu-Thermo».

В электронной модели выполнено:

- а) графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе города и с полным топологическим описанием связности объектов;
- б) паспортизация объектов системы теплоснабжения;
- в) паспортизация и описание расчетных единиц территориального деления, включая административные.

С использованием разработанной электронной модели схемы теплоснабжения г. Смоленска выполнены:

- а) гидравлический расчет тепловых сетей различной степени замкнутости, в том числе гидравлический расчет при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть;
- б) моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии;
- в) расчет балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии и по территориальному признаку;
- г) расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя;

д) групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения;

е) сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей.

Электронная модель была откалибрована по фактическим режимам работы системы теплоснабжения г. Смоленска.

## ГЛАВА 4 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ

а) балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии

Тепловая энергия в паре отпускается от двух теплоисточников города - Смоленской ТЭЦ-2 и котельного цеха ТЭЦ-2. Тепловые нагрузки г. Смоленска в паре на рассматриваемую перспективу сохраняются на существующем уровне и представлены в таблице 4.1.

**Таблица 4.1- Тепловые нагрузки г. Смоленска в паре по зонам теплоснабжения источников тепловой энергии**

Теплоисточник	Тепловые нагрузки на 2012-2029 гг., Гкал/ч			
	отопление + вентиляция	средне-часовое ГВС	технология	всего
ТЭЦ-2	3,4	-	22,4	25,8
Котельный цех ТЭЦ-2	17	0,7	6,1	23,8
<b>Всего</b>	<b>20,4</b>	<b>0,7</b>	<b>28,5</b>	<b>49,6</b>

Существующие и перспективные тепловые нагрузки г. Смоленска в сетевой воде, распределенные по зонам теплоснабжения существующих теплоисточников, представлены в таблице 4.2.

Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки (пар и сетевая вода) в каждой из выделенных зон действия существующих теплоисточников с определением резервов (дефицитов) представлены в таблице 4.3.

**Таблица 4.2- Существующие и перспективные тепловые нагрузки города Смоленска в сетевой воде по зонам теплоснабжения источников тепловой энергии**

Наименование теплоисточника	Тепловая нагрузка в сетевой воде с учетом тепловых потерь на конец года, Гкал/ч									
	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2024 г.	2029 г.
ТЭЦ-2	534,8	540,7	548,7	556,4	562,2	568,4	574,4	580,7	606,9	640,6
Котельный цех ТЭЦ-2	97,4	96,5	96,1	96,1	96,1	96,1	96,1	96,1	94,1	93,9
Котельные МУП «Смоленск-теплосеть»	73,5	88,3	88,3	88,3	88,3	88,3	88,3	88,3	88,3	88,3
Новая Западная ТЭЦ	-	-	10,0	23,9	31,7	38,5	45,7	52,7	96,8	133,5
Новые отопительные котельные	-	-	-	-	-	0,7	0,7	0,7	17,0	35,0
ИТГ, всего, в т.ч.	326,9	326,7	327,2	328,3	329,4	331,1	333,1	334,6	344,4	354,5
- существующие ИТГ	326,9	326,7	326,7	326,5	326,0	326,0	325,7	325,0	322,9	319,2
- новые ИТГ	-	-	0,5	1,8	3,4	5,1	7,3	9,6	21,5	35,3
<b>Всего по городу</b>	<b>1032,6</b>	<b>1052,2</b>	<b>1070,3</b>	<b>1093,0</b>	<b>1107,7</b>	<b>1123,1</b>	<b>1138,3</b>	<b>1153,2</b>	<b>1247,5</b>	<b>1345,9</b>
<i>из них в зоне централизованного теплоснабжения</i>	<i>705,7</i>	<i>725,5</i>	<i>743,1</i>	<i>764,7</i>	<i>778,3</i>	<i>792,0</i>	<i>805,2</i>	<i>818,6</i>	<i>903,1</i>	<i>991,4</i>

**Таблица 4.3 - Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки (пар и сетевая вода) в каждой из выделенных зон действия существующих теплоисточников с определением резервов (дефицитов) их тепловой мощности**

Наименование теплоисточника	Существующая тепловая мощность нетто, Гкал/ч	Тепловая нагрузка (пар и сетевая вода) на конец года, Гкал/ч										Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности нетто, Гкал/ч									
		2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2024 г.	2029 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2024 г.	2029 г.
ТЭЦ-2	748,2	560,6	566,5	574,5	582,2	588,0	594,2	600,2	606,5	632,7	666,4	187,6	181,7	173,7	166,0	160,2	154,0	148,0	141,7	115,5	81,8
Котельный цех ТЭЦ-2	181,4	121,2	120,3	119,9	119,9	119,9	119,9	119,9	119,9	117,9	117,7	60,2	61,1	61,5	61,5	61,5	61,5	61,5	61,5	63,5	63,7
Котельные МУП «Смоленск-теплосеть»	325,3	73,5	88,3	88,3	88,3	88,3	88,3	88,3	88,3	88,3	88,3	251,8	237,0	237,0	237,0	237,0	237,0	237,0	237,0	237,0	237,0
Новая Западная ТЭЦ	-	-	-	10,0	23,9	31,7	38,5	45,7	52,7	96,8	133,5	-	-	-10,0	-23,9	-31,7	-38,5	-45,7	-52,7	-96,8	-133,5
Новые отопительные котельные	-	-	-	-	-	-	0,7	0,7	0,7	17,0	35,0	-	-	-	-	-	-0,7	-0,7	-0,7	-17,0	-35,0
ИТГ, всего, в т.ч.	-	326,9	326,7	327,2	328,3	328,7	331,1	333,1	334,6	344,4	354,5	-	-	-0,5	-1,8	-2,7	-5,1	-7,3	-9,6	-21,5	-35,3
- существующие ИТГ	-	326,9	326,7	326,7	326,5	326,0	326,0	325,7	325,0	322,9	319,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- новые ИТГ	-	-	-	0,5	1,8	2,7	5,1	7,3	9,6	21,5	35,3	-	-	-0,5	-1,8	-2,7	-5,1	-7,3	-9,6	-21,5	-35,3
<b>Всего по городу</b>	<b>1254,9</b>	<b>1082,2</b>	<b>1101,8</b>	<b>1119,9</b>	<b>1142,6</b>	<b>1156,6</b>	<b>1172,7</b>	<b>1187,9</b>	<b>1202,8</b>	<b>1297,1</b>	<b>1395,5</b>	499,6	479,8	461,6	438,8	424,3	408,2	392,8	377,1	280,7	178,6

**б) балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в каждой зоне действия источника тепловой энергии по каждому из магистральных выводов тепловой мощности источника тепловой энергии**

Приведено в таблице 4.3.

**в) гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого магистрального вывода**

Расчеты выполнены для определения возможности подключения новых тепловых потребителей к ближайшим тепловым сетям с использованием разработанной в рамках настоящей работы электронной модели схемы теплоснабжения г. Смоленска, откалиброванной под фактические гидравлические режимы.

**г) выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей**

Проведенные расчеты показали, что пропускной способности тепловых сетей Смоленской ТЭЦ-2 достаточно для подключения новых потребителей, возникающих в ее зоне теплоснабжения.

Подключение новых потребителей к тепловым сетям котельного цеха ТЭЦ-2 не планируется.

## ГЛАВА 5 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ

Проведенный анализ существующего состояния теплоисточников показал, что на ТЭЦ-2 в котельном цехе ТЭЦ-2 ВПУ отвечает всем нормативным требованиям. На всех муниципальных котельных ВПУ для подпитки теплосети отсутствует.

На основании информации о перспективной застройке, в Схеме определены объемы перспективного потребления тепловой энергии и балансы тепла на теплоисточниках. С учетом этих данных в соответствии со СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» рассчитана величина перспективной подпитки тепловых сетей в номинальном и аварийном режимах на теплоисточниках, а также требуемая производительность ВПУ.

Существующая производительность ВПУ, а также результаты расчетов перспективных балансов ее производительности и расхода теплоносителя для подпитки теплосети в номинальном и аварийном режимах на 2029 год для теплоисточников г. Смоленска приведены в таблице 5.1.

**Таблица 5.1- Перспективные балансы производительности ВПУ и теплоносителя для подпитки тепловой сети в номинальном и аварийном режимах для теплоисточников**

Наименование	Показатели при перспективных тепловых нагрузках				Существующая производительность ВПУ, м <sup>3</sup> /ч	Резерв/дефицит
	расход исходной воды, м <sup>3</sup> /ч	среднечасовой расход подпиточной воды, м <sup>3</sup> /ч	нормативная аварийная подпитка химически необработанной и недеаэрированной водой, м <sup>3</sup> /ч	нормативная производительность ВПУ, м <sup>3</sup> /ч		
ТЭЦ-2	249	199,2	995,9	373,4	232	-141,4
Котельный цех ТЭЦ-2	36,5	28,4	142	53,2	100	46,8
Новая Западная ТЭЦ	50,5	40,4	201,8	75,7	-	-75,7
№ 6 2-ой Краснофл. пер., 38	0,79	0,63	3,17	1,19	-	-1,19
№ 7 Вяземская, 5	1,47	1,18	5,9	2,21	-	-2,21
№ 8 Парковая, 20	0,23	0,18	0,91	0,34	-	-0,34
№ 12 Вишенки	1,25	1	4,99	1,87	-	-1,87

Наименование	Показатели при перспективных тепловых нагрузках				Существующая производительность ВПУ, м <sup>3</sup> /ч	Резерв/дефицит
	расход исходной воды, м <sup>3</sup> /ч	среднечасовой расход подпиточной воды, м <sup>3</sup> /ч	нормативная аварийная подпитка химически необработанной и недеаэрированной водой, м <sup>3</sup> /ч	нормативная производительность ВПУ, м <sup>3</sup> /ч		
№ 13 Обл. больн. Гагарина, 27	0,26	0,21	1,06	0,4	-	-0,4
№ 14 Гедеоновка	0,98	0,79	3,93	1,47	-	-1,47
№ 16 Кловская, 19	0,38	0,3	1,51	0,57	-	-0,57
№ 19 Ситники.1 , М.Еременко, 22	1,44	1,15	5,74	2,15	-	-2,15
№ 20 Ситники.2, М.Еременко, 44	1,74	1,39	6,95	2,61	-	-2,61
№ 21 Ситники.3 , М. Городнянского, 1	4,69	3,75	18,74	7,03	-	-7,03
№ 23 СШ № 19 Лукина, 19	0,08	0,06	0,3	0,11	-	-0,11
№ 24 СШ № 10 Гас-телло, 10	0,26	0,21	1,06	0,4	-	-0,4
№ 25 Баня № 5 Зя Северная	0,11	0,09	0,45	0,17	-	-0,17
№ 26 1я Гор Больница, Фрунзе, 40	0,08	0,06	0,3	0,11	-	-0,11
№ 27 Сан. Лесн. Школа Красный бор	0,08	0,06	0,3	0,11	-	-0,11
№ 28 Дубровенская шк.-интернат	0,19	0,15	0,76	0,28	-	-0,28
№ 29 СШ № 5 Красный бор	0,11	0,09	0,45	0,17	-	-0,17
№ 30 Д/сад № 6 Красный бор	0,04	0,03	0,15	0,06	-	-0,06
№ 31 Дом ребенка Красный бор	0,11	0,09	0,45	0,17	-	-0,17
№ 32 ЖБИ Соболева, 116	0,91	0,73	3,63	1,36	-	-1,36
№ 33СШ № 18 Рабочая.4 п. Гнездово	0,3	0,24	1,21	0,45	-	-0,45
№ 34 2-й Краснофлотский пер., 40а	1,17	0,94	4,69	1,76	-	-1,76
№ 35 Лавочкина, 39	1,13	0,91	4,53	1,7	-	-1,7
№ 36 Ситники.4. Лавочкина, 54б	1,36	1,09	5,44	2,04	-	-2,04
№ 37 Торфопред-	0,23	0,18	0,91	0,34	-	-0,34



Наименование	Показатели при перспективных тепловых нагрузках				Существующая производительность ВПУ, м <sup>3</sup> /ч	Резерв/дефицит
	расход исходной воды, м <sup>3</sup> /ч	среднекассовой расход подпиточной воды, м <sup>3</sup> /ч	нормативная аварийная подпитка химически необработанной и недеаэрированной водой, м <sup>3</sup> /ч	нормативная производительность ВПУ, м <sup>3</sup> /ч		
приятие, 44						
№ 38 М.Краснофлотская, 31а	0,91	0,73	3,63	1,36	-	-1,36
№ 39 Строгань, 7	1,59	1,27	6,35	2,38	-	-2,38
№ 40 Миловидово	0,34	0,27	1,36	0,51	-	-0,51
№ 41 4-й Краснофлотский пер., 4а	0,57	0,45	2,27	0,85	-	-0,85
№ 42 Лавочкина, 47/1	0,49	0,39	1,97	0,74	-	-0,74
№ 43 Ракитная ул. Энергетиков, 1	0,26	0,21	1,06	0,4	-	-0,4
№ 44 Радищева, 14а	0,53	0,42	2,12	0,79	-	-0,79
№ 45 Николаева, 216 крышная	0,15	0,12	0,6	0,23	-	-0,23
№ 46 Гнездово	3,63	2,9	14,51	5,44	-	-5,44
№ 47 Николаева, 27а крышная	0,23	0,18	0,91	0,34	-	-0,34
№ 50 Смолмебель Соболева, 113	1,66	1,33	6,65	2,49	-	-2,49
№ 51 Автобаза № 5	0,19	0,15	0,76	0,28	-	-0,28
№ 52 Революционная, 8	0,08	0,06	0,3	0,11	-	-0,11
№ 57 Юнатов, 5	0,11	0,09	0,45	0,17	-	-0,17
№ 59 Гагарина, 26 (1)	0,19	0,15	0,76	0,28	-	-0,28
№ 60 Гагарина, 26 (П)	0,3	0,24	1,21	0,45	-	-0,45
№ 61 Гагарина, 26 (Ш)	0,23	0,18	0,91	0,34	-	-0,34
№ 63 Гагарина, 76	0,08	0,06	0,3	0,11	-	-0,11
№ 64 Дохтурова, 29	0,15	0,12	0,6	0,23	-	-0,23
№ 65 Николаева, 27 а (В)	0,23	0,18	0,91	0,34	-	-0,34
№ 66 Колхозный пер., 48	1,17	0,94	4,69	1,76	-	-1,76
№ 67 Нахимова, 18	1,7	1,36	6,8	2,55	-	-2,55
№ 68 Кловка, 27	0,3	0,24	1,21	0,45	-	-0,45
№ 69 Московский большак, 12	0,007	0,006	0,03	0,01	-	0
Октября, 48 (Хладо-	0,15	0,12	0,6	0,23	-	-0,23

Наименование	Показатели при перспективных тепловых нагрузках				Существующая производительность ВПУ, м <sup>3</sup> /ч	Резерв/дефицит
	расход исходной воды, м <sup>3</sup> /ч	среднеарифметической расход подпиточной воды, м <sup>3</sup> /ч	нормативная аварийная подпитка химически необработанной и недеаэрированной водой, м <sup>3</sup> /ч	нормативная производительность ВПУ, м <sup>3</sup> /ч		
сервис)						
Станционная, 1 БМК	0,76	0,6	3,02	1,13	-	-1,13
Сортировка БМК	0,68	0,54	2,72	1,02	-	-1,02
"ОАО ЦИБ 79"	0,76	0,6	3,02	1,13	-	-1,13

Учитывая дефицит мощности ВПУ ТЭЦ-2 на расчетный период, Схема предусматривает ее расширение до 380 м<sup>3</sup>/ч.

На муниципальных котельных и новой Западной ТЭЦ Схемой рекомендуется строительство ВПУ в составе:

- подогреватели исходной воды;
- На-катионитовые фильтры;
- подогреватели химочищенной воды;
- деаэратор.

## **ГЛАВА 6 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

**а) определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления**

Главным условием при организации централизованного теплоснабжения является расположение источника теплоснабжения в центре тепловых нагрузок с оптимальным радиусом передачи тепла, наличие на источнике современного основного оборудования, а также тепловых сетей от него.

Зона теплоснабжения ТЭЦ-2 расширяется:

- за счет подключения новых многоквартирных домов и общественных объектов, строящихся в пределах радиуса их эффективного теплоснабжения;
- за счет подключения зон теплоснабжения 10 закрываемых муниципальных котельных.

В схеме предлагаются следующие решения по обеспечению тепловых нагрузок:

1) на юго-западе Ленинского района для теплоснабжения районов, удаленных от зоны ТЭЦ-2, предусматривается строительство Западной ТЭЦ установленной тепловой мощностью 175 Гкал/ч, электрической - 65 МВт.

От новой ТЭЦ предполагается теплоснабжение новых районов с суммарной тепловой нагрузкой 127 Гкал/ч (без учета тепловых потерь):

- Чернушки-Ясенное в пределах и за границей горчерты;
- Миловидово-Загорье в пределах и за границей горчерты;
- Рябиновая Поляна в пределах горчерты;
- Кловка;
- Вишенки-Алексино.

2) от ТЭЦ-2 предполагается теплоснабжение новых районов с суммарной тепловой нагрузкой 107 Гкал/ч (без учета тепловых потерь):

- Одинцово;
- Киселевка за границей горчерты;
- Поповка;
- Тихвинка;
- ул. 2-ая Киевская;
- Солдатская слобода;
- Офицерская слобода.

3) Покрытие тепловых потребностей новых районов многоквартирной жилой застройки Пруды, Рябиновая поляна за границей горчерты, Рябиновая поляна-2 в пределах и за границей горчерты и Анастасино предусматривается от

индивидуальных отопительных котельных, тепловая нагрузка и требуемая установленная мощность которых представлены в таблице 6.11.

Местоположение и состав оборудования планируемых к строительству котельных должен быть определен на дальнейших стадиях проектирования.

Из-за экономической нецелесообразности централизованного теплоснабжения на территориях с низкой плотностью тепловых нагрузок теплоснабжение индивидуальной жилой застройки в районах Пруды, Рябиновая поляна, Рябиновая поляна-2, Чернушки-Ясенное, Вишенки-Алексино, Миловидово-Загорье, Тихвинка, Киселевка, Подснежники, Пасово и Анастасино предусматривается от собственных индивидуальных теплогенераторов.

Теплоснабжение вновь подключаемых потребителей на территориях существующей застройки предусматривается от существующих теплоисточников.

Поквартирное теплоснабжение новых многоквартирных домов Схемой не предусматривается.

#### **б) обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок**

На юго-западе Ленинского района для теплоснабжения районов, удаленных от зоны ТЭЦ-2, предусматривается строительство новой Западной ТЭЦ установленной тепловой мощностью 175 Гкал/ч, электрической - 65 МВт.

От новой ТЭЦ предполагается теплоснабжение районов с суммарной тепловой нагрузкой 107,8 Гкал/ч (без учета тепловых потерь):

- Чернушки-Ясенное в пределах и за границей горчарты;
- Миловидово-Загорье в пределах и за границей горчарты;
- Рябиновая Поляна в пределах горчарты;
- Кловка;
- Вишенки-Алексино.

На новой ТЭЦ предлагается следующий состав основного оборудования: 2хКВГМ-50, 1хКВГМ-30 и блок ПГУ 65 МВт.

ПГУ 65 МВт включает в себя:

- газовую турбину типа SGT-800 производства «Siemens DDIT» электрической мощностью 45 МВт;
- паровой котел-утилизатор с охладителем конденсата;
- паровую турбину Т-20-8,0 электрической мощностью 20 МВт.
- паровой котел типа КП-2,5-0,6, который будет обеспечивать пусковые операции блока ПГУ.

На Западной ТЭЦ в качестве основного топлива предусматривается природный газ, аварийного – дизельное.

Основные технические характеристики ПГУ -65 приведены в таблицах 6.1-6.4.

**Таблица 6.1– Основные характеристики газовой турбины**

Параметры	Единица измерения	Расчетные показатели
Тип		SGT-800
Номинальная мощность на клеммах электрогенератора	МВт	45
Изготовитель		«Siemens DDIT»
КПД на клеммах генератора в простом цикле	%	37
Степень сжатия		20
Расход воздуха	кг/с	121,2
Расход природного газа	нм <sup>3</sup> /ч	12х10 <sup>3</sup>
Давление природного газа	МПа	2,7...3,0
Температура газов на выходе, °С	°С	538
Массовый расход выхлопных газов кг/с	кг/с	130
Частота вращения	об/мин	6600
Уровень звука в одном метре от укрытия ГТУ не превышает	дБА	85
Масса ГТУ	т	90

**Таблица 6.2 – Основные характеристики парового котла-утилизатора**

Параметры	Единица измерения	Расчетные показатели
Контур высокого давления		
- производительность по пару	т/ч	59,8
- давление пара на выходе	МПа (абс.)	8,0
- температура пара на выходе	°С	490
Контур низкого давления		
- производительность по пару	т/ч	14,5
- давление пара на выходе	МПа	0,7
- температура пара на выходе	°С	221
Температура питательной воды для обоих контуров	°С	133
Теплопроизводительность охладителя конденсата	Гкал/ч	7,9
Расход газов через котёл	кг/с	130
Температура газов:		
- на входе в котёл	°С	538
- на выходе из котла	°С	104
Масса котла	т	2525

**Таблица 6.3 – Основные характеристики паровой турбины**

Параметры	Единица измерения	Расчетные показатели
Тип		T-20-8,0
Изготовитель		ОАО «ЛМЗ»
Номинальная мощность генератора	МВт	20
Расход пара:		
- высокого давления	т/ч	59,8
- низкого давления	т/ч	14,5
Давление пара перед регулирующим клапаном:		
- высокого давления	МПа	8,0
- низкого давления	МПа	0,7
Температура пара перед регулирующим клапаном:		
- высокого давления	°С	490
- низкого давления	°С	221
Расход охлаждающей воды при температуре 20 °С	м <sup>3</sup> /ч	4270
Расход пара в конденсатор при конденсационном режиме	т/ч	70

Турбина имеет один теплофикационный отбор.

**Таблица 6.4 – Основные характеристики парового котла**

Параметры	Единица измерения	Расчетные показатели
Тип		КП-2,5-0,6
Изготовитель		ОАО «ГСКБ»
Паропроизводительность	т/ч	2,5
Давление пара (макс.)	МПа	0,6
Температура пара (макс.)	°С	164
Температура питательной воды	°С	100
Расход природного газа, нм <sup>3</sup> /ч	нм <sup>3</sup> /ч	192
Давление природного газа, МПа	МПа	0,04
КПД, не менее, газ	%	91
Уровень шума	дБ	80
Масса котла	т	5,23

Установленная электрическая мощность ТЭЦ составит 65 МВт, тепловая – 175 Гкал/ч.

Температурный график отпуска тепла от Западной ТЭЦ 150/70 °С. Ориентировочные капиталовложения в строительство Западной ТЭЦ около 3 млрд. рублей.

Баланс тепла и пара Западной ТЭЦ приведен в таблице 6.5, расчет ее технико-экономических показателей при нагрузках 2029 года – в таблице 6.6.

**Таблица 6.5 - Баланс тепла и пара Западной ТЭЦ**

Источник	Максимально-зимний	Аварийный	Наибол. холодн. месяца	Средне-зимний	Средне-летний	Потребитель	Максимально-зимний	Аварийный	Наибол. холодн. месяца	Средне-зимний	Средне-летний
						<b>Тепловые нагрузки</b>					
						<b>Сетевая вода, Гкал/ч</b>	<b>133,5</b>	<b>115,1</b>	<b>87,9</b>	<b>73,8</b>	<b>21</b>
						в том числе:					
						отопление и вентиляция	108,8	<b>90</b>	<b>65</b>	<b>51</b>	<b>0</b>
						гвс	18,4	18	18	18	18,4
						потери в тепловых сетях	6,4	<b>6</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>3</b>
						<b>3.Отопление площадок, Гкал/ч</b>	<b>0,6</b>	<b>0,51</b>	<b>0,36</b>	<b>0,28</b>	
<b>Пар 0,12 МПа, т/ч</b>											
Турбина 1xТ-20-8.0	71	71	71	71	33	Подогреватель сетевой воды	66,7	66,7	66,7	66,7	30,1
						Подогрев сырой воды для подпитки КУ и теплосети	1,53	1,5	1,5	1,5	0,7
						Подогреватели и деаэраторы подпитки теплосети	3,1	3,1	3,1	3,1	2,3
Итого	71,3	71,3	71,3	71,3	33,1	Итого	71,3	71,3	71,3	71,3	33,1
<b>Пар 0,7 МПа, т/ч</b>											
Котел-утилизатор (контур низкого давления)	14,5	14,5	14,5	14,5	7,0	Турбина 1xТ-20-8.0	13,9	13,9	13,9	13,9	6,7
						Деаэратор	0,6	0,6	0,6	0,6	0,3
Итого	14,5	14,5	14,5	14,5	7,0	Итого	14,5	14,5	14,5	14,5	7,0
<b>Пар 8,0 МПа, т/ч</b>											
Котел-утилизатор (контур высокого)	59,8	59,8	59,8	59,8	28,8	Турбина 1xТ-20-8.0	59,8	59,8	59,8	59,8	28,8

Источник	Максимально-зимний	Аварийный	Наибол. холодн. месяца	Средне-незимний	Средне-летний	Потребитель	Максимально-зимний	Аварийный	Наибол. холодн. месяца	Средне-зимний	Средне-летний
давления)											
Итого	59,8	59,8	59,8	59,8	28,8	Итого	59,8	59,8	59,8	59,8	28,8
<b>Баланс тепла, Гкал/ч</b>											
Тепло, вносимое с подпиткой	2,6	2,6	2,6	2,6	1,7	Сетевая вода	134	115	88	74	21
Подогреватель сетевой воды	35,0	35,0	35,0	35,0	15,79	Отопление площадок	0,60	0,5	0,4	0,3	0,0
Охладитель конденсата	7,9	7,9	7,9	7,9	3,7						
2*КВГМ-50 + КВГМ-30	89	70	43	29							
Итого	134	116	88	74	21	Итого	134	116	88	74	21
<b>Электрическая мощность, МВт</b>											
1хГТ-45	47	47	45	45	22,0						
1хТ-20-8.0	16	16	16	16	7,6						
Итого	63	63	61	61	29,6						



**Таблица 6.6– Техничко-экономические показатели работы Западной ТЭЦ**

Показатель	Единица измерения	Величина		
		Отоп. сезон	Неот. сезон	Год
1 Оборудование				
водогрейные котлы	шт.*тип	2хКВГМ-50		
		1хКВГМ-30		
газовые турбины	шт.*тип	1хГТ типа SGT-800		
котлы утилизаторы	шт.*тип	1хКУ (59,8+ 14,5 т/ч)		
паровые турбины	шт.*тип	1хТ-20-8.0		
2 Установленная электрическая мощность	МВт		65	
3 Установленная тепловая мощность	Гкал/ч		175	
4 Максимально-часовые тепловые нагрузки в сетевой воде - всего	Гкал/ч	133,5	21,2	
5 Продолжительность периода	часов	5016	3384	8400
6 Годовой отпуск тепла потребителям, всего	тыс.Гкал	370,3	71,6	441,9
7 Годовой отпуск тепла с учетом СН	тыс.Гкал	373,2	72,0	445,2
в том числе:				
7.1 из отбора турбины	тыс.Гкал	184,0	54,68	238,7
7.2 от сетевого подогревателя КУ	тыс.Гкал	37,7	17,29	55,0
7.3 от водогрейных котлов	тыс.Гкал	151,5		151,5
8 Суммарная выработка электроэнергии ПГУ-65	млн.кВт*ч	295,4	98,9	394,4
в том числе:				
-газовой турбиной	млн.кВт*ч	217,9	73,5	291,5
-паровой турбиной	млн.кВт*ч	77,5	25,4	102,9
9 Число часов использования максимума ПГУ-65 при работе по тепловому графику	ч.			6067
10 Средняя мощность ГТ в течение периода	%	100	0,49	
11 Суммарный годовой расход топлива на ПГУ-65	тыс.т у.т	73,8	29,5	103,4
в том числе:				
- на отпуск электроэнергии	тыс. т у.т			56,16
- на отпуск тепла (от ПГУ)	тыс. т у.т			47,2
12 Удельный расход условного топлива по ПГУ - 65				
-на выработку электроэнергии	г/кВт*ч			142,4
-на выработку тепла	кГ/Гкал			162,5
13 Годовой расход э/э на собственные нужды ПГУ на выработку э/э	млн.квт.ч			10,79
14 Годовой расход э/э на собственные нужды на отпуск тепла	млн.квт.ч			20,33
15 Суммарный годовой расход э/э на собственные нужды	млн.квт.ч			31,1
16 Годовой отпуск э/э	млн.квт.ч			<b>363,3</b>
17 Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии	г/кВт*ч			<b>154,6</b>
18 Удельный расход условного топлива на отпуск тепла от водогрейных котлов	кГ/Гкал			157,5
19 Годовой расход топлива на отпуск тепла от водогрейных котлов	тыс.ту.т			23,9

Показатель	Единица измерения	Величина		
		Отоп. сезон	Неот. сезон	Год
20 Суммарный расход топлива на отпуск тепла	тыс.ту.т	0,0	0,0	71,1
21 Удельный расход условного топлива на отпуск тепла от мини-ТЭЦ	кг/Гкал			<b>160,8</b>
22 Суммарный расход топлива	тыс.т у.т			127,2
в том числе:				
-ПГУ	тыс.т у.т			103,4
-водогрейные котлы	тыс.т у.т			23,9
23 Годовой расход топлива по видам				
-газ	тыс.т у.т			124,8
-мазут	тыс.т у.т			2,4

**в) обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок**

Смоленская ТЭЦ-2 существует с 1972 г. В настоящее время большинство производственных мощностей сильно изношены и не соответствуют современным требованиям, предъявляемым к оборудованию по производительности, экологичности и ресурсосбережению (на сегодняшний день на выработку 1 кВт ч тратится в среднем 299,49 г.у.т.). В связи с этим встает вопрос обновления генерирующих мощностей ТЭЦ.

Схемой предлагается выполнить:

- замену выработавшей свой ресурс турбины ПТ-60-130-13 ст. 1 на ПТ-80/100-130;
- замену двух котлов БКЗ-210-140 на один Е-500-140;
- дополнительно установку одного блока ПГУ-130 МВт тепловой мощностью 82 Гкал/ч в составе:
  - две газовые турбины ГТ-45 электрической мощностью 45 МВт;
  - два котла-утилизатора;
  - одна паровая турбина Т-40-7,5 номинальной электрической мощностью 405 МВт.

*Установленная электрическая мощность ТЭЦ—2 составит 425 МВт, тепловая – 901 Гкал/ч.*

Температурный график отпуска тепла от ТЭЦ-2 сохраняется на существующем уровне 150/70 °С со срезкой на 115 °С.

Ориентировочные капиталовложения в реконструкцию ТЭЦ-2 составят около 4,8 млрд. рублей.

С учетом того, что в 1989 г. было начато строительство III очереди Смоленской ТЭЦ-2 и в настоящее время имеется недостроенный главный корпус с размерами т/о 72 x 39 x 28,8, к/о 60 x 30 x 39, деаэрационная 9 x 30, затраты будут еще меньше.

Баланс тепла и пара ТЭЦ-2 после ее реконструкции приведен в таблице 6.7, расчет ее технико-экономических показателей при нагрузках 2029 года – в таблице 6.8.

**Таблица 6.7 – Баланс тепла и пара ТЭЦ-2**

Источник	Режимы					Потребитель	Режимы				
	Максимально-зимний	Аварийный	Средний наиболее х.м.	Средне-зимний	Средне-летний		Максимально-зимний	Аварийный	Средний наиболее х.м.	Средне-зимний	Средне-летний
						<b>Тепловые нагрузки</b>					
						<b>1. Пар, т/ч, всего</b>	<b>43</b>	<b>43</b>	<b>43</b>	<b>36</b>	<b>24</b>
						<b>1. Пар, Гкал/ч, всего</b>	<b>25,8</b>	<b>25,3</b>	<b>24,4</b>	<b>21,6</b>	<b>14</b>
						в том числе:					
						технология	22,4	22,4	22,4	20,0	14
						ОВ	3,4	2,9	2,0	1,6	
						<b>2.Сетевая вода, Гкал/ч, всего</b>	<b>658,8</b>	<b>569,4</b>	<b>422,4</b>	<b>347,8</b>	<b>102,2</b>
						в том числе:					
						отопление и вентиляция	545	456	323	253	
						горячее водоснабжение	72	72	72	72	78,6
						потери	42	42	28	23	23,6
						<b>3.Отопление площадки ТЭЦ</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	
<b>Пар 0,12 МПа, т/ч</b>											
1*ПТ-80/100-130	134,6	163,5	178,8	182,7	55,4	Подогрев сырой воды	17,2	15,7	16,5	15,1	7,6
1*Т-100/120-130-2	308		181	171	-	Подогреватели и деаэраторы подпитки котлов	21,0	16,6	18,3	13,8	4,9
1*Т-110/120-130-4	337	337	337	192	-	Подогреватели подпитки теплосети	25,7	25,7	25,7	25,7	19,2
РОУ 1,3/0,12						Деаэраторы подпитки теплосети	3,4	3,4	3,4	3,4	2,6
						Бойлера турбины 1хПТ-80/100-130	67,4	102	115	125	21,1
						Бойлера турбины Т-100/120-130-2	307,7	0,0	180,8	171,2	
						Бойлера турбины Т-110/120-130-4	336,5	336,5	336,5	192,3	
Итого	778,8	500,0	696,2	353,8	55,4	Итого	778,8	500,0	696,2	353,8	55,4
<b>Пар 0,6 МПа, т/ч</b>											
РОУ 1,3/0,6	18,0	16,0	16,0	15,0	8,0	Деаэраторы оч.14,0 МПа	18,0	16,0	16,0	15,0	8,0

Источник	Режимы					Потребитель	Режимы				
	Максимально-зимний	Аварийный	Средний наиболее х.м.	Средне-зимний	Средне-летний		Максимально-зимний	Аварийный	Средний наиболее х.м.	Средне-зимний	Средне-летний
<b>Пар 1,3 МПа, т/ч</b>											
1х*ПТ-80/100-130	171,9	146,6	128,1	102,4	36,2	Производство:	43,0	43,0	43,0	36,0	24,0
РОУ 14/1,3						Мазутное хозяйство	46,0	46,0	29,0	23,3	5,0
						Калориферы	66,7	43,2	41,8	29,8	
						РОУ 1,3/0,6	16,2	14,4	14,4	13,5	7,2
						РОУ 1,3/0,12					
Итого	171,9	146,6	128,1	102,4	36,2	Итого	171,9	146,6	128,1	102,4	36,2
<b>Пар 14,0 МПа, т/ч</b>											
Паровые котлы 2хБКЗ-210-140-7	390,0	405,0	170,0	0,0	180,0	1*ПТ-80/100-130	460,0	440,0	460,0	450,0	180,0
1хТГМЕН-464	500,0	500,0	500,0	440,0		1*Т-100/120-130-2	465,0		245,0	235,0	
1хЕ-500-140	500,0		500,0	500,0		1*Т-110/120-130-4	465,0	465,0	465,0	255,0	
Итого	1390,0	905,0	1170,0	940,0	180,0	Итого	1390,0	905,0	1170,0	940,0	180,0
<b>Баланс тепла, Гкал/ч</b>											
Тепло, вносимое с подпиткой	14,0	14,0	14,0	14,0	9,2	Сетевая вода	659	569	422	348	102
Бойлера турбин 1хПТ-80/100-130	35	53	60	64,8	11,0	Отопление площадки ТЭЦ	5,0	3,5	2,8	2,3	0,0
Бойлера турбины Т-100/120-130-2	160		94,0	89							
Бойлера турбины Т-110/120-130-4	175	175	175,0	100							
Бойлер турбины Т-40-7,5	72	72	72	72	72,0						
Сетевой подогреватель КУ	10	10	10	10	10,0						
Водогрейные котлы (ЗхКВГМ-100)	198	249	0	0							

Источник	Режимы					Потребитель	Режимы				
	Максимально-зимний	Аварийный	Средний наиболее х.м.	Средне-зимний	Средне-летний		Максимально-зимний	Аварийный	Средний наиболее х.м.	Средне-зимний	Средне-летний
Итого	664	573	425	350	102,2		663,8	572,9	425,2	350,0	102,2
Резерв мощности водогрейных котлов	102	51									
<b>Электрическая мощность, МВт</b>											
1*ПТ-80/100-130/13	77	81	83	80	32						
1*Т-100/120-130-2	105		49	45							
1*Т-110/120-130-4	110	110	110	51							
Блок ПГУ-115 (наме-чаемый)	124,50	124,5	124,5	124,5	118,5						
в том числе:											
2хГТ-45	96,0	96,0	96,0	96,0	<b>90,0</b>						
1х Т-40-7,5	28,5	28,5	28,5	28,5	28,5						
Итого	417	316	367	301	151						

**Таблица 6.8 – Техничко-экономические показатели работы Смоленской ТЭЦ-2**

Показатели	Единица измерения	Величина
<b>Состав оборудования:</b>		
паровые турбины	шт.*тип	1хПТ-80/100-130
		1*Т-100/120-130-2
		1*Т-110/120-130-4
паровые котлы	шт.*тип	2хБКЗ-210-140-7
		1хТГМЕН-464
		1хЕ-500-140
<b>блок ПГУ в составе</b>		
газовые турбины	шт.*тип	2хГТ-45 (SGT 800)
котлы утилизаторы	шт.*тип	2хКУ
паровая турбина		1хТ-40-7,5
водогрейные котлы	шт.*тип	3хКВГМ-180
Установленная электрическая мощность	МВт	425
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	901
Максимально-часовые тепловые нагрузки - всего	Гкал/ч	688,9
в том числе:		
- в паре	т/ч	43
- в сетевой воде	Гкал/ч	658,8
Годовой отпуск тепла, всего	тыс.Гкал	2247,3
в том числе:		
- в паре	тыс.Гкал	157,0
- в сетевой воде	тыс.Гкал	2090,3
Годовая выработка э/э ТЭЦ-2	млн.кВт*ч	1871,2
в т. ч. ПГУ	млн.кВт*ч	981,8
Годовой расход э/э на собственные нужды	млн.кВт.ч	126,1
Годовой отпуск э/э от ТЭЦ-2	млн.кВт.ч	1745,0
в т. ч. от ПГУ	млн.кВт.ч	937,0
Суммарный расход топлива по ТЭЦ	тыс.т у.т	679,7
в том числе:		
-ПГУ	тыс.т у.т	258,4
-паровые котлы	тыс.т у.т	407,3
-водогрейные котлы	тыс.т у.т	14,0
в том числе:		
на отпуск электроэнергии	тыс.т у.т	294,2
на отпуск теплоэнергии	тыс.т у.т	385,4
Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии	г/кВт*ч	168,6
Удельный расход топлива на отпуск теплоэнергии	кг/Гкал	171,5
Годовой расход топлива по видам		
- газ	тыс.т у.т	637,6
- мазут	тыс.т у.т	42,1

**г) обоснование предлагаемых для реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок**

Так как в соответствии с действующими нормативными документами на теплоисточниках с тепловой нагрузкой свыше 5 Гкал/ч должна предусматриваться установка электрогенерирующего оборудования, в котельном цехе ТЭЦ-2 Схемой предусматривается установка турбины Р-6-2,9/0,5.

Реализация этого мероприятия позволит:

- использовать безвозвратно теряемую энергию пара при его редуцировании на РОУ для производственных потребителей и собственных нужд (без горячего водоснабжения) на производство электрической энергии;

- снизить постоянные затраты за счет выработки собственной электрической энергии и отказа от покупной с розничного рынка (справочно: в 2011 году для производственных нужд котельного цеха было закуплено на розничном рынке 12370 тыс. кВт·час электрической энергии). Вся максимально-часовая паровая нагрузка в размере 24 Гкал/ч будет отпускатся от турбины, располагаемая мощность которой составляет 44 Гкал/ч;

- так как турбина может быть установлена на существующий фундамент ранее демонтированной турбины, снизить капиталовложения в реализацию проекта;

- снизить постоянные издержки, в которых покупка электроэнергии составляет 21 %, а также продавать излишки вырабатываемой электрической энергии на розничном рынке;

- улучшить технико-экономических показатели котельного цеха за счёт выработки электрической энергии на тепловом потреблении. Удельные расходы топлива на выработку тепловой энергии снизятся до 143 кг/Гкал, на выработку электроэнергии – составят 170 г у.т/кВт.

Установленная электрическая мощность котельного цеха ТЭЦ-2 составит 6 МВт, тепловая – 182,2 Гкал/ч.

Капиталовложения в установку турбины – 37,9 млн. рублей.

Баланс тепла и пара котельного цеха ТЭЦ-2 после его реконструкции приведен в таблице 6.9, расчет его технико-экономических показателей при нагрузках 2029 года – в таблице 6.10.



**Таблица 6.9– Баланс тепла и пара котельного цеха ТЭЦ-2**

Источник	Режимы					Потребитель	Режимы				
	Максимально-зимний	Аварийный	Средний наиболее х.м.	Средне-зимний	Средне-летний		Максимально-зимний	Аварийный	Средний наиболее х.м.	Средне-зимний	Средне-летний
						<b>Тепловые нагрузки</b>					
						<b>Пар, т/ч</b>	41,0	36,7	29,6	25,9	13,7
						<b>Сетевая вода - всего, Гкал/ч</b>	93,9	81,2	60,6	48,4	0,0
						в том числе:					
						отопление и вентиляция	80,3	67,7	48,8	38,2	
						горячее водоснабжение	7,0	7,0	7,0	7,0	
						потери в тепловых сетях,	6,6	6,6	4,9	3,2	
						<b>Отопление площади, Гкал/ч</b>	0,3	0,3	0,2	0,1	0
<b>Пар 0,6 Мпа, т/ч</b>											
<b>Р-6-2,9/0,5</b>	<b>78,6</b>	<b>78,6</b>	<b>78,6</b>	<b>78,6</b>	<b>15,2</b>	Производство	41,0	36,7	29,6	25,9	13,7
<b>РОУ 14/1,2</b>		<b>25,3</b>				Подпитка цикла	8,3	5,9	4,7	4,3	1,5
						Подпитка теплосети	5,6	5,6	5,6	5,6	
						Мазутное хозяйство	4,9	4,4	3,4	3,1	
						Подогреватель сетевой воды	18,7	51,2	35,2	39,7	
Итого	78,6	103,9	78,6	78,6	15,2	Итого	78,6	103,9	78,6	78,6	15,2
<b>Пар 3,0 МПа, т/ч</b>											
1хБМ-45	40,0	40,0	40,0	40,0		<b>Р-6-2,9/0,5</b>	78,6	78,6	78,6	78,6	15,2
1хТС-20р	16,0	16,0	16,0	16,0	15,2	<b>РОУ 14/1,2</b>		22,0			
1хТС-35р	22,6	25,0	22,6	22,6							
1хТП-35ур		19,6									

Источник	Режимы					Потребитель	Режимы				
	Максимально-зимний	Аварийный	Средний наиболее х.м.	Средне-зимний	Средне-летний		Максимально-зимний	Аварийный	Средний наиболее х.м.	Средне-зимний	Средне-летний
Итого	78,6	100,6	78,6	78,6	15,2	Итого	78,6	100,6	78,6	78,6	15,2
<b>Баланс тепла, Гкал/ч</b>											
Тепло, вносимое с подпиткой	2,8	2,8	2,8	2,8	0,0	Отпуск тепла потребителю	93,9	81,2	60,6	48,4	0,0
Подогреватель сетевой воды	10,5	28,7	19,7	22,2	0,0	Отопление площадки	0,3	0,3	0,2	0,1	0,0
Водогрейные котлы: 2хПТВМ-50	<b>80,9</b>	<b>50,0</b>	<b>38,3</b>	<b>23,5</b>							
Итого	94,2	81,5	60,8	48,6	0,0	Итого	94,2	81,5	60,8	48,6	0,0
<b>Электрическая мощность, МВт</b>											
<b>Р-6-2,9/0,5</b>	6,0	6,0	6,0	6,0	1,3						
Итого	6,0	6,0	6,0	6,0	1,3						

**Таблица 6.10 – Техничко-экономические показатели работы котельного цеха Смоленской ТЭЦ-2**

Наименование показателей	Единица измерения	Величина		
		Отоп. сезон	Неот. сезон	Год
<b>1 Оборудование</b>				
паровые котлы	шт.*тип		1хБМ-45	
	шт.*тип		1хТС-20р	
	шт.*тип		1хТС-35р	
	шт.*тип		1хТП-35ур	
водогрейные котлы	шт.*тип		2хКВГМ-50	
паровые турбины	шт.*тип		Р-6-2,9/0,5	
<b>2 Установленная электрическая мощность</b>	МВт		6	
<b>3 Установленная тепловая мощность</b>	Гкал/ч		182,2	
<b>4 Максимально-часовые тепловые нагрузки в сетевой воде - всего</b>	Гкал/ч	117,7	7,9	
в том числе:				
4.1 пар	т/ч	41,0	13,7	
4.2 сетевая вода, всего	Гкал/ч	93,9		
<b>5 Продолжительность периода</b>	часов	5016	3384	8400
<b>6 Годовой отпуск тепла, всего</b>	тыс.Гкал	318,1	26,9	345,0
в том числе:				
6.1 пар	тыс.Гкал	75,2	26,9	102,1
6.2 сетевая вода, всего	тыс.Гкал	242,8		242,8
<b>7 Годовая отпуск тепла с учетом СН</b>	тыс.Гкал	320,7	27,1	347,8
в том числе:				
7.1 из отбора турбины	тыс.Гкал	214,5	27,1	241,5
7.2 от водогрейных котлов	тыс.Гкал	106,3	0,0	106,3
<b>8 Годовая выработка электроэнергии</b>	млн.кВт*ч	30,1	3,9	34,0
<b>9 Число часов использования установленной электрической мощности</b>	ч.			5672
<b>10 Годовой расход э/э на собственные нужды на выработку э/э</b>	млн.квт.ч			0,68
<b>11 Годовой расход э/э на собственные нужды на отпуск тепла</b>	млн.квт.ч			5,52
<b>12 Суммарный годовой расход э/э на собственные нужды</b>	млн.квт.ч			6,20
<b>13 Годовой отпуск электроэнергии</b>	млн.квт.ч			<b>27,8</b>
<b>14 Годовая выработка тепловой энергии паровыми котлами</b>	тыс.Гкал	252,0	33,0	285,0
<b>15 Годовой расход топлива паровыми котлами</b>	тыс т у. т.			<b>41,4</b>
<b>16 Годовой расход топлива водогрейными котлами</b>	тыс т у. т.			<b>16,7</b>

Наименование показателей	Единица измерения	Величина		
		Отоп. сезон	Неот. сезон	Год
17 Суммарный годовой расход топлива по котельному цеху	тыс т у. т.			58,15
18 Годовой расход топлива, относимый к отпуску э/э	тыс.т у.т			4,26
19 Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии	г/кВт*ч			<b>153,1</b>
20 Годовой расход топлива паровыми котлами, относимый к отпуску теплоэнергии	тыс.т у.т			37,15
21 Суммарный расход топлива на отпуск теплоэнергии	тыс.т у.т			53,89
22 Удельный расход топлива на отпуск теплоэнергии	кГ/Гкал			<b>156,2</b>
23 Годовой расход топлива по видам				
- газ	тыс.т у.т			52,3
- мазут	тыс.т у.т			5,8

**д) обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии и для повышения надежности их работы**

В г.Смоленске сложилась и действует эффективная система централизованного теплоснабжения на базе комбинированного производства тепловой и электрической энергии.

Увеличение зоны действия отопительных котельных Схемой не предусматривается.

Учитывая большой износ оборудования и для повышения надежности теплоснабжения потребителей, Схемой предусматривается реконструкция котельных № №13, 25, 30, 31, 36.

Капиталовложения в строительство и реконструкцию источников тепловой энергии определены укрупненно на основании объектов-аналогов и должны быть уточнены на последующих стадиях проектирования.

**е) обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии**

Существующие котельные в пиковый режим не переводятся. Строительство пиковых источников тепла не требуется.

**ж) обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии**

Расширение зоны действия ТЭЦ-2 осуществляется как за счет подключения новых потребителей тепла, так и за счет переключения зон теплоснабжения близлежащих котельных:

1) котельная № 2 ул. А.Петрова, 9. Договорная тепловая нагрузка - ГВС 1,45 Гкал/ч и отопление 4,93 Гкал/ч.

2) котельная № 55 ул. Краснинское шоссе, 3 и котельная в/ч 7459 Верхне-Ясенный водозабор. Договорная тепловая нагрузка - ГВС 1,55 Гкал/ч и отопление 3,07 Гкал/ч.

3) котельная № 56 городок Коминтерна. Договорная тепловая нагрузка - ГВС 0,1 Гкал/ч и отопление 2,03 Гкал/ч.

4) котельная № 1 ул. Н.Неман, 6. Договорная тепловая нагрузка - ГВС 0,8 Гкал/ч и отопление 4,76 Гкал/ч.

5) котельная № 4 ул. А.Петрова, 2. Договорная тепловая нагрузка - ГВС 0,2 Гкал/ч и отопление 1,9 Гкал/ч.

6) котельная № 5 ул. Нахимова, 5 и котельная № 7 ул. 2-я Вяземская, 5. Договорная тепловая нагрузка - ГВС 0,43 Гкал/ч и отопление 2,67 Гкал/ч.

7) котельная № 10 Баня № 4 МУП. Договорная тепловая нагрузка - ГВС 0,2 Гкал/ч и отопление 0,157 Гкал/ч.

8) котельная № 53 ул. Н.Неман, 1. Договорная тепловая нагрузка - ГВС 0,4 Гкал/ч и отопление 2,37 Гкал/ч.

9) котельная № 54 ул. 3.Космодемьянской, 3. Договорная тепловая нагрузка - ГВС 0,45 Гкал/ч и отопление 2,81 Гкал/ч.

10) котельная № 15 ул. Кловская, 44 и котельная № 18 ул. Гарабурды, 11. Договорная тепловая нагрузка - ГВС 1,26 Гкал/ч и отопление 8,7 Гкал/ч.

Суммарная переключаемая договорная тепловая нагрузка котельных 38,9 Гкал/ч, фактическая – 18,2 Гкал/ч.

В итоге на расчетный период прирост тепловой нагрузки в сетевой воде в зоне ТЭЦ-2 составит 126 Гкал/ч, в том числе за счет подключения новых потребителей 107,8 Гкал/ч, за счет подключения зон теплоснабжения закрываемых коммунальных котельных – 18,2 Гкал/ч. Прироста паровой нагрузки на рассматриваемую перспективу не ожидается.

**з) обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии**

Схемой предусмотрен вывод из эксплуатации 10 муниципальных котельных с суммарной установленной тепловой мощностью 68,6 Гкал/ч с передачей их тепловых нагрузок в размере 18,2 Гкал/ч на ТЭЦ-2 (таблица 6.11).

**Таблица 6.11 – Характеристика выводимых из работы котельных**

Наименование котельной	Тип и марка котлов	Год ввода в эксплуатацию	Вид топлива	КПД оборудования, %	Установленная мощность, Гкал/ч	Максимально-часовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	
						договорная	фактическая
№ 2 Ак. Петрова, 9	6хКВТС-1	2002-2004	Газ	84	6	6,4	3,4
№1 Н-Неман, 6	12хКВТС-1	1985-2004	Газ	84	12	5,6	1,9
№4 Ак. Петрова, 2	5хКВТС-1	1995-1997	Газ	71	5	2,1	1,1

Наименование котельной	Тип и марка котлов	Год ввода в эксплуатацию	Вид топлива	КПД оборудования, %	Установленная мощность, Гкал/ч	Максимально-часовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	
						договорная	фактическая
№ 5 Нахимова, 5	6хКВТС-1	2001-2003	Газ	80	5	3,4	1,3
№ 15 Кловская, 46	1хТВГ-1,5 3хКВТС-1 2хКВ 2/95	1970-1974	Газ	85	8,5	2,6	1,5
№ 18 Гарабурды, 13	9хКВТС-1 3хТВГ-1,5	1994-1995	Газ	81	13,5	6,1	3,5
№ 53 Н-Неман, 1	4хКВ-1/95	2002	Газ	93	4	2,8	1,5
№ 54 З.Космодемьянской, 4	4хКва-2,5	2002-2003	Газ	98	8,6	3,3	2,0
№ 55 Красненское ш.	5хФакел 1хКВГ-1	2005	Газ	78	6	4,6	1,0
№ 56 Коминтерна	2хНР-18 3хКСВА-1	1998	Газ	93	3,7	2,1	1,0
<b>Сумма</b>					<b>72,3</b>	<b>39</b>	<b>18,2</b>

#### **и) обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки города малоэтажными жилыми зданиями**

Новые индивидуальные жилые дома в соответствии с информацией о перспективной застройке будут размещаться вне радиусов действия существующих теплоисточников, поэтому для их теплоснабжения Схемой предлагается использовать индивидуальные теплогенераторы, работающие на газообразном топливе, или электродоты.

Для обеспечения прироста тепловых нагрузок, возникающего в районах, удаленных от зоны централизованного теплоснабжения, Схемой предусматривается строительство новых отопительных котельных, перечень которых представлен в таблице 6.12.

Размещение новых отопительных котельных представлено на рисунке 6.1.

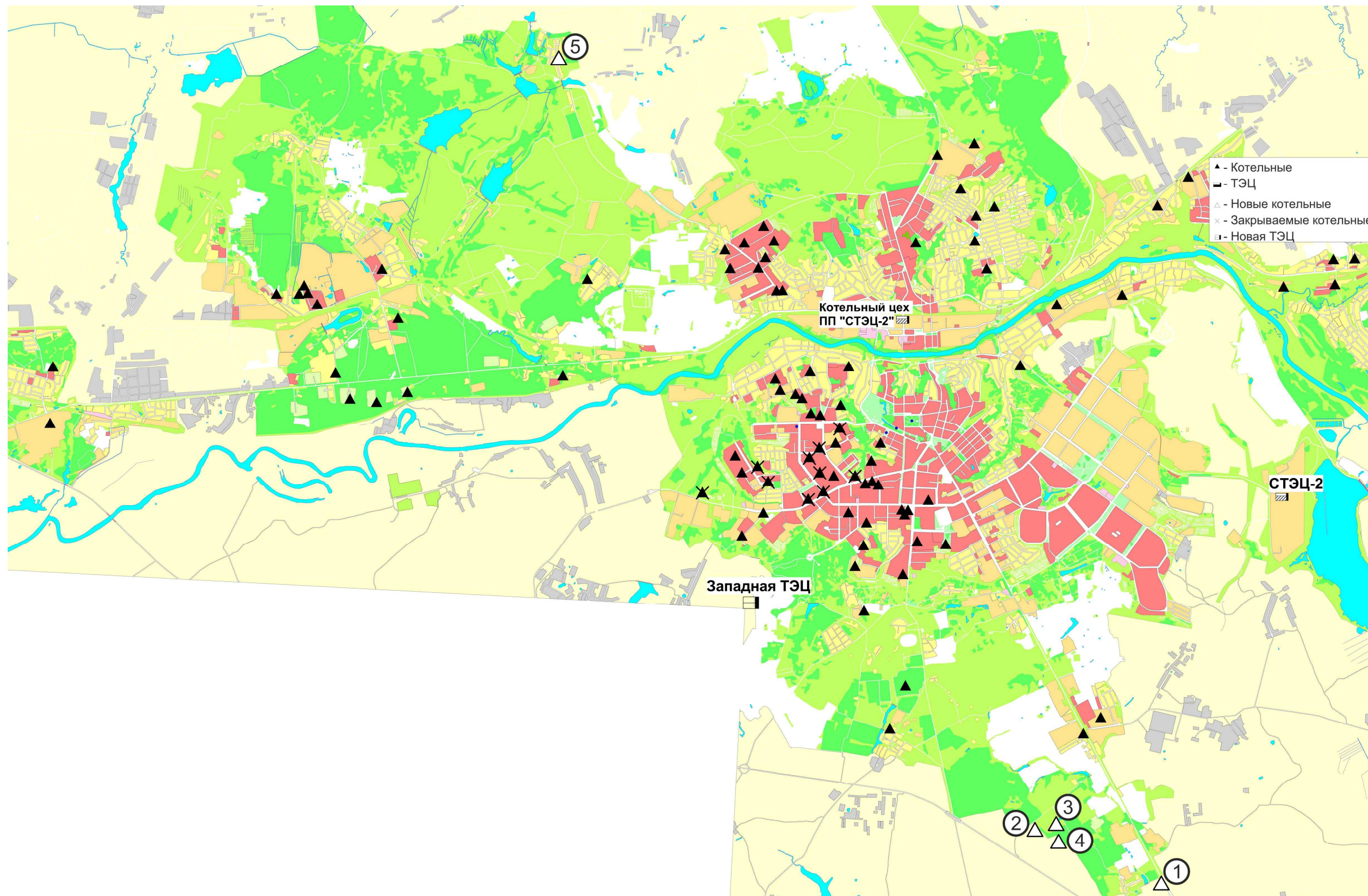


Рисунок 6.1 - Схема размещения централизованных теплоисточников, существующих и новых отопительных котельных в г. Смоленске

**Таблица 6.12 – Перечень и характеристика новых отопительных котельных**

Номер на рис. 6.1	Наименование котельной	Потребители	Тепловая нагрузка на 2026 г. (без учета тепловых потерь), Гкал/ч			Установленная тепловая мощность не менее, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию
			отопление и вентиляция	ГВС	всего		
	<b>Ленинский район</b>						
1	Район Пруды	Многоквартирные жилые дома и общественные объекты социально-бытового назначения	2,61	0,38	2,99	3,21	2025-2029 гг.
2	Рябиновая поляна за границей горчерты		8,34	1,30	9,64	10,32	2020-2024 гг.
3	Рябиновая поляна-2 в пределах горчерты		9,03	1,48	10,51	11,26	2020-2024 гг.
4	Рябиновая поляна-2 за границей горчерты		8,26	1,22	9,48	10,15	2025-2029 гг.
	<b>Заднепровский район</b>						
5	Район Анастасино	Многоквартирные жилые дома и общественные объекты социально-бытового назначения	0,57	0,11	0,68	0,73	2017 г.
	<b>Всего по городу пять отопительных котельных</b>		<b>28,8</b>	<b>4,5</b>	<b>33,3</b>	<b>35,7</b>	

**к) обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории города**

Производственные объекты расположены, в основном, в Северном и Промышленном районах города. По предоставленным исходным данным количественное развитие существующих промышленных предприятий в промышленных районах в рассматриваемой перспективе сохранится на существующем уровне.

**л) обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения города и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии**

Обеспечение перспективной тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии представлено в таблице 6.13.



**Таблица 6.13 - Обеспечение перспективной тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии**

Наименование теплоисточника	Тепловая нагрузка (пар+вода) на конец года, Гкал/ч			
	2012 г.	2019 г.	2024 г.	2029 г.
ТЭЦ-2	560,6	624,7	650,9	684,7
Котельный цех ТЭЦ-2	121,2	119,9	117,9	117,7
Котельные МУП «Смоленск-теплосеть»	73,5	70,1	70,1	70,1
Новая Западная ТЭЦ	-	52,7	96,8	133,5
Новые отопительные котельные	-	0,7	17,0	35,0
ИТГ, всего, в т.ч.	326,9	334,6	344,4	354,5
- существующие ИТГ	326,9	325,0	322,9	319,2
- новые ИТГ	-	9,6	21,5	35,3
<b>Всего по городу</b>	<b>1082,2</b>	<b>1202,8</b>	<b>1297,1</b>	<b>1395,5</b>

Схема размещения централизованных теплоисточников и новых отопительных котельных в г. Смоленске приведена на рисунке 6.1, перспективные зоны теплоснабжения централизованных теплоисточников - на рисунке 6.2.

Сводные данные по предлагаемому составу основного оборудования реконструируемых и демонтируемых централизованных и муниципальных теплоисточников г. Смоленска на рассматриваемую перспективу, а также требуемые капиталовложения приведены в таблице 6.14.

Подробные балансы тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в сетевой воде в зонах действия централизованных источников тепловой энергии с ежегодным распределением тепловой нагрузки представлены в таблице 6.15.

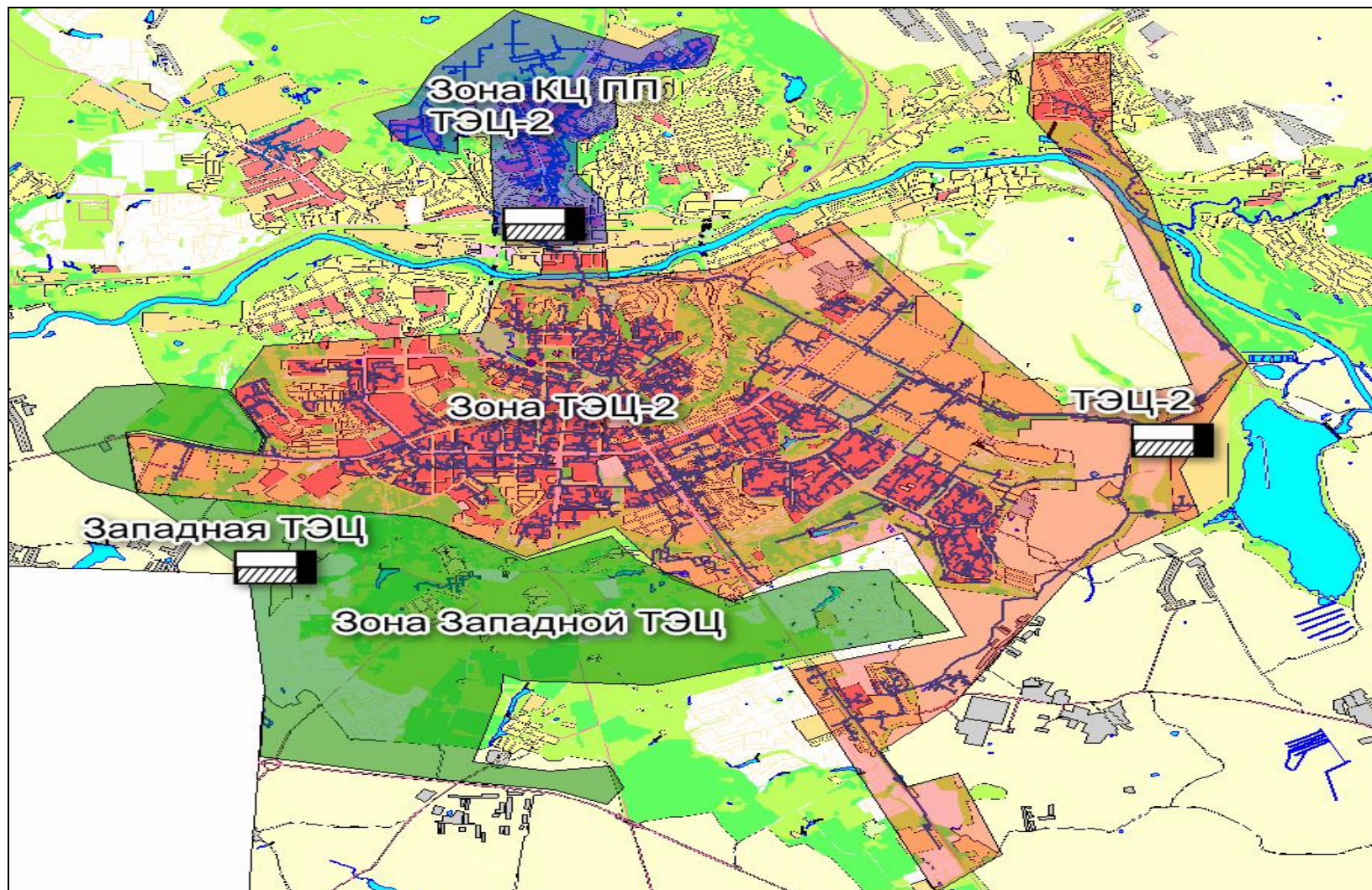


Рисунок 6.2 – Перспективные зоны теплоснабжения теплоисточников г. Смоленска

**Таблица 6.14– Сводные данные по предлагаемому составу основного оборудования централизованных и муниципальных теплоисточников г. Смоленска на рассматриваемую перспективу, а также требуемые капиталовложения**

Наименование котельной	Котельное и электрогенерирующее оборудование, шт. x тип				Установленная мощность на рассматриваемую перспективу		Топливо		Год ввода оборудования в эксплуатацию	Капиталовложения, млн. руб.	
	демонтируемое	сохраняемое в работе			устанавливаемое	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч	основное			резервное
		электрогенерирующее	паровые котлы	водогрейные котлы							
ТЭЦ-2	ст. № 1 ПТ-60-130/13 (ТА-1) 2х БКЗ-210-140-7		2х БКЗ-210-140-7	КВГМ-100 ст. №2÷4	ПГУ-130 Е-500-140 ПТ-80/100-130	425	901	Природный газ	мазут	2017-2019	4 813
		ст. №2 Т-100/120-130-2 (ТА-2)	ст. №5 ТГМЕ-464								
		ст. №3 Т-110/120-130-4 (ТА-3)									
Котельный цех ТЭЦ-2	-		БМ-45, ТС-20р, ТС-35р, ТП-35ур	2*ПТВМ-50	Р-6-2,9/0,5	6	182,2	Природный газ	мазут	2014	37,9
Западная ТЭЦ					ПГУ 65 2хКВГМ-50, 1хКВГМ-30	65	175	Природный газ	-	2014	3 000
Котельная № 13	3хДКВР-4/13				3хЕ-1-0,9		1,8	Природный газ		2015	
Котельная № 25	2хКВТС-1				3хКВГ-160		0,41	Природный газ		2015	
Котельная № 30 Детский сад № 6	2хКВТС-1				2хКВГ-120		0,21	Природный газ		2015	
Котельная № 31 Дом ребенка	3хКВТС-1				3хКВГ-160		0,41	Природный газ		2015	
Котельная №36	4хКСВ-2,9				3хVitoplex-100 + КВГ-630		5,04	Природный газ		2015	
№ 2 Ак. Петрова, 9	6хКВТС-1							Природный газ		2015	

Наименование котельной	Котельное и электрогенерирующее оборудование, шт. x тип				Установленная мощность на рассматриваемую перспективу		Топливо		Год ввода оборудования в эксплуатацию	Капиталовложения, млн. руб.	
	демонтируемое	сохраняемое в работе			устанавливаемое	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч	основное			резервное
		электрогенерирующее	паровые котлы	водогрейные котлы							
№1 Н-Неман, 6	12хКВТС-1							Природный газ	2015		
№4 Ак. Петрова, 2	5хКВТС-1							Природный газ	2015		
№ 5 Нахимова, 5	6хКВТС-1							Природный газ	2015		
№ 15 Кловская, 46	1хТВГ-1,5, 3хКВТС-1, 2хКВ 2/95							Природный газ	2015		
№ 18 Гарабурды, 13	9хКВТС-1, 3хТВГ-1,5							Природный газ	2015		
№ 53 Н-Неман, 1	4хКВ-1/95							Природный газ	2015		
№ 54 З. Космодемьянской, 4	4хКва-2,5							Природный газ	2015		
№ 55 Красненское ш.	5хФакел, 1хКВГ-1							Природный газ	2015		
№ 56 Коминтерна	2хНР-18, 3хКСВА-1							Природный газ	2015		

**Таблица 6.15 – Балансы тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зонах действия централизованных источников тепловой энергии**

Наименование теплоисточника	Этапы Схемы													
	2012 г.							2019 г.						
	Установленная электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность, Гкал/ч			Тепловая нагрузка, Гкал/ч	Резерв тепловой мощности нетто, Гкал/ч	Аварийный резерв тепловой мощности, Гкал/ч	Установленная электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность, Гкал/ч			Тепловая нагрузка, Гкал/ч	Резерв тепловой мощности нетто, Гкал/ч	Аварийный резерв тепловой мощности, Гкал/ч
установленная		затраты на собств. и хоз нужды	нетто	установленная					затраты на собств. и хоз нужды	нетто				
ТЭЦ-2	275	774,0	25,8	748,2	560,6	187,6	93,9	425,0	901,0	25,0	876,0	624,7	251,3	166,9
Котельный цех ТЭЦ-2		191,3	9,9	181,4	121,2	60,2	27,7	6,0	182,2	4,2	178,0	119,9	58,1	25,4
Котельные МУП «Смоленсктеп-лосеть»		331,8	6,5	325,3	73,5	251,8	163,4		245,3	4,9	240,4	70,1	185,1	104,5
Новая Западная ТЭЦ		-	-	-	-	-	-	65,0	175,0	1,8	173,2	52,7	120,4	78,1
Всего по городу	275,0	1297,1	42,2	1254,9	755,3	499,6	285,0	496,0	1503,5	35,9	1467,5	867,4	614,9	374,9

Окончание таблицы 6.15

Наименование теплоисточника	Этапы схемы													
	2024 г.							2029 г.						
	Установ- ленная электри- ческая мощность, МВт	Тепловая мощность, Гкал/ч			Тепло- вая на- грузка, Гкал/ч	Резерв тепловой мощно- сти нет- то, Гкал/ч	Аварий- ный ре- зерв теп- ловой мощно- сти, Гкал/ч	Установ- ленная электри- ческая мощность, МВт	Тепловая мощность, Гкал/ч			Тепло- вая на- грузка, Гкал/ч	Резерв тепловой мощно- сти нет- то, Гкал/ч	Аварий- ный ре- зерв теп- ловой мощно- сти, Гкал/ч
установ- ленная		затра- ты на собств. и хоз нужды	нетто	установ- ленная					затраты на собств. и хоз нужды	нетто				
ТЭЦ-2	425,0	901,0	26,0	875,0	650,9	224,0	143,4	425,0	901,0	27,4	873,6	684,7	188,9	113,2
Котельный цех ТЭЦ-2	6,0	182,2	4,1	178,1	117,9	60,2	27,2	6,0	182,2	4,1	178,1	117,7	60,4	27,4
Котельные МУП «Смоленсктеп- лосеть»		245,3	4,9	240,4	70,1	185,1	104,5		245,3	4,9	240,4	70,1	185,1	104,5
Новая Западная ТЭЦ	65,0	175,0	3,4	171,6	96,8	74,8	38,8	65,0	175,0	4,7	170,3	133,5	36,8	6,2
Всего по городу	496,0	1503,5	38,5	1465,0	935,7	544,2	314,0	496,0	1503,5	41,1	1462,4	1006,0	471,2	251,3

**м) расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения, позволяющий определить условия, при которых подключение теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе**

Расчет радиуса эффективного теплоснабжения по каждой системе теплоснабжения г. Смоленска выполнен в соответствии с имеющимися рекомендациями специалистов, приведенными в изданиях по данной тематике и в книге Соколова Е.Я. «Теплофикация и тепловые сети» с использованием электронной модели Схемы теплоснабжения г. Смоленска, выполненной в рамках настоящей работы.

Исходные данные для расчета радиуса эффективного теплоснабжения по каждой системе теплоснабжения г. Смоленска приведены в таблице 6.16, результаты расчета - в таблице 6.17.

**Таблица 6.16 - Исходные данные для расчета радиуса эффективного теплоснабжения по каждой системе теплоснабжения г. Смоленска**

Параметр	Единица измерения	ТЭЦ-2	Котельный цех ТЭЦ-2
Площадь зоны действия источника	км <sup>2</sup>	30,3	4,8
Количество абонентов в зоне действия источника	-	3536	412
Суммарная присоединенная нагрузка всех потребителей	Гкал/ч	534,8	97,4
Расстояние от источника тепла до наиболее удаленного потребителя вдоль главной магистрали	км	11,2	4,7
Расчетная температура в подающем трубопроводе	°С	150	150
Расчетная температура в обратном трубопроводе	°С	70	70
Потери давления в тепловой сети	м вод, ст,	115	33
Среднее число абонентов на единицу площади зоны действия источника	1/км <sup>2</sup>	117	86
Теплоплотность района	Гкал/ч·км <sup>2</sup>	17,7	28,6
Удельная стоимость материальной характеристики тепловых сетей	тыс,руб,/м <sup>2</sup>	75	93
Поправочный коэффициент		1,3	1
Эффективный радиус теплоснабжения	км	13,6	10

**Таблица 6.17 – Результаты расчета радиуса эффективного теплоснабжения**

Теплоисточник	Расстояние от источника тепла до наиболее удаленного потребителя вдоль главной магистрали, км	Эффективный радиус теплоснабжения, км	Отклонение радиуса эффективного теплоснабжения от расстояния до наиболее удаленного потребителя, км
ТЭЦ-2	11,2	13,6	2,4
Котельный цех ТЭЦ-2	4,8	8,9	4,1

Схема радиусов эффективного теплоснабжения наиболее крупных теплоисточников города приведена на рисунке 6.3.



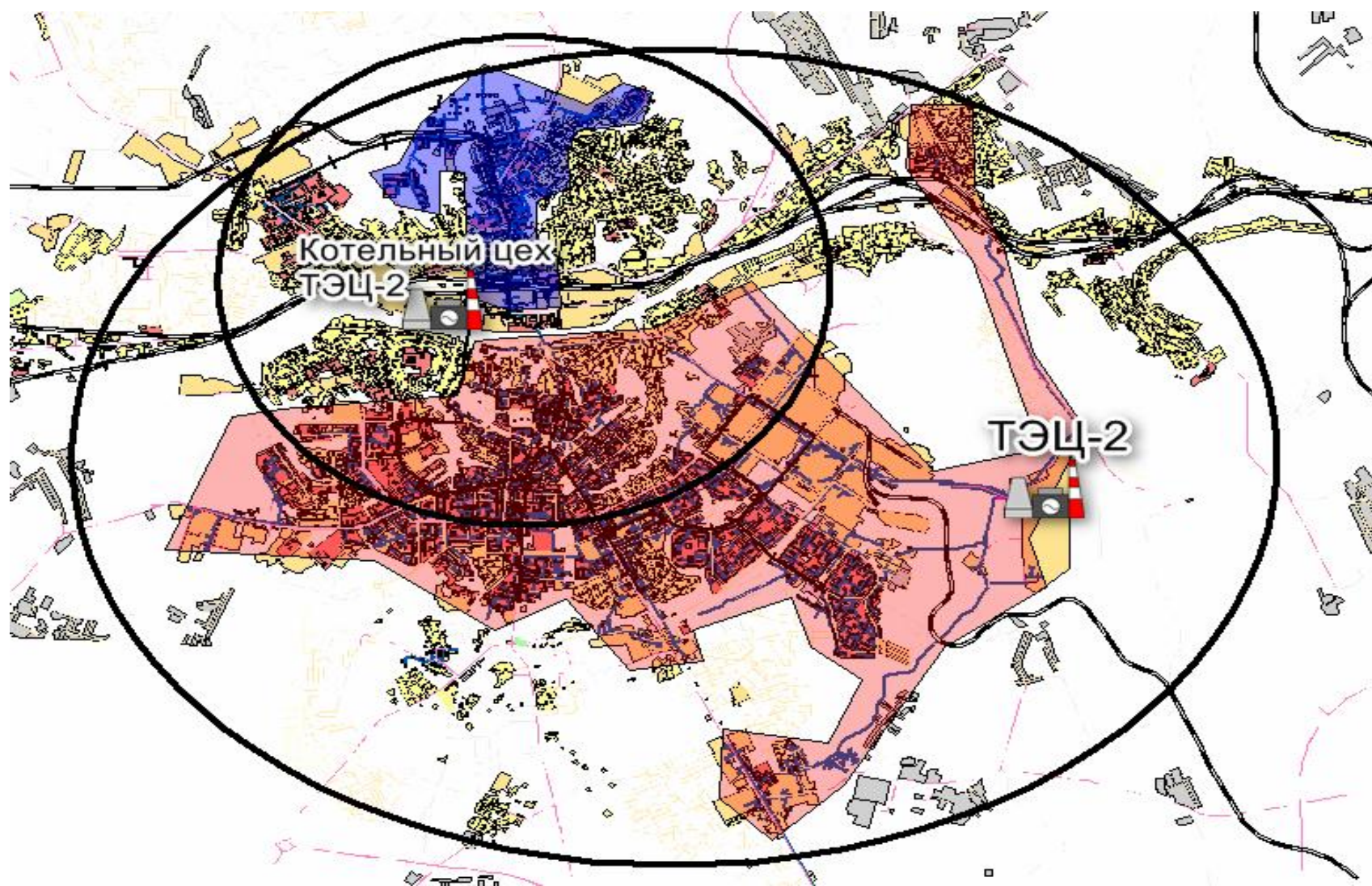


Рисунок 6.3 - Схема радиусов эффективного теплоснабжения теплоисточников г. Смоленска

## ГЛАВА 7 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И СООРУЖЕНИЙ НА НИХ

Гидравлические расчеты тепловых сетей выполнены с помощью инструментальных средств ГИС “Zulu-Thermo”

Удельные расходы воды для проведения гидравлических расчетов определены по формуле

$$q_{уд}=1000 / (t_{пр} - t_{об}), \text{ м}^3/\text{Гкал}$$

- при температурном графике 150/70 °С - 12,5 м<sup>3</sup>/Гкал;

- при температурном графике 95/70 °С - 40,0 м<sup>3</sup>/Гкал;

Удельные расходы воды на горячее водоснабжение приняты:

- для параллельной схемы - 25 м<sup>3</sup>/Гкал;

- для смешанной схемы - 20 м<sup>3</sup>/Гкал.

При выборе диаметра труб принималось ограничение максимального давления в обратных трубопроводах не выше 0,6 МПа, исходя из условия эксплуатации чугунных отопительных приборов.

При расчетах учитывается, что в зонах теплоснабжения всех теплоисточников выполнена наладка систем отопления, установка регуляторов горячего водоснабжения и корректирующих насосов.

Строительство новых и реконструкция существующих подземных теплопроводов должно осуществляться с использованием стальных труб в изоляции ППУ ТГИ, ППМИ и других современных технологий согласно технических условий на применяемые материалы и арматуру, согласованных с энергоснабжающей (теплоснабжающей) организацией в соответствии с действующими НТД до начала проектирования тепловых сетей.

Проведенные расчеты показали, что перспективные тепловые нагрузки могут быть обеспечены при отпуске тепла от всех теплоисточников по существующим температурным графикам по всем вариантам:

- ТЭЦ-2 - 150/70 °С со срезкой 115 °С

- котельный цех ТЭЦ-2 - 150/70 °С со срезкой 95 °С;

- муниципальные котельные - 95/70 °С.

Для подключения новых потребителей в юго-западе города предусматривается строительство Западной ТЭЦ, температурный график отпуска тепла от которой принят 150/70 °С.

У всех теплоисточников, осуществляющих отпуск тепла по совмещенной нагрузке отопления и горячего водоснабжения, температура прямой сетевой воды в зоне нижней «срезки» температурного графика составляет 70 °С. На эту температуру выбрана производительность корректирующих насосов у потребителей. Такая же температура нижней срезки температурного графика принята и на перспективу.

По всем зонам теплоснабжения города были выполнены гидравлические расчеты с учетом подключения новых потребителей.

Для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную застройку во вновь осваиваемых районах города предусматривается строительство новых распределительных тепловых сетей в период до 2029 года в соответствии с очередностью ввода новой жилой и общественно-деловой застройки.

**а) реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов)**

В г. Смоленске зоны теплоснабжения с дефицитом тепловой мощности при учете фактического теплоснабжения отсутствуют.

**б) строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах города**

Характеристика реконструируемых трубопроводов для подключения перспективных потребителей приведена в таблице 7.1.

**Таблица 7.1 - Характеристика реконструируемых трубопроводов для подключения перспективных потребителей и ориентировочные капиталовложения в них**

Инвестиционные проекты (наименование, описание и ссылка на обоснование)	Протяженность, м	Диаметр, мм	Объем капитальных затрат, тыс. руб.
Перекладка 4-х подземных участков водяной тепловой сети, находящихся в подтопляемых зонах	2000	100	101360,6
Перекладка участка водяной тепловой сети от камеры 3к-10а до 3к-11 с увеличением диаметра с 700 до 800 мм.	140	800	7000
Перекладка участка водяной тепловой сети от камеры 3к-11 до 3к-12 с увеличением диаметра с 700 до 800 мм.	170	800	8500
Перекладка участка водяной тепловой сети от камеры 3к-13 до 3к-14 с увеличением диаметра с 700 до 800 мм.	250	800	12500
Перекладка участка водяной тепловой сети от камеры 3к1с до 3.8к103 с увеличением диаметра с 300 до 400 мм.	900	400	27544,9
Строительство магистральных сетей теплоснабжения от вновь строящейся Западной ТЭЦ в юго-западной части города Смоленска до участков нового строительства в районах Краснинское шоссе, Миловидово	5700	500	340284,3
Строительство магистральных сетей теплоснабжения от вновь строящейся Западной ТЭЦ в юго-западной части города Смоленска до участков нового строительства в районе Юг-3	7800	600	465652,2
<b>Сумма</b>	<b>16960</b>		<b>962842</b>

При предлагаемых диаметрах трубопроводов обеспечивается надежное и качественное теплоснабжение как существующих, так и перспективных потребителей.

**в) строительство и реконструкция тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения**

Схемой предусматривается расширение зоны теплоснабжения ТЭЦ-2 за счет подключения к ней зон теплоснабжения десяти муниципальных котельных, выводимых из работы:

1) Котельная №2 ул. А.Петрова, 9. Необходимо строительство участка тепловой сети от тепловой камеры 3.14к1 до котельных 2Ду 250 L=150 м, 2Ду 200 L=500 м и 2Ду 150 L=50 м.

2) Котельная №55 ул. Краснинское шоссе, 3 и котельная в/ч 7459 Верхне-Ясенный водозабор. Необходимо строительство участка тепловой сети от тепловой камеры 3к57 до котельных 2Ду 175 L=150 м и 2Ду 150 L=350 м.

3) Котельная № 56 городок Коминтерна. Необходимо строительство участка тепловой сети от ЦТП-Багратиона 9 до котельной 2Ду 125 L=650 м.

4) Котельная № 1 ул. Н.Неман, 6. Необходимо строительство участка тепловой сети от ЦТП-94 до котельной 2Ду 175 L=250 м.

5) Котельная № 4 ул. А.Петрова, 2. Необходимо строительство участка тепловой сети от тепловой камеры 3.14к2 до котельной 2Ду 125 L=150 м.

6) Котельная № 5 ул. Нахимова, 5 и котельная № 7 ул. 2-я Вяземская, 5. Необходимо строительство участка тепловой сети от тепловой камеры 3.14к3 до котельных 2Ду 200 L=800 м и 2Ду 150 L=350 м.

7) Котельная № 53 ул. Н.Неман, 1. Необходимо строительство участка тепловой сети от тепловой камеры 3к32 до котельной 2Ду 150 L=150 м.

8) Котельная № 54 ул. 3.Космодемьянской, 3. Необходимо строительство участка тепловой сети от тепловой камеры 3к52 до котельной 2Ду 150 L=350 м.

9) Котельная № 15 ул. Кловская, 44 и котельная № 18 ул. Гарабурды, 11. Необходимо строительство участка тепловой сети от тепловой камеры 3.15к3 до котельных 2Ду 200 L=300 м, 2Ду 175 L=200 м и 2Ду 125 L=250 м.

Суммарная договорная тепловая нагрузка котельных - 39 Гкал/ч, фактическая – 18,2 Гкал/ч.

Характеристика тепловых сетей для подключения котельных и ориентировочные капиталовложения в них приведены в таблице 7.2, схема тепловых сетей в городе на расчетный период – на рисунке 7.1.

**Таблица 7.2 - Характеристика тепловых сетей для подключения котельных и ориентировочные капиталовложения в них**

Технические параметры	Цель	Протяженность, м	Капиталовложения, тыс. руб
Строительство участка тепловой сети от тепловой камеры 3.14к1 до котельной №2	Переключение квартала застройки в зоне действия котельной №2 Ак. Петрова, 9 на теплоснабжение от ТЭЦ-2	700	11471,9
Строительство участка тепловой сети от тепловой камеры 3.14к2 до котельной №4	Переключение квартала застройки в зоне действия котельной №4 Ак. Петрова, 2 на теплоснабжение от ТЭЦ-2	150	1751,2
Строительство участка тепловой сети от тепловой камеры 3.15к3 до котельной №15	Переключение квартала застройки в зоне действия котельной №15 на теплоснабжение от ТЭЦ-2	425	6308,2
<b>Сумма</b>			<b>19 531</b>

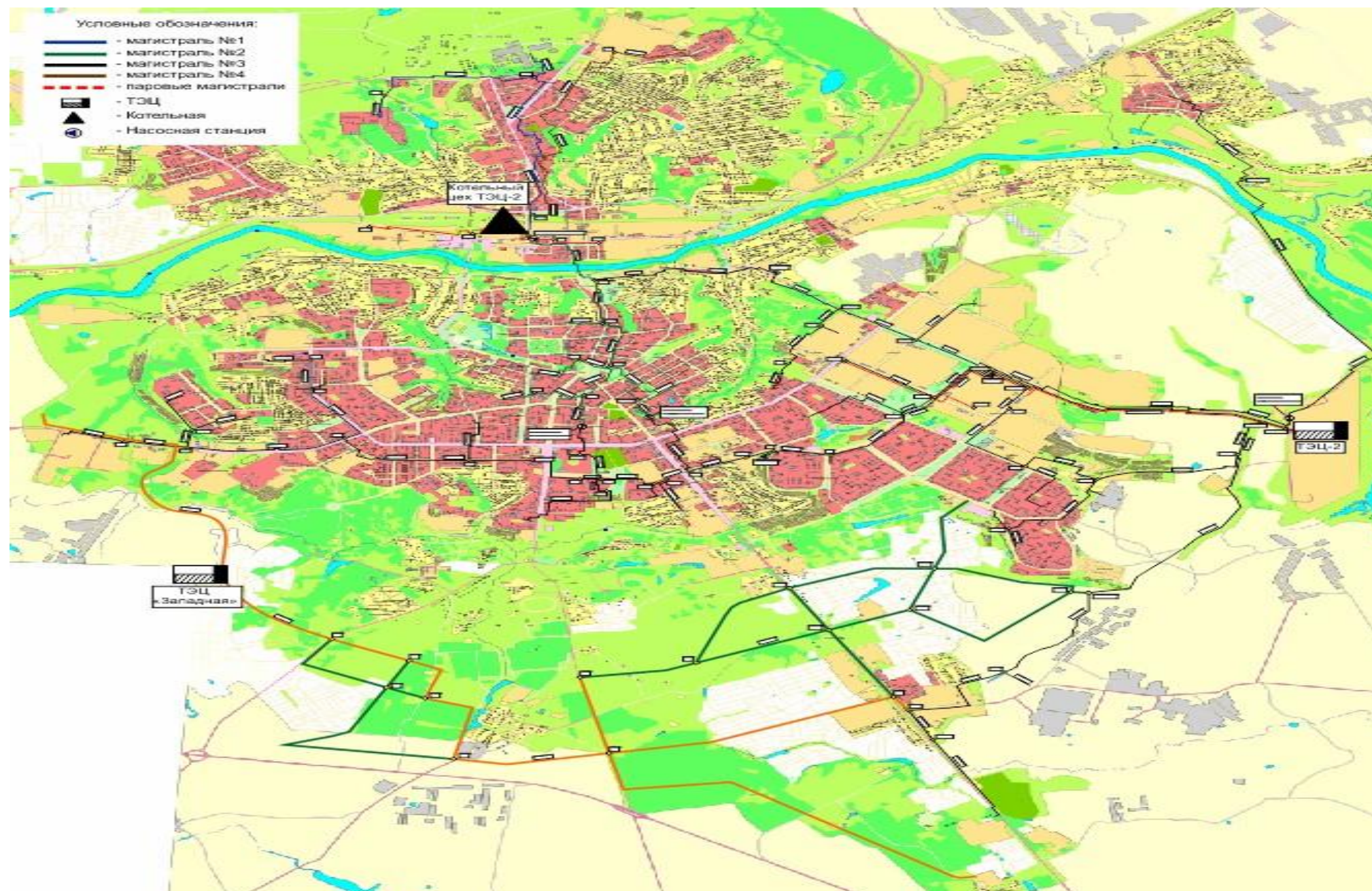


Рисунок 7.1– Схема тепловых сетей г. Смоленска на 2029 г.

#### **д) строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения**

Проведенные расчеты перспективной надежности теплоснабжения (приложение Д) выявили необходимость замены ненадежных участков тепловых сетей и строительство новых резервирующих перемычек.

Схема тепловых сетей с указанием участков, реконструкция которых требуется для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения, приведена в приложении Д (рисунок 3.8), характеристика этих участков с расчетом ориентировочных капиталовложений в них – в таблице 7.3.

**Таблица 7.3 - Характеристика участков тепловых сетей, реконструкция которых требуется для повышения надежности системы теплоснабжения, и капиталовложения в них**

Инвестиционные проекты (наименование, описание и ссылка на обоснование)	Протяженность, м	Объем капитальных затрат, тыс. руб.
Замена ветхих тепловых сетей	47500	631619,8
Модернизация тепловой изоляции надземных трубопроводов	1150	8429,2
Перекладка участка водяной тепловой сети от камеры 3.10к13а до 3.10кН	130	4225
Перекладка участка водяной тепловой сети от камеры 3.10к5а до 310к6а	245	7962,5
Реконструкция тепловой сети от котельной по улице Нахимова, 5 до существующих жилых домов	290	4436,7
<b>Всего</b>		<b>65667</b>

#### **ж) реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса**

Данные по ветхим сетям приведены в таблице 7.3.

#### **з) строительство и реконструкция насосных станций**

Строительство насосных станций на рассматриваемую перспективу не требуется.

## ГЛАВА 8 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ

а) расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории города

Перспективные топливные балансы по теплоисточникам г. Смоленска представлены в таблице 8.1.

Для Смоленской ТЭЦ-2 и котельного цеха ТЭЦ-2 основным топливом является природный газ, резервным – мазут.

На новой Западной ТЭЦ основное топливо – природный газ, в качестве аварийного топлива для газотурбинной установки предусматривается дизельное топливо.

На всех остальных котельных основным топливом является природный газ, резервное топливо не предусматривается.

**Таблица 8.1– Перспективные топливные балансы по теплоисточникам г. Смоленска**

Источники	Максимально-часовой расход топлива, т у. т./ч	Вид основного топлива	Годовой расход топлива, тыс. т у.т.	Вид резервного топлива
<b>2019 г.</b>				
ТЭЦ-2	177,9	природный газ	614,3	мазут
Котельный цех ТЭЦ-2	19,65	природный газ	59,25	мазут
Котельные МУП «Смоленсктеплосеть»	11,78	природный газ	37,43	-
Новая Западная ТЭЦ	18,2	природный газ	64,2	аварийное-дизельное
Новые отопительные котельные	0,11	природный газ	0,39	-
<b>Всего на 2019 г.</b>	<b>227,64</b>		<b>775,6</b>	
<b>2024 г.</b>				
ТЭЦ-2	182,4	природный газ	640,8	мазут
Котельный цех ТЭЦ-2	19,34	природный газ	58,24	мазут
Котельные МУП «Смоленсктеплосеть»	11,78	природный газ	37,43	-
Новая Западная ТЭЦ	25,3	природный газ	101,1	аварийное-дизельное
Новые отопительные котельные	2,64	природный газ	8,98	-
<b>Всего на 2024 г.</b>	<b>241,46</b>		<b>846,55</b>	



Источники	Максимально- часовой расход топлива, т у. т./ч	Вид основ- ного топли- ва	Годовой расход топлива, тыс. т у.т.	Вид резервно- го топлива
<b>2029 г.</b>				
ТЭЦ-2	188,9	природный газ	679,7	мазут
Котельный цех ТЭЦ-2	19,31	природный газ	58,15	мазут
Котельные МУП «Смо- ленсктеплосеть»	11,78	природный газ	37,43	-
Новая Западная ТЭЦ	31,3	природный газ	127,22	аварийное- дизельное
Новые отопительные котельные	5,42	природный газ	18,17	-
<b>Всего на 2029 г.</b>	<b>256,71</b>		<b>920,67</b>	

**б) расчеты по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов аварийных видов топлива**

Для источников тепловой энергии в г. Смоленске аварийное топливо не предусматривается.

## ГЛАВА 9 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

В схеме теплоснабжения г. Смоленска преобладают закрытые системы централизованного теплоснабжения, включающие 236 ТП и ЦТП, территориально разделенные на 4 производственные района. Для приготовления горячей воды на ЦТП и ТП используются кожухотрубные секционные подогреватели. В связи с высокой общей жесткостью воды, идущей на приготовление горячей воды, и отсутствием химводоподготовки, срок службы водяных подогревателей со стороны нагреваемой среды значительно ниже нормативного.

В настоящее время уже многие ЦТП оборудованы приборами учета тепла, однако работы по оснащению приборами учета и регулирования тепловой энергии и воды необходимо продолжить с целью обеспечения полного охвата объектов теплоснабжения г. Смоленска данным оборудованием.

Суммарная протяженность сетей теплоснабжения в городе Смоленске составляет 346,2 км в 2-трубном исчислении. Из них по состоянию на 2009 год в замене нуждается 59% тепловых сетей, находящихся в ведении МУП «Смоленсктеплосеть» (205 км). Потери тепловой энергии, связанные с внутренней и внешней коррозией труб, за 2009 год составили 11,5% (228,4 тыс. Гкал). Сложившаяся изношенность сетей обуславливает низкую надежность передачи тепловой энергии и высокие потери.

Тепловые сети являются одним из самых ответственных и технически сложных элементов системы трубопроводов в городском хозяйстве. Высокие температуры и давление определяют повышенные требования к надежности сетей теплоснабжения и безопасности их эксплуатации. Традиционные технологии и материалы, применявшиеся ранее при ремонте тепловых сетей, приводят к необходимости проведения капитального ремонта с полной заменой труб и теплоизоляции через каждые 10 лет, а также требуют постоянного проведения профилактических работ, что связано с огромными затратами денежных средств и времени.

Большие расстояния от источника тепловой энергии (котельных, ТЭЦ) до конечного потребителя в условиях холмистого рельефа являются причиной низких перепадов давления на вводах в ЦТП, следствием чего использование генерирующих мощностей ТЭЦ-2 ограничено (загрузка производственных мощностей ООО «Смоленская ТСК»). Кроме того, причиной недостаточных перепадов давления на концевых участках сети и, соответственно, снижения качества услуг теплоснабжения потребителей является перегруженность магистральных сетей по тепловому и гидравлическим режимам, что не позволяет в полной мере обеспечить поставку тепловой энергии ряду потребителей.

### **а) перспективные показатели надежности, определяемые числом нарушений в подаче тепловой энергии**

В таблице 9.1 приведены данные об аварийности тепловых сетей в 2009-2011 гг.

**Таблица 9.1- Данные об аварийности тепловых сетей в 2009-2011 гг.**

Показатель	2009 г.	2010 г.	2011 г.
Количество отключений системы отопления из-за аварий на сетях, ед.	261	435	344
Количество отключений системы горячего водоснабжения из-за аварий на сетях, ед.	426	596	553

В 2011 году количество аварийных отключений отопления и горячего водоснабжения выросло в среднем на 30 % по отношению к уровню 2009 года.

Основными причинами высокого износа тепловых сетей в г. Смоленске и, соответственно, уровня потерь в сетях являются:

- истечение срока эксплуатации тепловых сетей (более 25 лет);
- низкое качество либо отсутствие тепловой изоляции;
- нарушение технологии при прокладке сетей (некачественное нанесение антикоррозионного покрытия и обработка стыков, отсутствие песчаной подсыпки в траншеях);
- несвоевременное проведение ремонтных работ, связанное с недостатком финансирования.

Предлагаемые Схемой решения по реконструкции тепловых сетей позволяют повысить надежность системы теплоснабжения в г. Смоленске до нормативной величины (таблица 9.2).

**Таблица 9.2 - Решения по повышению надежности тепловых сетей**

Инвестиционные проекты (наименование, описание и ссылка на обоснование)	Протяженность, м	Объем капитальных затрат, тыс. руб.
Замена ветхих тепловых сетей	47500	631619,8
Модернизация тепловой изоляции надземных трубопроводов	1150	8429,2
Перекладка участка водяной тепловой сети от камеры 3.10к13а до 3.10кН	130	4225
Перекладка участка водяной тепловой сети от камеры 3.10к5а до 310к6а	245	7962,5
Реконструкция тепловой сети от котельной по улице Нахимова, 5 до существующих жилых домов	290	4436,7
<b>Всего</b>		<b>65667</b>

Также Схемой предусматриваются следующие решения для повышения надежности, безотказности и живучести системы теплоснабжения г. Смоленска:

- применение наиболее прогрессивных конструкций тепловых сетей – стальных труб в изоляции ППУ, ТГИ, ППМИ и других современных технологий;
- использование передвижных источников теплоты тепловой мощностью не менее 3 МВт;
- при планировании капитальных ремонтов (перекладок) тепловых сетей использовать статистические данные по условиям прокладки, срокам службы трубопроводов;
- увеличение объемов замены трубопроводов до 5 % в год от оставшегося объема нереконструированных трубопроводов.

**б) перспективные показатели, определяемые продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии**

Время восстановления трубопроводов по типам прокладки приведены в таблице 9.3.

**Таблица 9.3 – Время восстановления трубопроводов по типам прокладки**

Диаметр условный, мм	Время восстановления трубопроводов по типам прокладки, ч	
	канальная, бесканальная	надземная
20	10,2	6,1
50	10,5	6,2
65	10,8	6,2
80	11	6,3
100	11,3	6,4
125	11,6	6,5
150	12,1	6,6
200	12,9	6,9
250	13,8	7,2
300	14,7	7,5
350	15,7	7,8
400	16,7	8,1
450	17,7	8,4
500	18,7	8,7
600	20,8	9,4
700	23	10,1
800	25,3	10,8
900	27,6	11,6
1000	30,0	12,3
1200	34,9	13,8
1400	39,9	15,4

Время снижения температуры внутри отапливаемого помещения до минимально допустимой величины (с +18 °С до +12 °С) при полном отключении теплоснабжения для всего диапазона температур за отопительный период приведено в таблице 9.4.

**Таблица 9.4 - Время снижения температуры внутри отапливаемого помещения до минимально допустимой величины (с +18°C до +12°C) при полном отключении теплоснабжения для всего диапазона температур за отопительный период**

Температура наружного воздуха	Время снижения температуры воздуха внутри отапливаемого помещения до +12 °С при полном отключении теплоснабжения, ч
-26..-28	5,9
-22..-25,9	6,5
-18..-21,9	7,3
-12..-17,9	8,9
-8..-11,9	10,5
-4..-7,9	12,7
0..-3,9	16,2
+4..-0,1	22,4
+8..+3,9	36,7

Как видно, при расчетной температуре наружного воздуха период восстановления теплоснабжения не должен превышать 6,5 часов.

**в) перспективные показатели, определяемые приведенным объемом недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии**

Расчет перспективного недоотпуска тепла в г. Смоленске из-за нарушений в подаче тепловой энергии за отопительный период приведен в таблице 9.5.

**Таблица 9.5 - Расчет перспективного недоотпуска тепла в г. Смоленске из-за нарушений в подаче тепловой энергии за отопительный период**

Наименование теплоисточника/ вывода тепломагистрали	Суммарная среднеотопительная нагрузка, Гкал/ч	Продолжительность отопительного периода, ч	Средневзвешенная вероятность отказа тепловой сети	Недоотпуск тепловой энергии, в результате нарушений в подаче тепла, Гкал
ТЭЦ-2	265,8	5016	0,08	103414
Котельный цех ТЭЦ-2	66,4	5016	0,09	31104

**г) перспективные показатели, определяемые средневзвешенной величиной отклонений температуры теплоносителя, соответствующих отклонениям параметров теплоносителя в результате нарушений в подаче тепловой энергии**

Расчет отклонения параметров теплоносителя в результате ограничения тепловой нагрузки выполняется в предположении, что ограничение подачи тепла осуществляется за счет снижения циркуляции теплоносителя в тепловых се-

тах при сохранении температуры прямой сетевой воды на уровне, соответствующем температурному графику.

Время восстановления трубопровода для наиболее трудозатратного трубопровода Ду 800 подземной прокладки составляет 25 ч (см. таблицу 9.2).

Коэффициент лимита тепла для трубопровода Ду 800 составляет 0,73.

Расчет средневзвешенной величины отклонений температуры теплоносителя, соответствующих отклонениям параметров теплоносителя в результате нарушений в подаче тепловой энергии, приведен в таблице 9.6.

**Таблица 9.6 – Расчет средневзвешенной величины отклонений температуры теплоносителя, соответствующих отклонениям параметров теплоносителя**

Время z, ч	Температура внутри помещения через z часов, °С	Температура обратной сетевой воды, $t_{обр}$ , °С
0	18	58,6
1	17.7	58,3
2	17.4	58,0
3	17.1	57,7
4	16.8	57,4
5	16.5	57,1
6	16.2	56,8
7	15.9	56,5
8	15.7	56,3
9	15.4	56,0
10	15.1	55,8
11	14.9	55,5
12	14.7	55,3
13	14.4	55,0
14	14.2	54,8
15	14.0	54,6
16	13.7	54,4
17	13.5	54,1
18	13.3	53,9
19	13.1	53,7
20	12.9	53,5
21	12.7	53,3
22	12.5	53,2
23	12.4	53,0
24	12.2	52,8
25	12.0	52,6
Средневзвешенная величина	<b>14,7</b>	<b>55,3</b>

Таким образом, средневзвешенная величина температуры обратной сетевой воды в результате нарушения подачи тепловой энергии составит 55,3 °С, отклонение от расчетной величины составит 70-55,3=14,7 °С,

## **ГЛАВА 10 ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ**

### **а) оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей**

Предложения по величине необходимых инвестиций в новое строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепла и тепловых сетей приведены в таблице 10.1.

Объемы инвестиций в строительство и реконструкцию источников тепловой энергии и тепловых сетей определены по укрупненным показателям на основании объектов-аналогов и должны быть уточнены на последующих стадиях проектирования.

Стоимость мероприятий определена на основании оценок экспертов, прейскурантов поставщиков оборудования и открытых источников информации с учетом уровня цен на 2013 г. Стоимость мероприятий учитывает проектно-изыскательские работы.

Мероприятия, реализуемые для подключения новых потребителей, разработаны исходя из того, что теплоснабжающая организация обеспечивает требуемую для подключения мощность, и обеспечивают прокладку сетей теплоснабжения до границ участка застройки. От границ участка застройки и непосредственно до объектов строительства прокладку необходимых коммуникаций осуществляет застройщик. Точка подключения находится на границе участка застройки, что отражается в договоре на подключение. Построенные застройщиком сети передаются в муниципальную собственность в установленном порядке по соглашению сторон.

Состав мероприятий на конкретном объекте детализируется после разработки проектной документации (при необходимости после проведения энергетических обследований).

**Таблица 10.1 – Мероприятия по подключению новых потребителей и повышению надежности теплоснабжения**

Инвестиционные проекты (наименование, описание и ссылка на обоснование)	Объем инвестиций, тыс. руб.								
	всего	в том числе по годам							
		2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020-2029 гг.
<b>Повышение эффективности существующих централизованных теплоисточников</b>									
Реконструкция ТЭЦ-2 с ПГУ 130	4 812 750,0		962 550,0	962 550,0	962 550,0	962 550,0	962 550,0		
Реконструкция котельного цеха ТЭЦ-2 с установкой турбины Р-6-2,9	37 900,0	7 580,0	30 320,0						
<b>Итого по реконструкции существующих теплоисточников</b>	<b>4 850 650,0</b>	<b>7 580,0</b>	<b>992 870,0</b>	<b>962 550,0</b>	<b>962 550,0</b>	<b>962 550,0</b>	<b>962 550,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>Повышение эффективности существующих котельных</b>									
Модернизация котельной №25	13 556,1	13 556,1							
Модернизация котельной №30 Детский сад №6	6 640,4	6 640,4							
Модернизация котельной №31 Дом ребенка	10 265,8			10 265,8					
Реконструкция котельной № 13 (Областная больница)	84 217,4	84 217,4							
Реконструкция котельной №36 "Ситники 4" по ул. Лавочкина, 54б	78 655,2	78 655,2							
<b>Всего по повышению эффективности существующих котельных</b>	<b>193 334,9</b>	<b>183 069,1</b>	<b>0,0</b>	<b>10 265,8</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>Строительство новых теплоисточников</b>									
Строительство Западной ТЭЦ установленной тепловой мощностью 175 Гкал/ч, электрической 65 МВт	3 700 000,0		250 000,0	1 000 000,0	1 250 000,0	1 200 000,0			
Строительство новых котельных	211 879,8					4 336,2			207 543,6
<b>Итого по новым теплоисточникам</b>	<b>3 911 879,8</b>	<b>0,0</b>	<b>250 000,0</b>	<b>1 000 000,0</b>	<b>1 250 000,0</b>	<b>1 204 336,2</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>207 543,6</b>
<b>Всего по теплоисточникам</b>	<b>8 955 864,7</b>	<b>190 649,1</b>	<b>1 242 870,0</b>	<b>1 972 815,8</b>	<b>2 212 550,0</b>	<b>2 166 886,2</b>	<b>962 550,0</b>	<b>0,0</b>	<b>207 543,6</b>
<b>Обеспечение надежности теплоснабжения</b>									
Модернизация тепловой изоляции надземных трубопроводов, 1150 п.м	8 429,2					8 429,2			
Перекладка водяной тепловой сети №2 от камеры 3к2 3к1с, 200 п.м	17 460,2	17 460,2							
Перекладка тепловых сетей в зоне действия ЦТП 113, 377 п.м	10 313,6	10 313,6							
Перекладка участка водяной тепловой сети №1 от камеры 3к1 а 3к1с, 200 п.м	13 267,7	13 267,7							
Перекладка участка водяной тепловой сети от камеры 3.10к13адо 3.ЮкН, 130 п.м	11 964,8	11 964,8							
Перекладка участка водяной тепловой сети от камеры 3.10к5а до ЗЛОкба, 245 п.м	21 536,6	21 536,6							
Реконструкция тепловой сети к ЦТП 115 и ЦТП 40 от тепловой камеры 3К 2, 890 п.м	13 423,7	13 423,7							
Реконструкция тепловой сети к ЦТП 44 и ЦТП 45а от тепловой камеры 3.3К 7, 770 п.м	11 579,1	11 579,1							
Реконструкция тепловой сети от 2К 25 до здания областной Администрации в городе Смоленске, 230 п.м	3 415,3	3 415,3							
Реконструкция тепловой сети от котельной по улице Нахимова, 5 до существующих жилых домов, 290 п.м	4 436,7	4 436,7							
Реконструкция тепловой сети от ТК 1 до существующего жилого дома № 23 по улице Автозаводской, 630 п.м	9 534,0	9 534,0							



Инвестиционные проекты (наименование, описание и ссылка на обоснование)	Объем инвестиций, тыс. руб.								
	всего	в том числе по годам							
		2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020-2029 гг.
Реконструкция тепловой сети от ЦТП по улице Багратиона, 9 до существующих жилых домов, 720 п.м	10 878,0	10 878,0							
Реконструкция участка ввода тепловой сети на ЦТП 32 от тепловой камеры ТК 4, 1350 п.м	20 382,8	20 382,8							
Реконструкция участка тепловой сети к ЦТП 10 от тепловой камеры ТК 1, 70 п.м	1 116,4	1 116,4							
Реконструкция участка тепловой сети к ЦТП 233 и ЦТП 205 от надземной теплосети, 760 п.м	11 466,0	11 466,0							
Реконструкция участка тепловой сети от 1к 25 до ЦТП 192 к существующим жилым домам по ул. Кутузова, Губенко, 1 му Мичуринскому пер., 1170 п.м	17 620,6	17 620,6							
Реконструкция участка тепловой сети от тепловой камеры ЗК 14 с применением труб ППУ изоляции и внутриквартальной сети от ЦТП 209, 790 п.м	11 881,8	11 881,8							
Реконструкция участка тепловой сети от ЦТП 37 к существующим жилым домам, 250 п.м	3 792,3	3 792,3							
Реконструкция участка тепловой сети от ЦТП 49 до существующих жилых домов, 170 п.м	2 608,3	2 608,3							
Реконструкция участка тепловой сети от ЦТП 5 до жилых домов № 11а, 15в, 15г по улице Ломоносова, 170 п.м	2 550,3	2 550,3							
<b>Всего по строительству сетей для повышения надежности</b>	<b>207 657,4</b>	<b>199 228,2</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>8 429,2</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>Стоительство тепловых сетей для переключения котельных на ТЭЦ 2</b>									
Строительство участка тепловой сети от тепловой камеры 3.14к1 до котельной №2, 700 п.м	4 187,7			4 187,7					
Строительство участка тепловой сети от тепловой камеры 3.14к2 до котельной №4, 150 п.м	7 777,1			7 777,1					
Строительство участка тепловой сети от тепловой камеры 3.15к3 до котельной №15, 425 п.м	4 187,7			4 187,7					
<b>Строительство тепловых сетей для переключения котельных на ТЭЦ-2, 1275 п.м</b>	<b>16 152,5</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>16 152,5</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>Реконструкция существующих тепловых сетей и строительство новых для подключения новых потребителей</b>									
Перекладка 4 х подземных участков водяной тепловой сети, находящихся в подтопляемых зонах, 2000 п.м	101 360,6				50 680,3	50 680,3			
Перекладка участка водяной тепловой сети от камеры Зк1 с до 3.8к103 с увеличением диаметра с 300 до 400 мм, 500 п.м	6 343,7			6 343,7					
Перекладка участка водяной тепловой сети от камеры Зк 10а до Зк 11 с увеличением диаметра с 700 до 800 мм, 140 п.м	1 937,1			1 937,1					
Перекладка участка водяной тепловой сети от камеры Зк 11 до Зк 13 с увеличением диаметра с 700 до 800 мм, 370 п.м	10 001,3	10 001,3							
Перекладка участка водяной тепловой сети от камеры Зк 13 до Зк 14 с увеличением диаметра с 700 до 800 мм, 250 п.м	8 709,1			8 709,1					
Перекладка участка водяной тепловой сети от камеры Зк 16 до Зк 17 (Ду 700 мм канальной прокладки) по пр. М. Конева в г.Смоленске на ППУ (Ду 800 мм), 179,5 п.м	19 981,1				19 981,1				
Перекладка участка водяной тепловой сети от камеры Зк1с до 3.8к103 с увеличением диаметра с 300 до 400 мм, 500 п.м	22 491,3				22 491,3				

Инвестиционные проекты (наименование, описание и ссылка на обоснование)	Объем инвестиций, тыс. руб.								
	всего	в том числе по годам							
		2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020-2029 гг.
Перекладка участка водяной тепловой сети от камеры Зк 29 до Зк 29а, 179 п.м	26 322,5					26 322,5			
Строительство магистральных сетей теплоснабжения в районе Кловка, 1400 п.м	83 578,6						41 789,3	41 789,3	
Строительство магистральных сетей теплоснабжения от вновь строящейся Западной ТЭЦ в юго западной части города Смоленска до участков нового строительства в районах Рябиновая Поляна, Рябиновая Поляна-2, 7800 п.м	465 652,2	155 217,4	155 217,4	155 217,4					
Строительство магистральных сетей теплоснабжения от вновь строящейся Западной ТЭЦ в юго западной части города Смоленска до участков нового строительства в районах Чернушки-Ясенное, Миловидово-Загорье, 5700 п.м	340 284,3	170 142,2	170 142,1						
Перекладка участка водяной тепловой сети от камеры Зк8 до ЗкЮа (Ду 700 мм канальной прокладки) по ул. 25 Сентября в г.Смоленске на ГШУ (Ду 800 мм), 280 п.м	42 151,8			42 151,8					
<b>Всего по реконструкции существующих тепловых сетей и строительству новых, 19298,5 п.м</b>	<b>1 128 813,6</b>	<b>335 360,9</b>	<b>325 359,5</b>	<b>214 359,1</b>	<b>93 152,7</b>	<b>77 002,8</b>	<b>41 789,3</b>	<b>41 789,3</b>	<b>0,0</b>
<b>Всего по тепловым сетям</b>	<b>1 352 623,5</b>	<b>534 589,1</b>	<b>325 359,5</b>	<b>230 511,6</b>	<b>93 152,7</b>	<b>85 432,0</b>	<b>41 789,3</b>	<b>41 789,3</b>	<b>0,0</b>
<b>Итого</b>	<b>10 308 488,2</b>	<b>725 238,2</b>	<b>1 568 229,5</b>	<b>2 203 327,4</b>	<b>2 305 702,7</b>	<b>2 252 318,2</b>	<b>1 004 339,3</b>	<b>41 789,3</b>	<b>207 543,6</b>

## **б) предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности**

Финансовые потребности для реализации мероприятий по развитию системы теплоснабжения города Смоленска рассчитаны на основании смет, оценок экспертов, прейскурантов поставщиков оборудования и открытых источников информации с учетом уровня цен на 2013 г. Стоимость мероприятий учитывает проектно-изыскательские работы.

Реализация разработанных мероприятий направлена как на повышение качества и надежности теплоснабжения потребителей, так и на снижение расходов на тепловую энергию, что позволяет говорить о снижении эксплуатационных затрат за счет экономии топлива, энергии, трудовых ресурсов.

Средства, полученные организациями коммунального комплекса в результате применения платы за подключение, имеют целевой характер и направляются на финансирование инвестиционных программ в части проведения работ по модернизации и новому строительству коммунальной инфраструктуры г. Смоленска, связанному с подключением объектов капитального строительства, или на возврат ранее привлеченных средств, направленных на указанные мероприятия.

Реализация инвестиционных программ может осуществляться с применением различных механизмов финансирования мероприятий:

- для мероприятий со сроком окупаемости, не превышающим срок действия Программы – финансирование таких мероприятий должно компенсироваться за счет экономии, полученной в результате реализации мероприятия. При этом расходы, которые снижаются от реализации мероприятия, при установлении тарифов с учетом инвестиционных составляющих (надбавок к тарифам) учитываются в размере, характерном до момента реализации мероприятия;

- для мероприятий со сроком окупаемости, превышающим срок реализации Программы – финансирование таких мероприятий осуществляется посредством включения необходимых расходов в финансовые потребности на реализацию инвестиционной программы;

- при неравномерном распределении финансовых потребностей на реализацию инвестиционных проектов в течение периода действия инвестиционной программы, с динамикой изменения более 20 % от средней доли расходов, приходящихся на один год – финансирование мероприятий может осуществляться с привлечением бюджетных средств в части оплаты отдельных инвестиционных проектов, реализуемых в период с большими финансовыми потребностями, или в части оплаты процентов по привлеченным кредитам в целях сглаживания инвестиционных потребностей;

- для мероприятий по подключению новых потребителей к системам коммунальной инфраструктуры – финансирование таких мероприятий осуществляется за счет тарифа (платы) за подключение (технологическое присоединение), вносимой застройщиками до начала проведения мероприятий по подключению.

Бюджетное финансирование мероприятий инвестиционных программ обеспечивается за счет средств бюджета города Смоленска, Смоленской области и Российской Федерации. Бюджетное финансирование обеспечивается участием в реализации мероприятий соответствующих областных и федеральных программ.

### **в) расчеты эффективности инвестиций**

В данном разделе приведены результаты выполненной оценки эффективности использования инвестиционных ресурсов на реализацию схемы теплоснабжения г. Смоленска.

Так как строительство новой Западной ТЭЦ и пяти отопительных котельных требуется однозначно ввиду их удаленности от зоны централизованного теплоснабжения, эти теплоисточники исключены из расчета.

Расчет эффективности инвестиций осуществляется в зоне централизованного теплоснабжения, сложившейся на базе ТЭЦ-2 и ее котельного цеха с суммарной тепловой нагрузкой в 2029 году 802,4 Гкал/ч.

Оценка эффективности схемы теплоснабжения рассматривается с учетом действующих на территории РФ нормативно-правовых актов и методических рекомендаций<sup>1,2</sup>. В соответствии с методическими положениями по проведению обоснования эффективности реализации инвестиционных проектов основным критерием для принятия решения о финансировании является получение прибыли инвестора.

Для оценки эффективности использования инвестиционных ресурсов, в соответствии с вышеупомянутыми рекомендациями, рассчитываются показатели функционирования рассматриваемого объекта без существенной реконструкции (без проекта, в данном случае без реконструкции ТЭЦ-2 и ее котельного цеха) и с ее учетом (вариант по проекту). Эффективность определяется по изменению показателей. По базовому варианту (без проекта) предусматриваются работы, обеспечивающие нормальную, безаварийную работу системы теплоснабжения города. В данном случае по базовому варианту предусматривается установка одного водогрейного котла КВГМ-100 на ТЭЦ-2 для прохождения аварийного режима при ее перспективных тепловых нагрузках с капиталовложениями в размере 594 млн.руб.

Поскольку инвестиции представляют собой долгосрочное вложение финансовых ресурсов с целью создания и получения прибыли в будущем, для оценки инвестиций необходимо все требуемые вложения и отдачу по проектам оценить с учетом временной ценности денег. Т.е. с учетом того обстоятельства, что сумма денег, находящаяся в распоряжении в настоящее время, обладает большей ценностью, чем такая же сумма в будущем. Поэтому при оценке эф-

---

<sup>1</sup>Постановление Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 года №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»

<sup>2</sup>«Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», Утв. приказом ОАО «РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008 г. №155

эффективности вариантов целесообразно использовать концепцию дисконтирования потока реальных денег.

Критериями эффективности вариантов являются минимум приведенных затрат<sup>3</sup> и максимум чистого дисконтированного дохода от реализации продукции.

**Приведенные затраты** отражают экономическую эффективность вариантов теплоснабжения потребителей и служат для выбора оптимального направления развития энергетических систем. Для расчета приведенных затрат предлагается использовать следующую формулу:

$$Z_{T,i} = \left( \sum_{t=1}^T (K_{t,i} + I_{t,i}) \times (1 + p_t)^{-t} \right),$$

где  $Z_{T,i}$  - приведенные затраты на производство продукции за расчетный период по варианту  $i$ ;

$T$  – длительность расчетного периода (лет);

$K_{t,i}$  - капиталовложения по варианту  $i$  в год  $t$ ;

$I_{t,i}$  - суммарные годовые издержки на производство продукции (руб./год) по варианту  $i$  в год  $t$ ;

$p_t$  - ставка дисконтирования.

Данный критерий служит для определения оптимального с экономической точки зрения направления развития энергосистем, однако не позволяет оценить возможность их практической реализации в реальных условиях. С целью оценки возможности практической реализации используются критерии, основанные на сравнении расходной и доходной части проектов, которые в настоящее время рекомендованы для применения действующими нормативными документами.

Основными показателями эффективности использования инвестиционных ресурсов являются: чистый дисконтированный доход (**NPV**), внутренняя норма рентабельности (**IRR**) и срок окупаемости проекта. Критериями принятия решения являются:

- **NPV** > 0;

- **IRR** > ставки дисконтирования;

- **Дисконтированный срок окупаемости** < срока службы основного оборудования.

При сравнении вариантов - максимум NPV и IRR, минимум дисконтированного срока окупаемости.

**Чистый дисконтированный доход (NPV)** характеризует интегральный эффект от реализации проекта и определяется как величина, полученная дисконтированием разницы между всеми годовыми оттоками и притоками реальных денег, накапливаемых в течение горизонта расчета проекта:

---

<sup>3</sup>«Expansion Planning for Electrical Generating Systems. A Guidebook», IAEA, 1984

$$NPV = \left( \sum_{t=1}^T \frac{B_{t,i} - C_{t,i}}{(1+p)^t} \right) + \frac{L_T}{(1+p)^T},$$

где  $B_{t,i}$  и  $C_{t,i}$  - суммарные доход и затраты по варианту  $i$  в год  $t$ ;

$p$  - ставка дисконтирования;

$L_T$  – ликвидационная стоимость на конец расчетного периода;

$T$  – длительность расчетного периода.

**Внутренняя норма рентабельности (IRR)** - это ставка дисконтирования, при которой дисконтированная стоимость притоков реальных денег равна дисконтированной стоимости оттоков. Другими словами, это ставка дисконтирования, при которой  $NPV=0$ , т.е. норма прибыли на располагаемые инвестиционные ресурсы. Расчетная формула имеет вид - найти  $p$  такое, чтобы

$$\left( \sum_{t=1}^T \frac{B_{t,i} - C_{t,i}}{(1+p)^t} \right) + \frac{L_T}{(1+p)^T} = 0$$

Внутренняя норма рентабельности является удельной характеристикой эффективности вложения средств в конкретный проект.

Срок окупаемости служит для определения степени рисков реализации проекта и ликвидности инвестиций. Различают **простой срок окупаемости и дисконтированный. Простой срок окупаемости проекта** - это период времени, по окончании которого чистый объем поступлений (доходов) перекрывает объем инвестиций (расходов) в проект, и соответствует периоду, при котором накопительное значение чистого потока наличности изменяется с отрицательного на положительное. Расчет **дисконтированного срока окупаемости** проекта осуществляется по накопительному дисконтированному чистому потоку наличности. Дисконтированный срок окупаемости в отличие от простого учитывает стоимость капитала и показывает реальный период окупаемости.

Расчеты выполнены по состоянию на 01.01.2013 г. в текущих ценах (т.е. с учетом инфляции) в соответствии с действующим на территории РФ на указанную дату налоговым и хозяйственным законодательством. Кроме того, выполнены расчеты в прогнозных (дефлированных) ценах, сравнение результатов дало почти полное совпадение показателей эффективности использования инвестиционных ресурсов. Следует отметить, что использование расчетных цен делает расчеты более информативными и их легче анализировать.

Годовые индексы роста потребительских цен и цепной индекс роста к ценам 2011 года приведены на рисунке 10.1.

Задача определения показателей экономической и финансово-экономической эффективности реализации проекта решалась в динамической постановке с учетом прогнозируемого роста стоимости топлива и, соответст-

венно, тепла и электроэнергии<sup>4</sup>. Прогнозы роста стоимости топлива и электроэнергии приведены на рисунках 10.2-10.5.

Сценарные условия развития электроэнергетики Российской Федерации на период до 2030 года (далее – Сценарные условия) разработаны ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике» по поручению Минэнерго России. Целевые ориентиры и приоритеты развития электроэнергетики, представленные в Сценарных условиях, соответствуют базовому варианту Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики на период до 2030 года. Сценарные условия предназначены для формирования энергетическими компаниями уточненных предложений по развитию энергетических объектов в период до 2020 года с оценкой перспективы до 2030 года на основе единого для всех энергокомпаний сценария развития электроэнергетики, в том числе, для оценки эффективности инвестпроектов.

При проведении расчетов по оценке вариантов развития системы теплоснабжения г. Смоленска использовалась ставка дисконтирования на уровне 11% в год. Данная ставка использовалась при разработке упомянутых сценарных условий.

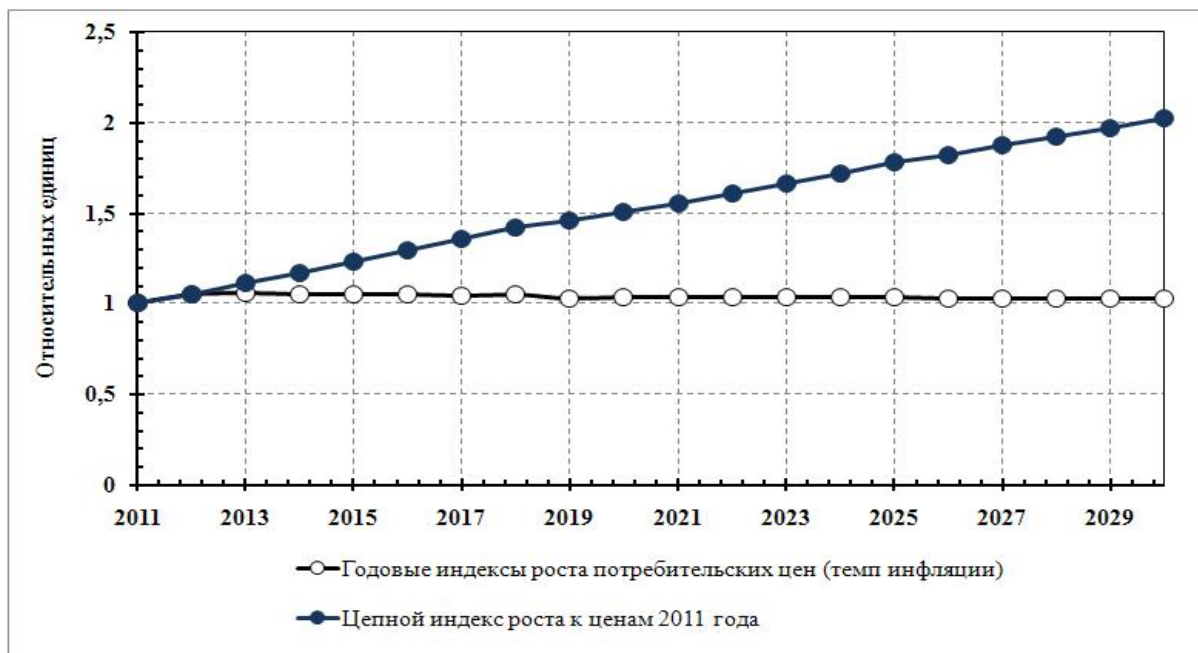
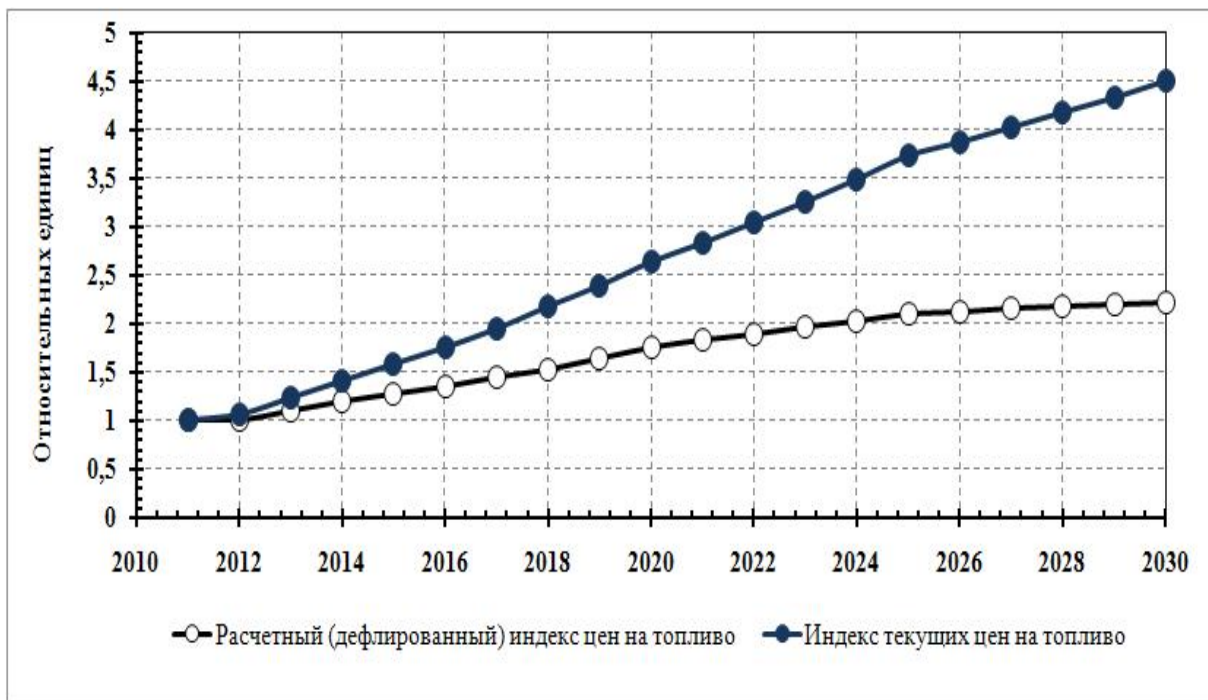
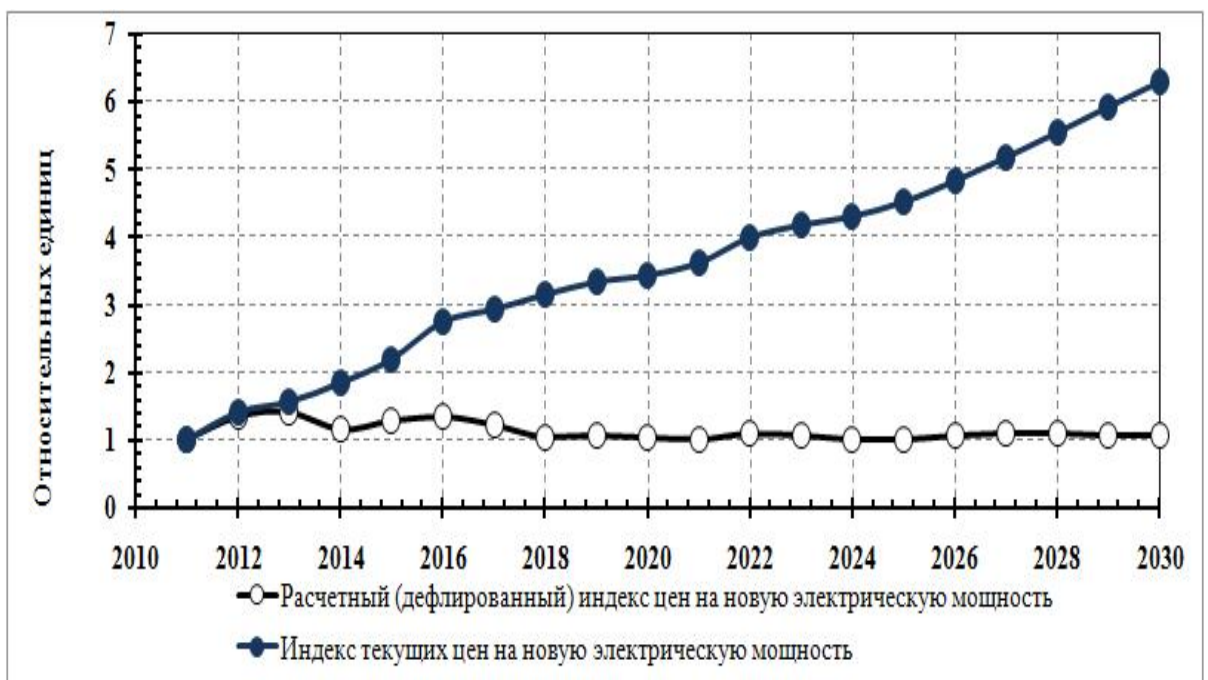


Рисунок 10.1- Годовые индексы роста потребительских цен

<sup>4</sup>«Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030г» Министерство энергетики РФ, Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике, Москва, 2011

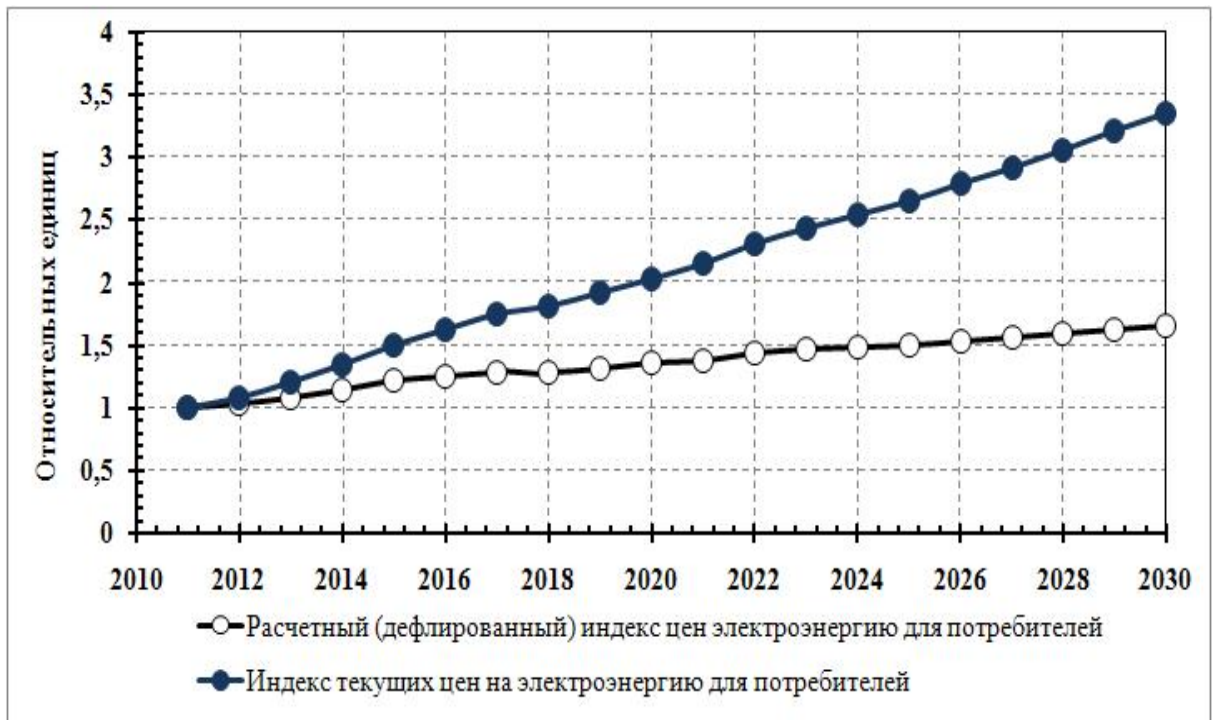


**Рисунок 10.2 - Индекс текущих цен на природный газ**

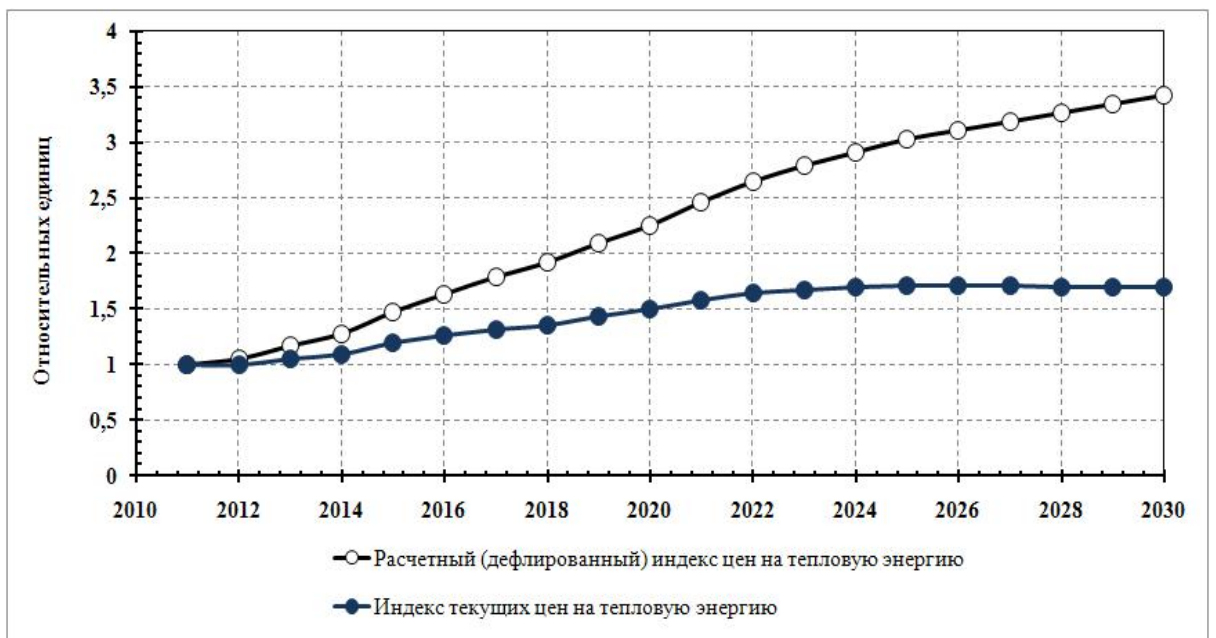


**Рисунок 10.3- Индекс текущих цен на новую электрическую мощность**





**Рисунок 10.4 - Индекс текущих цен на электроэнергию для потребителей**



**Рисунок 10.5 - Индекс текущих цен на тепловую энергию**

Расчет себестоимости продукции, отпускаемой от энергоисточников, выполнен с использованием действующих нормативных и методических материа-

лов<sup>5,6,7</sup>. В составе затрат на производство и реализацию продукции (услуг), включаемых в себестоимость, учитываются:

- материальные затраты (затраты на топливо, покупка электроэнергии и тепла, смазочные материалы и др. расходы);
- затраты на оплату труда;
- отчисления на социальные нужды;
- амортизация основных производственных фондов;
- прочие расходы (в том числе затраты на ремонты и обслуживание<sup>8</sup>, налоги<sup>9</sup> и др.)

Затраты на амортизацию принимались на основе<sup>10,11</sup> по группам вводимых основных производственных фондов.

Исходные данные получены из других разделов рассматриваемой работы и приведены в таблице 10.2.

**Таблица 10.2– Исходные данные**

Показатель	Размерность	Вариант без проекта	Вариант с проектом
Годовой отпуск тепла (с учетом тепловых потерь)	тыс. Гкал	2592,3	2592,3
Годовая выработка электроэнергии	млн. кВт·ч	1190,73	1905,18
Годовой расход электроэнергии на собственные нужды	млн. кВт·ч	0,00	132,35
Годовой отпуск электроэнергии	млн. кВт·ч	1072,03	1772,83
Годовой расход условного топлива	тыс. т у.т.	636,30	737,84
Капиталовложения	млн. руб.	594,0	4850,7
Средняя заработная плата (по состоянию на 1.01.2013)	руб./чел.мес.	44 256	
Цена природного газа (по состоянию на 1.01.2013)	руб./т у.т.	1 873	

<sup>5</sup> Методика расчета проектной себестоимости электрической и тепловой энергии на вновь строящихся, расширяемых и реконструируемых тепловых электростанциях, Москва, ГПИО, Энергопроект

<sup>6</sup> Состав себестоимости для целей налогообложения определяется в соответствии с главой 25 второй части налогового кодекса Российской Федерации

<sup>7</sup> «Методические указания по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке» Утв. Приказом ФСТ РФ от 6 августа 2004 года №20-э/2

<sup>8</sup> Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств электростанций РАО «ЕЭС России» СО 34.20.611-2003

<sup>9</sup> В соответствии с действующим законодательством

<sup>10</sup> «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы», утв. Постановлением Правительства РФ от 1.01.2002 №1с последующими изменениями

<sup>11</sup> Налоговый кодекс РФ, кл.2

Показатель	Размерность	Вариант без проекта	Вариант с проектом
Цена мазута (по состоянию на 01.01.13г.)	руб./ т у.т.	288	
Тариф на электроэнергию (по состоянию на 1.01.2013)	руб./ т у.т.	0,61	
Тариф на теплоэнергию (по состоянию на 1.01.2013)	тыс.руб./ т у.т.	1,88	
Коэффициент дисконтирования	отн. ед.	0,11	
Налоговое окружение	По состоянию на 01.01.13г.		

Оценка эффективности использования инвестиционных ресурсов на реализацию рассматриваемых вариантов решалась в два этапа. **На первом этапе определяется целесообразность вариантов теплоснабжения с экономической точки зрения.** Критерием принятия решения служит минимум затрат на производство электроэнергии и тепла. Данный критерий ранее был основным при оптимизации структуры энергосистем, в том числе и систем теплоснабжения, но в настоящее время имеет широкое применение различные его модификации. Использование данного критерия дает достаточно обоснованную информацию для выбора наиболее экономичного варианта, но не учитывает влияние субъективных факторов, влияющих на реализуемость вариантов.

Для сравнения вариантов необходимо выровнять их по полезному отпуску продукции. Варианты выровнены по полезному отпуску тепловой энергии, но значительно различаются по отпуску электрической энергии. В условиях рассматриваемого региона, выравнивание целесообразно проводить за счет дополнительной загрузки существующих и вводимых установок, что потребует дополнительного сжигания топлива. В качестве замещающей ГРЭС рассматривалась электростанция с удельным расходом топлива на отпуск электроэнергии 325,0 г у. т./кВт·ч. Результаты расчета приведенных затрат по рассматриваемым вариантам приведены в таблице 10.3.

**Таблица 10.3 – Расчет приведенных затрат**

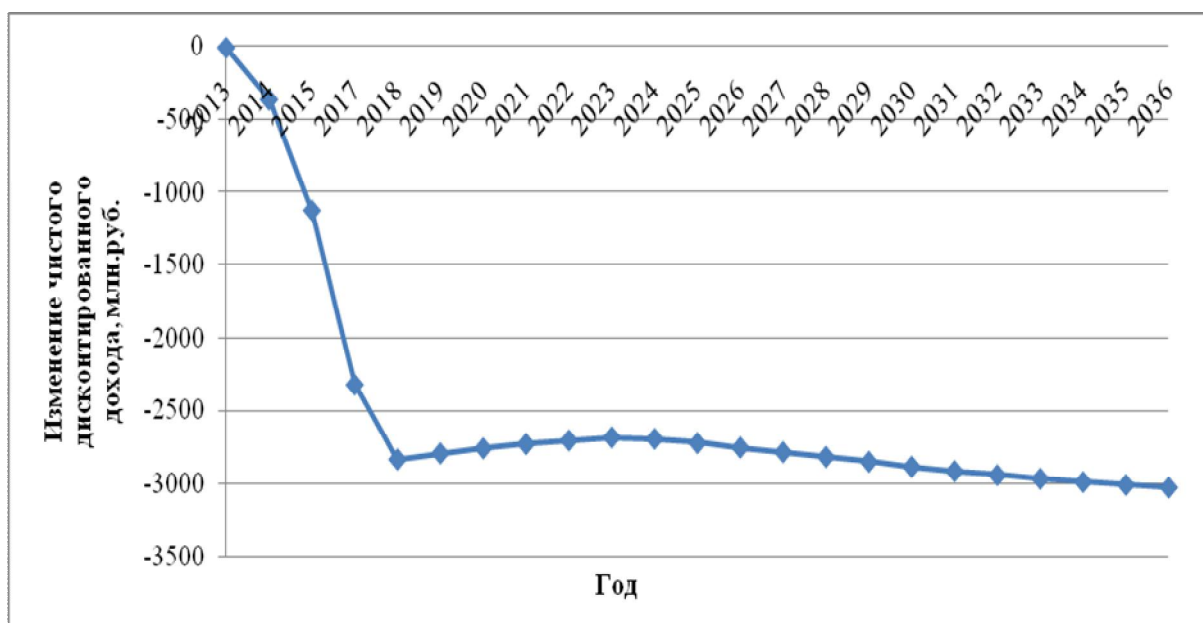
Показатели	Размерность	Вариант без проекта	Вариант с проектом
Годовой отпуск тепла, всего	тыс. Гкал	2592,3	
в т.ч. по рассматриваемому проекту		2 592,3	2592,3
по замещающей КЭС		0,0	0,0
Годовой отпуск электроэнергии всего,	млн. кВт ч	1 772,8	
в т.ч. по рассматриваемому проекту		1 072,0	1 772,8
по замещающей КЭС		700,8	0,0
Годовой расход топлива всего,	тыс. т у.т.	835,0	737,8
в т.ч. по рассматриваемому проекту		636,3	737,8
по замещающей КЭС		198,7	0,0
Капиталовложения всего,	млн. руб	721,4	4850,7
в т.ч. по рассматриваемому проекту		594,0	4850,7
по замещающей КЭС		127,4	0,0
Приведенные затраты	млн. руб	32 433,10	34 029,55

Результаты расчета приведенных затрат (таблица 10.3) показали, что наиболее эффективным направлением развития системы теплоснабжения города является реализация **варианта без проекта**, приведенные затраты по которому минимальны.

**На втором этапе** проводился анализ реализуемости проекта с учетом влияния внешней среды, инструментом которого является **финансово-экономический анализ**.

Для оценки эффективности использования инвестиционных ресурсов, в соответствии с вышеупомянутыми рекомендациями, вариант с проектом сравнивается с вариантом без проекта. Эффективность определяется по изменению показателей. В работе принято, что объем реализации тепловой энергии по всем рассматриваемым вариантам остается одинаковым.

Результаты расчета показателей финансовой эффективности рассматриваемых вариантов приведены в таблице 10.4 и на рисунке 10.6.



**Рисунок 10.6-** Изменение чистого дисконтированного дохода по варианту с установкой ПГУ на ТЭЦ-2 (вариант с проектом) против варианта работы ТЭЦ-2 с существующим составом оборудования (вариант без проекта)

**Таблица 10.4 – Технико-экономические показатели**

Показатель	Размерность	вариант без проекта	вариант с проектом
Годовой расход условного топлива	тыс. т у.т.	636,3	737,8
Годовой отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал	2 592,3	2 592,3
	млн.руб.	5 455,2	5 455,2
Годовая выработка электроэнергии	млн. кВт·ч	1 190,7	1 905,2
Годовой отпуск электроэнергии	млн. кВт·ч	1 072,0	1 772,8
	млн.руб.	163,1	493,3
Суммарная годовая выручка	млн.руб.	5 618,3	5 948,5

Показатель	Размерность	вариант без проекта	вариант с проектом
Капиталовложения	млн. руб.	594,0	4 850,7
	млн.евро	0,1	1,2
Себестоимость электроэнергии	руб./кВт·ч	1,35	1,25
<i>в т.ч.топливная составляющая</i>	<i>руб./кВт·ч</i>	1,29	1,17
Себестоимость теплоэнергии	руб./Гкал	1 232,3	1 261,8
<i>в т.ч.топливная составляющая</i>	<i>руб/Гкал</i>	1 174,3	1 178,8
Годовые затраты на отпуск продукции	млн. руб	4 644,7	5 493,4
Годовая балансовая прибыль	млн. руб	973,6	455,1
Годовая чистая прибыль	млн. руб	767,0	345,0
<b>Показатель эффективности проекта</b>			
Дополнительный чистый дисконтированный доход по состоянию на 2029 г.	млн.руб.	9 043,3	5 893,7

Выводы: Результаты расчетов показали, что при запланированном в Схеме уровне тепловых нагрузок на 2029 год установка дополнительной электрогенерирующей мощности на ТЭЦ-2 нецелесообразна ни с точки зрения минимизации приведенных затрат, ни с точки зрения получения дополнительной прибыли инвестором.

Замена Т-100 на ПГУ при запланированном уровне нагрузок может быть обоснована требованиями надежности и для обновления основных фондов ТЭЦ-2, которые уже выработали свой ресурс.

**г) расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения**

Основная доля инвестиционных проектов по развитию системы теплоснабжения направлена на присоединение новых потребителей. Финансирование данных проектов осуществляется за счет платы за подключение.

Прогнозирование изменения тарифа на тепловую энергию в г. Смоленске с учетом результатов и расходов на реализацию мероприятий, рекомендованных Схемой, представлены в таблице 10.3

В целях сопоставимости расчетных значений тарифов на весь период прогнозирования 2013-2029 гг. при определении необходимой валовой выручки учитывались цены 2013 г.

**Таблица 10.5 - Прогнозирование изменения тарифа на тепловую энергию в г. Смоленске с учетом результатов и расходов на реализацию мероприятий, рекомендованных Схемой**

	Наименование	Тариф до реализации Схемы	Тариф после реализации Схемы
1	Покупка тепловой энергии, Гкал	1 644 616	2 055 216
1.1	Выработка тепловой энергии, Гкал	417 120	519 213
2	Поступление в сеть ЭСО, Гкал	408 190	508 097
3	Нормативные потери, Гкал	233 715	208 214
4	Полезный отпуск, Гкал	1 819 091	2 355 100
5	Топливо, руб.	238 112 982	383 727 258
6	Вода на технол.цели, руб.	5 052 533	8 142 331
7	Электроэнергия, руб.	105 103 304	169 347 692
8	ФОТ основных рабочих, руб.	148 486 078	148 486 078
9	Страховые взносы, руб.	50 782 239	50 782 239
10	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования, руб.	134 582 279	190 622 079
	в том числе:		
	амортизация, руб.	27 999 941	84 039 741
	ремонтный фонд, руб.	93 724 617	93 724 617
	др. расходы на содер.оборуд., руб.	12 857 721	12 857 721
11	Оплата ОАО "Облгаз" за обслуживание, руб.	1 702 286	1 702 286
12	Цеховые расходы, руб.	174 979 530	174 979 530
	в том числе:		
	ФОТ цехового персонала, руб.	96 542 880	96 542 880
	численность, чел.	472	472
	сред.зар.плата в месяц, руб.	17 045	17 045
	Страховые взносы, руб.	33 017 665	33 017 665
	Прочие, руб.	27 653 768	27 653 768
13	Общехозяйственные расходы, руб.	86 000 210	86 000 210
	в том числе:		
	ФОТ общехоз. пер. персонала, руб.	33 204 780	33 204 780
	численность, чел.	133	133
	сред.зар.плата в месяц, руб.	20 805	20 805
	Страховые взносы, руб.	11 356 035	11 356 035

	Наименование	Тариф до реализации Схемы	Тариф после реализации Схемы
	Прочие, руб.	21 371 685	21 371 685
	Расходы на страхование, руб.	415 124	415 124
	Налог на имущество, руб.	10 921 209	10 921 209
14	Платежи за ПДВ, руб.	63 237	101 909
15	Налог на землю, руб.	1 696 480	1 696 480
16	Оплата первых двух дней по листу нетрудоспособности, руб.	777 772	777 772
17	Проценты за пользование кредитом, руб.	32 869 116	32 869 116
18	Недополученный по независящим причинам доход (банкроты), руб.	0	0
19	Прочие расходы, руб.	0	0
20	Итого производственные расходы, руб.	980 208 047	1 249 234 981
21	Прибыль, руб.	18 794 858	35 536 250
22	Рентабельность, %	1,9%	2,8%
23	Стоимость покупки тепловой энергии, руб	1 511 262 239	1 888 569 048
24	Необходимая валовая выручка, руб.	2 510 265 144	3 173 340 278
25	Тариф на тепловую энергию, руб/Гкал (без НДС)	1 379,96	1 347,43
	Инвестиционная составляющая (руб./Гкал) - всего,	-	23,04
	в том числе амортизация основных средств, руб./Гкал	-	18,73
	Тариф на тепловую энергию с учетом инвестиционной составляющей, руб/Гкал (без НДС)	1 379,96	1 351,74

Таким образом, к концу 2029 г. прогнозируется снижение тарифа на тепловую энергию для теплоснабжающей организации. Снижение тарифа обусловлено получаемыми эффектами в виде снижения расходов на тепловую и электрическую энергию.

## **ГЛАВА 11 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ**

В соответствии со статьей 2 п. 28 Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении»:

«Единая теплоснабжающая организация в системе теплоснабжения (далее – единая теплоснабжающая организация) – теплоснабжающая организация, которая определяется в схеме теплоснабжения федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или органом местного самоуправления на основании критериев и в порядке, которые установлены правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации»

Порядок определения единой теплоснабжающей организации:

- статус единой теплоснабжающей организации присваивается органом местного самоуправления или федеральным органом исполнительной власти при утверждении схемы теплоснабжения поселения, городского округа, а в случае смены единой теплоснабжающей организации – при актуализации схемы теплоснабжения;

- в проекте схемы теплоснабжения должны быть определены границы зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций). Границы зоны деятельности единой теплоснабжающей организации определяются границами системы теплоснабжения, в отношении которой присваивается соответствующий статус.

Критерии определения единой теплоснабжающей организации:

1) владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей установленной тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;

2) размер собственного капитала;

3) способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Способность обеспечить надежность теплоснабжения определяется наличием у организации технической возможности и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими режимами, что обосновывается в схеме теплоснабжения.

В системе теплоснабжения г. Смоленска установлены две зоны действия теплоснабжающих организаций, которые в настоящее время обслуживаются следующими теплоснабжающими организациями:

1) ОАО «Квадра»;

2) МУП «Смоленсктеплосеть»



Установленная тепловая мощность теплоисточников, а также емкость тепловых сетей в зонах действия теплоснабжающих организаций приведена в таблице 11.1.

**Таблица 11.1- Установленная тепловая мощность теплоисточников, а также емкость тепловых сетей в зонах действия теплоснабжающих организаций**

Теплоснабжающая организация	Количество теплоисточников	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Емкость тепловых сетей, м <sup>3</sup>
Филиал ОАО «Квадра» - «Западная генерация»	2	965,3	35568
МУП «Смоленсктеплосеть»	63	331,8	6713 Данные по котельным не предоставлены

В настоящее время филиал ОАО «Квадра» - «Западная генерация» осуществляет подачу тепловой энергии от Смоленской ТЭЦ-2 и котельного цеха Смоленской ТЭЦ-2 в зону теплоснабжения, которая составляет более 90 % всей системы теплоснабжения города Смоленска. Транспорт тепловой энергии от вышеуказанных источников тепла осуществляется по технологически связанным магистральным тепловым сетям филиала ОАО «Квадра»-«Западная генерация» (переданы в аренду ООО «Смоленская ТСК» - 100 % ДЗО ОАО «Квадра») и далее по квартальным тепловым сетям МУП «Смоленсктеплосеть» до конечных потребителей.

МУП «Смоленсктеплосеть» осуществляет подачу тепловой энергии от 63-х котельных, находящихся в его хозяйственном ведении, и 12-ти котельных, находящихся в собственности различных юридических лиц, в зоны теплоснабжения, которые суммарно составляют менее 10 % всей системы теплоснабжения города Смоленска. Транспорт тепловой энергии от вышеуказанных источников тепла осуществляется по квартальным тепловым сетям МУП «Смоленсктеплосеть» до конечных потребителей.

В соответствии с первым критерием выбора единой теплоснабжающей организации, так как в ведении филиала ОАО «Квадра»-«Западная генерация» находятся наиболее крупные теплоисточники города и тепловые сети, филиал ОАО «Квадра»-«Западная генерация» должен быть определен единой теплоснабжающей организацией в г. Смоленске.

После внесения проекта схемы теплоснабжения на рассмотрение, теплоснабжающие и/или теплосетевые организации должны обратиться с заявкой на признание в качестве ЕТО в одной или нескольких из определенных зон деятельности.

Решение об установлении организации в качестве ЕТО в той или иной зоне деятельности в соответствии с ч. 6 ст. 6 Федерального закона № 190 «О теплоснабжении» принимает орган местного самоуправления городского округа.

Определение статуса ЕТО для проектируемых зон действия планируемых к строительству источников тепловой энергии, должно быть выполнено в ходе актуализации схемы теплоснабжения, после определения источников инвестиций.

Единая теплоснабжающая организация обязана:

- заключать и надлежаще исполнять договоры теплоснабжения со всеми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии в своей зоне деятельности;

- осуществлять мониторинг реализации схемы теплоснабжения и подавать в орган, утвердивший схему теплоснабжения, отчеты о реализации, включая предложения по актуализации схемы;

- надлежащим образом исполнять обязательства перед иными теплоснабжающими и теплосетевыми организациями в зоне своей деятельности;

- осуществлять контроль режимов потребления тепловой энергии в зоне своей деятельности.

Границы зоны деятельности ЕТО в соответствии с п.19 Правил организации теплоснабжения могут быть изменены в следующих случаях:

- подключения к системе теплоснабжения новых теплопотребляющих установок, источников тепловой энергии или тепловых сетей, или их отключения от системы теплоснабжения;

- технологического объединения или разделения систем теплоснабжения. Сведения об изменении границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации, а также сведения о присвоении другой организации статуса единой теплоснабжающей организации подлежат внесению в схему теплоснабжения при ее актуализации.

**Приложение А (на листах 235, 236)**  
**Информация об индивидуальных котельных**

**Перечень**  
**котельных МУП «Смоленсктеплосеть»**

№ котельной	Название	Адрес
1	Н. Неман 1	Н. Неман, 6
2	Дорогобужская	А. Петрова, 9
4	А. Петрова	А. Петрова, 4
5	Нахимова 5	Нахимова, 5
6	Краснофлотская 1	2-ой Краснофлотский пер. 38
7	Вяземская	2-ая Вяземская, 5
8	Парковая	Парковая, 20
9	Багратиона 9	Багратиона, 9
10	Баня № 4	2-ой Краснинский пер
11	Роддом	Кирова, 47 на консервации
12	Вишенки	пос. Вишенки
13	Областная больница	Пр. Гагарина, 27
14	Гедеоновка	Пос. Гедеоновка
15	Кловка 1	Кловская, 44
16	Кловка 2	Кловская, 19
18	Гарабурды	Гарабурды, 11
19	Ситники 1	Еременко, 22
20	Ситники 2	Еременко, 38
21	Ситники 3	Еременко, 8
22	Душевые Лавочкина	Лавочкина
23	Лукина СШ-19	Лукина, 1
24	Гастелло СШ-10	Гастелло, 8
25	Баня № 5	3-я Северная
26	1-я горбольница Фрунзе	Фрунзе, 40
27	Санаторно - лесная школа	Красный бор
28	Школа-интернат	Нижняя Дубровенка, 4
29	Школа эстетического воспитания	Красный бор
30	Детсад № 6	Красный бор
31	Дом ребенка	Красный бор
32	ЖБИ	Соболева, 116
33	СШ-18 Гнездово1	Рабочая, 4
34	Краснофлотская 2	2-ой Краснофлотский пер. 26Б

№ котельной	Название	Адрес
35	Лавочкина 39	Лавочкина, 39
36	Ситники 4	Лавочкина, 54Б
37	Торфопредприятие	Торфопредприятие, 44 Кр. Бор
38	Краснофлотская 3	Мало-Краснофлотская, 3
39	Стrogань	Стrogань, 5
40	Миловидово	пос. Миловидово, 24/2
41	Краснофлотская 4	4-ый Краснофлотский пер. 4а
42	Лавочкина 47/1	Лавочкина, 47/1
43	Ракитная	Энергетиков, 1
44	Радищева	Радищева, 14а
45	Николаева 216	Николаева, 21Б
46	АО Гнездово	пос. Гнездово
47	Николаева 27а	Николаева, 27а
50	Смолмебель	Соболева, 113
51	АТП-5	Лавочкина, 55
52	СШ-13	Революционная, 8
53	Н. Неман-2	Н. Неман, 1
54	З. Космодемьянской	З. Космодемьянской, 3
55	Краснинское ш.	Краснинское шоссе, 3
56	Коминтерна	г. Коминтерна
57	Крышная	Пер. Юннатов, 5
58	Пристроенная	Черняховского, 14а
59	Крышная 1, 2 подъезд	Гагарина, 26
60	Крышная 3, 4, 5 подъезд	Гагарина, 26
61	Крышная 6, 7 подъезд	Гагарина, 26
62	Крышная	Гагарина, 74
63	Крышная	Гагарина, 76
64	Пристроенная	Дохтурова, 29
65	Крышная	Николаева, 27в
66	ОАО «Стекло»	Колхозная, 48
67	Нахимова, 18	Нахимова, 18
68	Кловская, 27	Кловская, 27

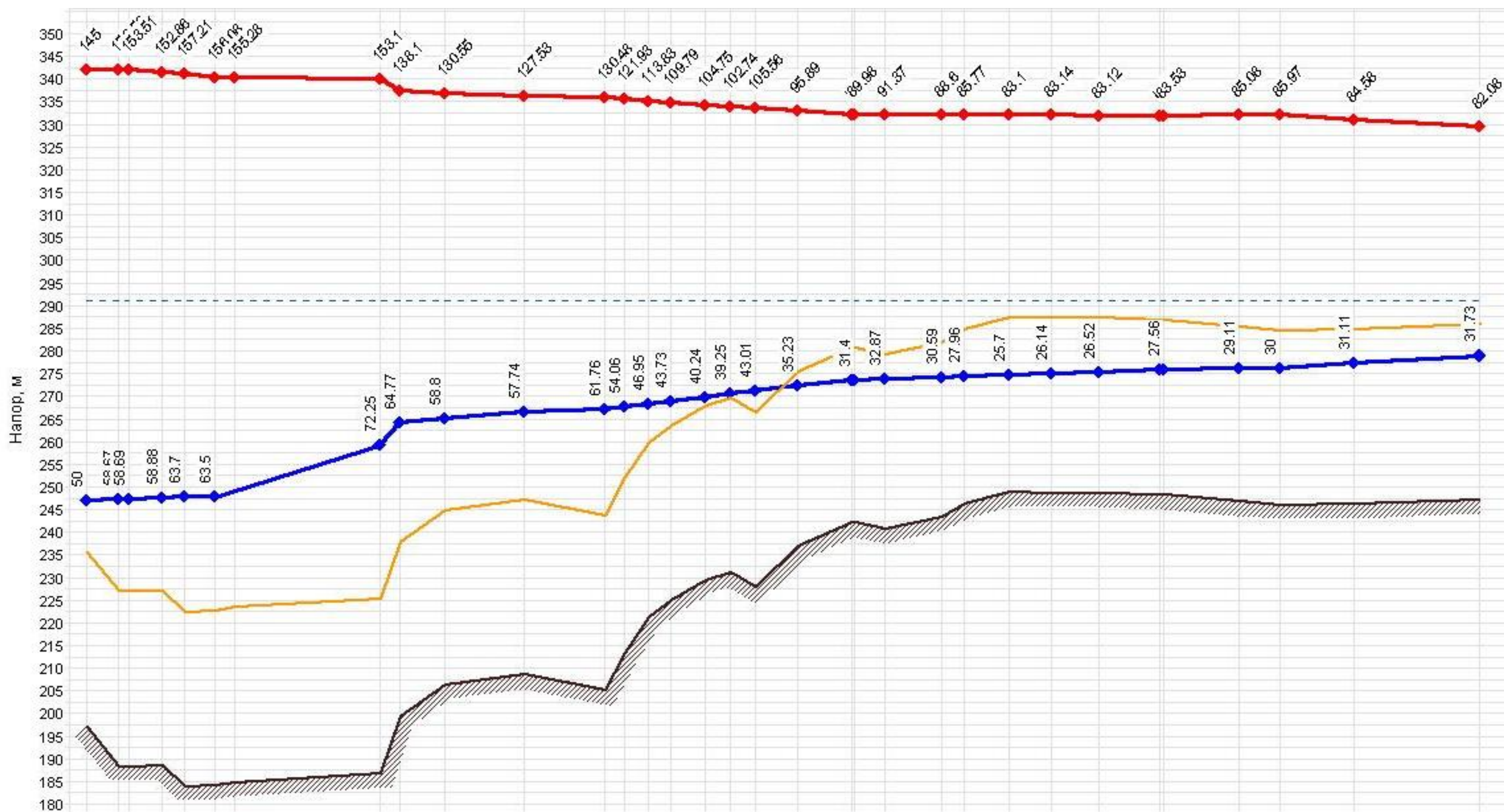
## Приложение Б Схема

**Приложение В (на листах 238 – 252)**

**Гидравлические расчеты и пьезометрические графики тепловых сетей теплоисточников**

**Таблица В.1 – Результаты расчета пути ТЭЦ-2 – ЦТП45**

Наименование узла	Геодезическая высота, м	Полный напор в обратном трубопроводе, м	Располагаемый напор, м	Длина участка, м	Диаметр участка, м	Потери напора в подающем трубопроводе, м	Потери напора в обратном трубопроводе, м	Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	Удельные линейные потери в ПС, мм/м	Удельные линейные потери в ОС, мм/м	Расход в подающем трубопроводе, т/ч	Расход в обратном трубопроводе, т/ч
тэц2	197	247	94,999	25	0,8	0,072	0,074	1,486	-1,511	2,86	2,957	2609,4587	-2653,223
3.но26-01	188,4	247,074	94,853	5	0,8	0,014	0,015	1,486	-1,511	2,858	2,955	2608,5593	-2652,326
3.но26-01	188,4	247,089	94,824	131	0,8	0,45	0,39	1,629	-1,517	3,436	2,98	2860,5848	-2663,663
3.но25-01	188,6	247,479	93,984	75	0,8	0,258	0,224	1,629	-1,517	3,436	2,98	2860,5848	-2663,663
3.но24-01	184	247,703	93,503	93	0,08	0,924	0	0,646	0	9,94	0	10,8338	0
3.1но24	184,2	247,703	92,578	56	0,7	0,053		0,786		0,948	0	1055,2861	
3.1но24а	184,95		0	240,5	0,7	0,228		0,786		0,948	0	1055,2861	
3.1но6	186,9	259,15	80,85	476	0,5	2,646	4,872	1,544	-2,095	5,56	10,235	1055,2861	-1432,648
3.13но11	199,25	264,022	73,331	100	0,5	0,556	1,024	1,544	-2,095	5,56	10,235	1055,2861	-1432,648
3.13но12	206,25	265,045	71,752	124,1	0,5	0,69	1,27	1,544	-2,095	5,56	10,235	1055,2861	-1432,648
3.13но13	208,58	266,316	69,792	67,4	0,5	0,375	0,69	1,544	-2,095	5,56	10,235	1055,2861	-1432,648
3.13но14	205,25	267,006	68,727	54	0,5	0,3	0,553	1,544	-2,095	5,56	10,235	1055,2861	-1432,648
3.13но15	213,5	267,558	67,874	63	0,5	0,35	0,645	1,544	-2,095	5,56	10,235	1055,2861	-1432,648
3.13но16	221,25	268,203	66,879	52	0,5	0,289	0,532	1,544	-2,095	5,56	10,235	1055,2861	-1432,648
3.13но17	225	268,735	66,058	98	0,5	0,545	1,003	1,544	-2,095	5,56	10,235	1055,2861	-1432,648
3.13но18	229,5	269,738	64,51	65	0,5	0,361	0,665	1,544	-2,095	5,56	10,235	1055,2861	-1432,648
3.13но19	231,15	270,404	63,483	59	0,5	0,328	0,604	1,544	-2,095	5,56	10,235	1055,2861	-1432,648
3.13но20	228	271,008	62,551	120	0,5	0,667	1,228	1,543	-2,095	5,558	10,233	1055,1136	-1432,476
3.13но21	237	272,235	60,656	124	0,5	0,689	1,269	1,543	-2,095	5,558	10,233	1055,1136	-1432,476
3.13к1	242,2	273,504	58,698	4,38	0,5	0,017	0,097	0,375	-0,882	0,332	1,819	256,1218	-602,6842
3.18к1	242,2	273,601	58,584	24,9	0,5	0,012	0,068	0,375	-0,882	0,332	1,819	256,1218	-602,6842
3.18к2	240,8	273,67	58,503	166,7	0,5	0,077	0,422	0,374	-0,881	0,331	1,816	255,6355	-602,1979
3.18но3	243,5	274,092	58,004	73,5	0,5	0,03	0,164	0,374	-0,881	0,331	1,816	255,6355	-602,1979
3.18к3	246,3	274,256	57,81	130	0,5	0,062	0,343	0,372	-0,879	0,328	1,81	254,598	-601,1604
3.18но6	248,9	274,599	57,405	130	0,5	0,062	0,343	0,372	-0,879	0,328	1,81	254,598	-601,1604
3.18к4	248,8	274,942	57	128	0,5	0,061	0,339	0,372	-0,879	0,328	1,81	254,598	-601,1604
3.18к5	248,76	275,281	56,6	217,5	0,5	0,095	0,53	0,371	-0,877	0,325	1,803	253,348	-599,9104
3.3к7	248,256	275,811	55,975	2	0,4	0,001	0,001	0,428	0,437	0,571	0,595	186,7421	190,62
3.3к6а	248,256	275,812	55,975	238	0,4	0,152	0,159	0,428	0,437	0,571	0,595	186,7421	190,62
3.3к6	246,86	275,971	55,968	119	0,4	0,094	0,086	0,458	0,406	0,655	0,515	200,0595	177,3026
3.3к5	246,06	276,057	55,976	205	0,25	1,253	1,253	1,046	-1,046	6,112	6,112	177,3026	-177,3026
3.3к5тк1	246,2	277,31	53,47	427	0,2	1,401	1,401	0,664	-0,664	3,281	3,281	71,8112	-71,8112
цтп45	247,3	278,71	50,67										



**Таблица В.2 – Результаты расчета пути ТЭЦ-2 – ЦТП75**

Наименование узла	Геодезическая высота, м	Полный напор в обратном трубопроводе, м	Располагаемый напор, м	Длина участка, м	Диаметр участка, м	Потери напора в подающем трубопроводе, м	Потери напора в обратном трубопроводе, м	Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	Удельные линейные потери в ПС, мм/м	Удельные линейные потери в ОС, мм/м	Расход в подающем трубопроводе, т/ч	Расход в обратном трубопроводе, т/ч
тэц2	197	247	94,999	25	0,8	0,072	0,074	1,486	-1,511	2,86	2,957	2609,4587	-2653,223
3.но26-01	188,4	247,074	94,853	5	0,8	0,014	0,015	1,486	-1,511	2,858	2,955	2608,5593	-2652,326
3.но26-01	188,4	247,089	94,824	5	0,5	0,002	0	0,369	-0,017	0,321	0,001	252,0256	-11,3367
3.но26-02	188,4	247,089	94,826	131	0,8	0,982	1,156	2,409	-2,613	7,499	8,824	4228,5826	-4587,575
3.но25-02	188,6	248,245	92,688	75	0,8	0,562	0,662	2,409	-2,613	7,499	8,824	4228,5826	-4587,575
3.но24-02	184	248,906	91,464	1	0,8	0,005	0,009	1,972	-2,613	5,029	8,824	3461,8133	-4587,575
3.но24-02	184	248,915	91,45	87	0,8	0,214	0,209	1,377	-1,36	2,456	2,397	2417,361	-2388,157
3.но23-02	183,93	249,124	91,028	84,5	0,8	0,207	0,203	1,377	-1,36	2,456	2,397	2417,361	-2388,157
3.но22	185,3	249,326	90,617	89	0,8	0,219	0,213	1,377	-1,36	2,456	2,397	2417,361	-2388,157
3.но21-02	189,12	249,54	90,186	160	0,8	0,393	0,383	1,377	-1,36	2,456	2,397	2417,361	-2388,157
3.но20-02	194	249,923	89,409	160	0,8	0,393	0,383	1,377	-1,36	2,456	2,397	2417,361	-2388,157
3.но19-02	197,3	250,307	88,633	54	0,8	0,133	0,129	1,377	-1,36	2,456	2,397	2417,361	-2388,157
3.но19а-02	200	250,436	88,371	36	0,8	0,088	0,086	1,377	-1,36	2,456	2,397	2417,361	-2388,157
3.но19б-02	200	250,522	88,196	4	0,8	0,01	0,01	1,377	-1,36	2,456	2,397	2417,361	-2388,157
3.но18-02	200,8	250,532	88,177	130	0,8	0,319	0,312	1,377	-1,36	2,456	2,397	2417,361	-2388,157
3.но17-02	214,9	250,843	87,546	35	0,8	0,086	0,084	1,377	-1,36	2,456	2,397	2417,361	-2388,157
3.но17а-02	222	250,927	87,376	40	0,8	0,098	0,096	1,377	-1,36	2,456	2,397	2417,361	-2388,157
3.но16-02	226,6	251,023	87,182	140	0,8	0,344	0,336	1,377	-1,36	2,456	2,397	2417,361	-2388,157
3.но15-02	232,4	251,359	86,503	140	0,8	0,344	0,336	1,377	-1,36	2,456	2,397	2417,361	-2388,157
3.но14-02	233,85	251,694	85,823	102	0,8	0,25	0,244	1,377	-1,36	2,456	2,397	2417,361	-2388,157
3.но13-02	236,3	251,939	85,328	100	0,8	0,246	0,24	1,377	-1,36	2,456	2,397	2417,361	-2388,157
3.но12-02	239,6	252,178	84,843	46	0,8	0,113	0,11	1,377	-1,36	2,456	2,397	2417,361	-2388,157
3.но12а-02	238,5	252,289	84,62	30	0,8	0,074	0,072	1,377	-1,36	2,456	2,397	2417,361	-2388,157
3.но11-02	238,53	252,361	84,474	89	0,8	0,219	0,213	1,377	-1,36	2,456	2,397	2417,361	-2388,157
3.но10-02	240,97	252,574	84,043	100	0,8	0,246	0,24	1,377	-1,36	2,456	2,397	2417,361	-2388,157
3.но9-02	241,3	252,814	83,557	100	0,8	0,246	0,24	1,377	-1,36	2,456	2,397	2417,361	-2388,157
3.но8-02	239,18	253,053	83,072	83,5	0,8	0,203	0,198	1,371	-1,355	2,435	2,376	2407,111	-2377,907
3.но7-02	241,76	253,252	82,67	140	0,8	0,341	0,333	1,371	-1,355	2,435	2,376	2407,111	-2377,907
3.но6-02	247,38	253,584	81,997	90,5	0,8	0,22	0,215	1,371	-1,355	2,435	2,376	2407,111	-2377,907
3.но5-02	251,75	253,799	81,561	51,2	0,8	0,124	0,121	1,366	-1,349	2,417	2,358	2398,0127	-2368,809
3.но5а-02	251,5	253,92	81,317	63,5	0,8	0,153	0,15	1,366	-1,349	2,417	2,358	2398,0127	-2368,809
3.но4-02	251,11	254,07	81,014	130	0,8	0,152	0,222	0,948	-1,147	1,167	1,704	1664,6271	-2012,786
3.но3-02	250,7	254,291	80,64	123,5	0,8	0,142	0,208	0,942	-1,141	1,152	1,687	1654,2396	-2002,398
3.но2-02	248,65	254,5	80,29	126,5	0,8	0,146	0,213	0,942	-1,141	1,152	1,687	1654,2396	-2002,398
3.но1-02	247,58	254,713	79,931	1	0,8	0,001	0,002	0,942	-1,14	1,152	1,686	1653,7396	-2001,898



Наименование узла	Геодезическая высота, м	Полный напор в обратном трубопроводе, м	Располагаемый напор, м	Длина участка, м	Диаметр участка, м	Потери напора в подающем трубопроводе, м	Потери напора в обратном трубопроводе, м	Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	Удельные линейные потери в ПС, мм/м	Удельные линейные потери в ОС, мм/м	Расход в подающем трубопроводе, т/ч	Расход в обратном трубопроводе, т/ч
З.но1-02	247,58	254,715	79,928	150	0,6	0,494	1,521	1,001	-1,758	1,865	5,735	987,0069	-1733,08
Зк1а-02	247,6	256,235	77,913	130	0,6	0,342	1,052	1,001	-1,758	1,864	5,732	986,6694	-1732,742
Зк1-02	247,7	257,288	76,519	60	0,6	0,126	0,388	0,997	-1,754	1,851	5,709	983,1473	-1729,22
Зк2-02	247,71	257,676	76,005	125	0,6	0,286	0,882	0,997	-1,754	1,851	5,709	983,1473	-1729,22
Зк3-02	246,41	258,558	74,837	55	0,6	0,117	0,36	0,997	-1,754	1,851	5,709	983,1473	-1729,22
Зк4-02	245,08	258,918	74,361	50	0,6	0,16	0,503	0,977	-1,734	1,776	5,578	963,1473	-1709,22
Зк5-02	245,27	259,421	73,698	150	0,6	0,281	0,882	0,977	-1,734	1,776	5,578	963,1473	-1709,22
Зк6-02	240,62	260,302	72,536	105	0,6	0,201	0,631	0,977	-1,734	1,776	5,578	963,1473	-1709,22
Зк7-02	238,01	260,933	71,705	160	0,6	0,063	0,506	0,409	-1,166	0,314	2,527	403,3283	-1149,401
Зк8-02	239,53	261,438	71,136	185	0,6	0,067	0,542	0,409	-1,166	0,314	2,527	403,3283	-1149,401
Зк1с-2	237,8	261,98	70,527	2	0,6		0,002		-0,757	0	1,068		-746,0728
Зк1с-1	237,8	261,982	75,155	71	0,8	1,085	1,085	2,021	-2,021	5,28	5,28	3547,4293	-3547,429
Зк2	235,93	263,067	72,985	140	0,8	0,989	0,989	1,967	-1,967	5,004	5,004	3453,1509	-3453,151
Зк3	234,61	264,056	71,007	100	0,8	0,616	0,616	1,967	-1,967	5,004	5,004	3453,1509	-3453,151
Зк3а	235	264,672	69,776	180	0,8	0,999	0,999	1,95	-1,95	4,919	4,919	3423,6303	-3423,63
Зк4	236,39	265,671	67,778	235	0,8	1,248	1,248	1,792	-1,792	4,155	4,155	3146,2251	-3146,225
Зк5	237,32	266,919	65,283	145	0,8	0,65	0,65	1,792	-1,792	4,155	4,155	3146,2251	-3146,225
Зк6	237,6	267,569	63,982	155	0,8	0,751	0,751	1,623	-1,623	3,408	3,408	2848,8015	-2848,802
Зк7	235,5	268,32	62,48	155	0,8	0,594	0,594	1,623	-1,623	3,408	3,408	2848,8015	-2848,802
Зк8	229	268,913	61,293	180	0,8	1,185	1,185	1,577	-1,577	3,219	3,219	2768,7625	-2768,763
Зк9	227,3	270,098	58,923	40	0,7	0,26	0,26	2,061	-2,061	6,496	6,496	2768,7625	-2768,763
нпс1	230	190,131	138,63	1	0,7	0,006	0,006	2,061	-2,061	6,496	6,496	2768,7625	-2768,763
НПС №1	226,5	190,137	80,262	1	0,7	0,006	0,006	2,061	-2,061	6,496	6,496	2768,7625	-2768,763
нпс1тк	226,5	248,498	80,249	40	0,7	0,26	0,26	2,061	-2,061	6,496	6,496	2768,7625	-2768,763
Зк9а	227,3	248,758	79,729	100	0,8	0,359	0,396	1,577	-1,577	3,219	3,219	2768,7625	-2768,763
Зк10	230,08	249,154	78,974	100	0,8	0,507	0,692	1,577	-1,577	3,218	3,218	2767,975	-2767,975
Зк10а	235	249,847	77,775	135	0,7	1,182	1,496	2,052	-2,052	6,434	6,434	2755,631	-2755,631
Зк11	241,85	251,343	75,096	160	0,7	1,325	1,759	1,992	-1,992	6,066	6,066	2675,3948	-2675,395
Зк12	238,65	253,102	72,011	210	0,7	1,628	2,062	1,992	-1,992	6,063	6,063	2674,8323	-2674,832
Зк13	242,48	255,164	68,322	53	0,7	0,303	0,303	1,776	-1,776	4,825	4,825	2385,7235	-2385,724
Зк13а	242,99	255,467	67,716	100	0,7	0,718	0,718	1,776	-1,776	4,825	4,825	2385,7235	-2385,724
Зк14	243,36	256,184	66,281	104	0,7	0,948	0,948	1,727	-1,727	4,56	4,56	2319,0582	-2319,058
Зк14а	240,8	257,133	64,384	87,5	0,8	0,312	0,312	1,289	-1,289	2,151	2,151	2262,008	-2262,008
Зк14б	238,8	257,445	63,76	189,5	0,8	0,392	0,63	1,264	-1,264	2,069	2,069	2218,6306	-2218,631
Зк15	242,99	258,075	62,738	314	0,8	0,748	0,748	1,228	-1,228	1,953	1,953	2155,2102	-2155,21
Зк16	240,78	258,823	61,242	161	0,8	0,235	0,235	1,025	-1,025	1,363	1,363	1799,3871	-1799,387
Зк17	240,29	259,058	60,772	235	0,7	0,806	0,806	1,34	-1,34	2,748	2,748	1799,3871	-1799,387
Зк18	238,5	259,864	59,159	50	0,7	0,2	0,2	1,31	-1,31	2,629	2,629	1759,7311	-1759,731

Наименование узла	Геодезическая высота, м	Полный напор в обратном трубопроводе, м	Располагаемый напор, м	Длина участка, м	Диаметр участка, м	Потери напора в подающем трубопроводе, м	Потери напора в обратном трубопроводе, м	Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	Удельные линейные потери в ПС, мм/м	Удельные линейные потери в ОС, мм/м	Расход в подающем трубопроводе, т/ч	Расход в обратном трубопроводе, т/ч
Зк19	236,2	260,064	58,759	175	0,7	0,512	0,512	1,289	-1,289	2,546	2,546	1731,8934	-1731,893
Зк20	238,5	260,576	57,736	50	0,7	0,169	0,169	1,289	-1,289	2,546	2,546	1731,8934	-1731,893
Зк21	238	260,745	57,399	150	0,7	0,63	0,63	1,289	-1,289	2,546	2,546	1731,8934	-1731,893
Зк22	240,5	261,374	56,139	140	0,7	0,422	0,422	1,208	-1,208	2,235	2,235	1622,3844	-1622,384
Зк22а	242,6	261,796	55,296	180	0,7	0,479	0,479	1,169	-1,169	2,096	2,096	1570,6814	-1570,681
Зк23	241,6	262,275	54,337	160	0,7	0,434	0,434	1,165	-1,165	2,081	2,081	1565,1314	-1565,131
Зк24	244	262,709	53,469	220	0,7	0,415	0,415	0,994	-0,994	1,514	1,514	1334,5768	-1334,577
Зк25	241,11	263,124	52,64	75	0,7	0,265	0,425	0,987	-0,987	1,493	1,493	1325,2469	-1325,247
Зк26	240,7	263,549	51,95	113	0,25	0,22	0,22	0,561	-0,561	1,771	1,771	95,1824	-95,1824
ТК-1	242,5	263,769	51,51	274	0,25	0,226	0,226	0,364	-0,364	0,748	0,748	61,6919	-61,6919
ЦТП75	244	263,99	51,06										

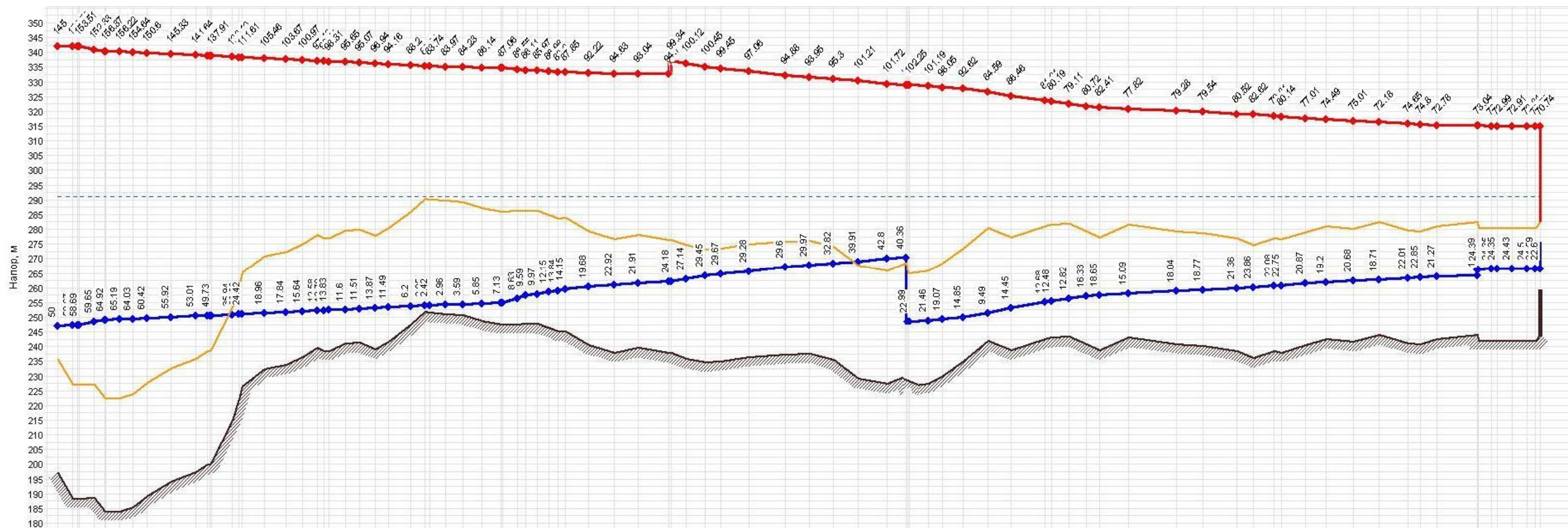


Рисунок В.2 – Пьезометрический график пути ТЭЦ-2 – ЦТП75

**Таблица В.3 – Результаты расчета пути ТЭЦ-2 – УЗ.1**

Наименование узла	Геодезическая высота, м	Полный напор в обратном трубопроводе, м	Располагаемый напор, м	Длина участка, м	Диаметр участка, м	Потери напора в подающем трубопроводе, м	Потери напора в обратном трубопроводе, м	Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	Удельные линейные потери в ПС, мм/м	Удельные линейные потери в ОС, мм/м	Расход в подающем трубопроводе, т/ч	Расход в обратном трубопроводе, т/ч
тэц2	197	247	94,999	25	0,8	0,072	0,074	1,486	-1,511	2,86	2,957	2609,4587	-2653,223
3.но26-01	188,4	247,074	94,853	5	0,8	0,014	0,015	1,486	-1,511	2,858	2,955	2608,5593	-2652,326
3.но26-01	188,4	247,089	94,824	5	0,5	0,002	0	0,369	-0,017	0,321	0,001	252,0256	-11,3367
3.но26-02	188,4	247,089	94,826	131	0,8	0,982	1,156	2,409	-2,613	7,499	8,824	4228,5826	-4587,575
3.но25-02	188,6	248,245	92,688	75	0,8	0,562	0,662	2,409	-2,613	7,499	8,824	4228,5826	-4587,575
3.но24-02	184	248,906	91,464	1	0,8	0,005	0,009	1,972	-2,613	5,029	8,824	3461,8133	-4587,575
3.но24-02	184	248,915	91,45	87	0,8	0,214	0,209	1,377	-1,36	2,456	2,397	2417,361	-2388,157
3.но23-02	183,93	249,124	91,028	84,5	0,8	0,207	0,203	1,377	-1,36	2,456	2,397	2417,361	-2388,157
3.но22	185,3	249,326	90,617	89	0,8	0,219	0,213	1,377	-1,36	2,456	2,397	2417,361	-2388,157
3.но21-02	189,12	249,54	90,186	160	0,8	0,393	0,383	1,377	-1,36	2,456	2,397	2417,361	-2388,157
3.но20-02	194	249,923	89,409	160	0,8	0,393	0,383	1,377	-1,36	2,456	2,397	2417,361	-2388,157
3.но19-02	197,3	250,307	88,633	54	0,8	0,133	0,129	1,377	-1,36	2,456	2,397	2417,361	-2388,157
3.но19а-02	200	250,436	88,371	36	0,8	0,088	0,086	1,377	-1,36	2,456	2,397	2417,361	-2388,157
3.но19б-02	200	250,522	88,196	4	0,8	0,01	0,01	1,377	-1,36	2,456	2,397	2417,361	-2388,157
3.но18-02	200,8	250,532	88,177	130	0,8	0,319	0,312	1,377	-1,36	2,456	2,397	2417,361	-2388,157
3.но17-02	214,9	250,843	87,546	35	0,8	0,086	0,084	1,377	-1,36	2,456	2,397	2417,361	-2388,157
3.но17а-02	222	250,927	87,376	40	0,8	0,098	0,096	1,377	-1,36	2,456	2,397	2417,361	-2388,157
3.но16-02	226,6	251,023	87,182	140	0,8	0,344	0,336	1,377	-1,36	2,456	2,397	2417,361	-2388,157
3.но15-02	232,4	251,359	86,503	140	0,8	0,344	0,336	1,377	-1,36	2,456	2,397	2417,361	-2388,157
3.но14-02	233,85	251,694	85,823	102	0,8	0,25	0,244	1,377	-1,36	2,456	2,397	2417,361	-2388,157
3.но13-02	236,3	251,939	85,328	100	0,8	0,246	0,24	1,377	-1,36	2,456	2,397	2417,361	-2388,157
3.но12-02	239,6	252,178	84,843	46	0,8	0,113	0,11	1,377	-1,36	2,456	2,397	2417,361	-2388,157
3.но12а-02	238,5	252,289	84,62	30	0,8	0,074	0,072	1,377	-1,36	2,456	2,397	2417,361	-2388,157
3.но11-02	238,53	252,361	84,474	89	0,8	0,219	0,213	1,377	-1,36	2,456	2,397	2417,361	-2388,157
3.но10-02	240,97	252,574	84,043	100	0,8	0,246	0,24	1,377	-1,36	2,456	2,397	2417,361	-2388,157
3.но9-02	241,3	252,814	83,557	100	0,8	0,246	0,24	1,377	-1,36	2,456	2,397	2417,361	-2388,157
3.но8-02	239,18	253,053	83,072	83,5	0,8	0,203	0,198	1,371	-1,355	2,435	2,376	2407,111	-2377,907
3.но7-02	241,76	253,252	82,67	140	0,8	0,341	0,333	1,371	-1,355	2,435	2,376	2407,111	-2377,907
3.но6-02	247,38	253,584	81,997	90,5	0,8	0,22	0,215	1,371	-1,355	2,435	2,376	2407,111	-2377,907
3.но5-02	251,75	253,799	81,561	51,2	0,8	0,124	0,121	1,366	-1,349	2,417	2,358	2398,0127	-2368,809
3.но5а-02	251,5	253,92	81,317	63,5	0,8	0,153	0,15	1,366	-1,349	2,417	2,358	2398,0127	-2368,809
3.но4-02	251,11	254,07	81,014	130	0,8	0,152	0,222	0,948	-1,147	1,167	1,704	1664,6271	-2012,786
3.но3-02	250,7	254,291	80,64	123,5	0,8	0,142	0,208	0,942	-1,141	1,152	1,687	1654,2396	-2002,398
3.но2-02	248,65	254,5	80,29	126,5	0,8	0,146	0,213	0,942	-1,141	1,152	1,687	1654,2396	-2002,398
3.но1-02	247,58	254,713	79,931	1	0,8	0,001	0,002	0,942	-1,14	1,152	1,686	1653,7396	-2001,898

Наименование узла	Геодезическая высота, м	Полный напор в обратном трубопроводе, м	Располагаемый напор, м	Длина участка, м	Диаметр участка, м	Потери напора в подающем трубопроводе, м	Потери напора в обратном трубопроводе, м	Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	Удельные линейные потери в ПС, мм/м	Удельные линейные потери в ОС, мм/м	Расход в подающем трубопроводе, т/ч	Расход в обратном трубопроводе, т/ч
3.но1-02	247,58	254,715	79,928	2	0,8	0,023	0,004	0,38	-0,153	0,189	0,031	666,7327	-268,8183
3.но1-В	248,83	254,718	79,902	74,5	0,8	0,523	0,523	1,445	-1,445	2,705	2,705	2537,4557	-2537,456
3.вно1	248,6	255,242	78,855	70	0,8	0,48	0,48	1,445	-1,445	2,705	2,705	2537,4557	-2537,456
3.вно2	248,5	255,722	77,895	30	0,8	0,268	0,268	1,445	-1,445	2,705	2,705	2537,4557	-2537,456
3.4к15	247,17	255,99	77,359	79	0,8	0,504	0,504	1,445	-1,445	2,705	2,705	2537,4557	-2537,456
3.вно3	248,65	256,494	76,35	175	0,8	0,764	0,764	1,445	-1,445	2,705	2,705	2537,4557	-2537,456
3.вно4	249,4	257,258	74,822	160	0,8	0,824	0,824	1,424	-1,424	2,627	2,627	2500,3539	-2500,354
3.вно5	247,7	258,082	73,175	60	0,8	0,44	0,44	1,424	-1,424	2,627	2,627	2500,3539	-2500,354
3.вно6	248	258,522	72,295	206	0,8	0,823	0,823	1,424	-1,424	2,627	2,627	2500,3539	-2500,354
3.вно7	250,5	259,345	70,648	54	0,8	0,386	0,386	1,177	-1,177	1,796	1,796	2066,2818	-2066,282
тк4	249,6	259,731	69,876	120	0,8	0,408	0,408	1,177	-1,177	1,796	1,796	2066,2818	-2066,282
3.вно8	250,55	260,139	69,06	150	0,8	0,462	0,462	1,177	-1,177	1,796	1,796	2066,2818	-2066,282
3.вно9	251,4	260,602	68,135	56	0,8	0,307	0,307	1,177	-1,177	1,796	1,796	2066,2818	-2066,282
тк5	249,4	260,909	67,521	200	0,8	0,634	0,634	1,177	-1,177	1,796	1,796	2066,2818	-2066,282
3.втк7	247,5	261,543	66,252	150	0,8	0,517	0,517	1,177	-1,177	1,796	1,796	2066,2818	-2066,282
3.вно10	240,6	262,06	65,218	215	0,8	0,463	0,463	1,052	-1,052	1,435	1,435	1846,6871	-1846,687
3.вно11	240,42	262,523	64,293	169	0,8	0,397	0,397	1,052	-1,052	1,435	1,435	1846,6871	-1846,687
3.вно12	235,77	262,919	63,5	137	0,8	0,351	0,351	1,052	-1,052	1,435	1,435	1846,6871	-1846,687
3.вно13	234,118	263,27	62,799	147	0,8	0,365	0,365	1,052	-1,052	1,435	1,435	1846,6871	-1846,687
3.вно14	224,125	263,635	62,069	102	0,8	0,196	0,196	1,052	-1,052	1,435	1,435	1846,6871	-1846,687
3.вно15а	210,345	263,831	61,677	127	0,8	0,336	0,336	1,052	-1,052	1,435	1,435	1846,6871	-1846,687
3.вк21	194,259	264,167	61,004	33	0,8	0,08	0,08	1,052	-1,052	1,435	1,435	1846,6871	-1846,687
3.вк22а	188,169	264,247	60,844	28	0,8	0,068	0,068	1,052	-1,052	1,435	1,435	1846,6871	-1846,687
НПС №3 ввод	187,464	264,315	60,708	50	0,8	0,086	0,086	1,052	-1,052	1,435	1,435	1846,6871	-1846,687
НПС №3 вывод	187,4	194,401	270,536	3,8	0,8	0,007	0,007	1,052	-1,052	1,435	1,435	1846,6871	-1846,687
РД НПС3	186	194,408	218,93	1	0,8	0,002	0,002	1,052	-1,052	1,435	1,435	1846,6871	-1846,687
РД НПС3	186	246,002	74,998	1	0,8	0,002	0,002	1,052	-1,052	1,435	1,435	1846,6871	-1846,687
3.вно16	185,668	246,003	74,995	60	0,8	0,086	0,086	1,052	-1,052	1,435	1,435	1846,6871	-1846,687
3.вно17	183,448	246,09	74,823	34	0,8	0,049	0,049	1,052	-1,052	1,435	1,435	1846,6871	-1846,687
3.вно18	180	246,138	74,725	30,5	0,8	0,044	0,044	1,052	-1,052	1,435	1,435	1846,6871	-1846,687
3.вно18а	178,403	246,182	74,637	93,5	0,8	0,134	0,134	1,052	-1,052	1,435	1,435	1846,6871	-1846,687
3.вно19	175,56	246,316	74,369	137	0,8	0,197	0,197	1,052	-1,052	1,435	1,435	1846,6871	-1846,687
3.вк25	170,9	246,513	73,976	49	0,8	0,224	0,224	1,052	-1,052	1,435	1,435	1846,6871	-1846,687
3.вк25а	171	246,737	73,527	90	0,8	0,129	0,129	1,052	-1,052	1,435	1,435	1846,6871	-1846,687
3.вк26	178,2	246,866	73,269	173	0,8	0,248	0,248	1,052	-1,052	1,435	1,435	1846,6871	-1846,687
3.вно21	184,82	247,115	72,772	74	0,8	0,106	0,106	1,052	-1,052	1,435	1,435	1846,6871	-1846,687

Наименование узла	Геодезическая высота, м	Полный напор в обратном трубопроводе, м	Располагаемый напор, м	Длина участка, м	Диаметр участка, м	Потери напора в подающем трубопроводе, м	Потери напора в обратном трубопроводе, м	Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	Удельные линейные потери в ПС, мм/м	Удельные линейные потери в ОС, мм/м	Расход в подающем трубопроводе, т/ч	Расход в обратном трубопроводе, т/ч
3.вк27	182,6	247,221	72,56	258	0,8	0,37	0,37	1,052	-1,052	1,435	1,435	1846,6871	-1846,687
3.вно27	176,191	247,591	71,819	75	0,8	0,108	0,108	1,052	-1,052	1,435	1,435	1846,6871	-1846,687
3.вк28	178,501	247,699	71,604	189,5	0,8	0,272	0,272	1,052	-1,052	1,435	1,435	1846,6871	-1846,687
3.вк29	185,331	247,971	71,06	65	0,8	0,093	0,093	1,052	-1,052	1,435	1,435	1846,6871	-1846,687
3.вк30	187,391	248,064	70,874	270	0,8	0,541	0,541	1,052	-1,052	1,435	1,435	1846,6871	-1846,687
2к12	181,91	248,605	69,791	140	0,6	0,003	0,003	0,083	-0,083	0,014	0,014	82,075	-82,075
2к10	178,33	248,609	69,784	20	0,6	0,001	0,001	0,082	-0,082	0,013	0,013	80,7035	-80,7035
уз.1	179,95	248,61	69,782										

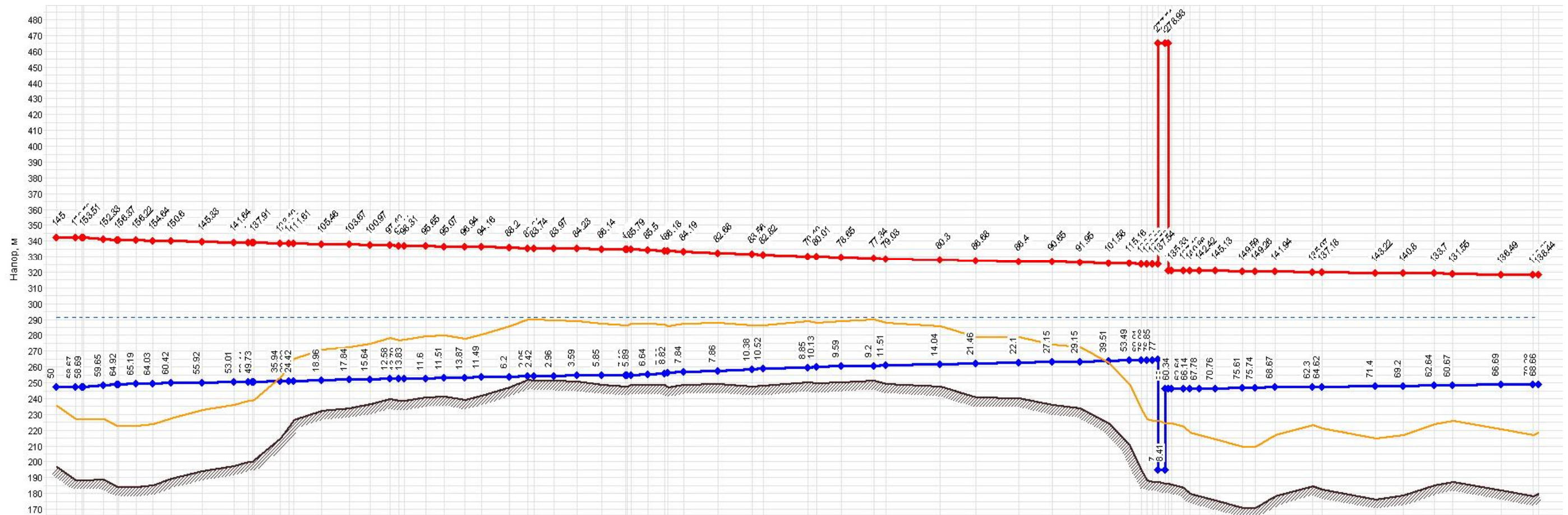


Рисунок В.3 – Пьезометрический график пути ТЭЦ-2 – УЗ.1

**Таблица В.4 – Результаты расчета пути Котельная – ЦТП9-КЭЧ**

Наименование узла	Геодезическая высота, м	Полный напор в обратном трубопроводе, м	Располагаемый напор, м	Длина участка, м	Диаметр участка, м	Потери напора в подающем трубопроводе, м	Потери напора в обратном трубопроводе, м	Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	Удельные линейные потери в ПС, мм/м	Удельные линейные потери в ОС, мм/м	Расход в подающем трубопроводе, т/ч	Расход в обратном трубопроводе, т/ч
Котельная-Т/с №1	174,3	264,3	33	40	0,6	0,74	0,74	2,445	-2,445	11,083	11,083	2410,6061	-2410,606
Измерительный пункт	173,09	265,04	31,519	368	0,7	1,813	1,813	1,795	-1,795	4,926	4,926	2410,6061	-2410,606
1к0	172,8	266,853	27,893	98,5	0,7	0,45	0,45	1,279	-1,279	2,505	2,505	1717,7937	-1717,794
1к5	185,6	267,303	26,993	95,5	0,7	0,302	0,397	1,211	-1,211	2,247	2,247	1626,597	-1626,597
1к6	195,2	267,7	26,294	185	0,7	0,525	0,817	1,211	-1,211	2,247	2,247	1626,597	-1626,597
1к7	215,6	268,517	24,953	89	0,7	0,381	0,563	1,209	-1,209	2,239	2,239	1623,8793	-1623,879
1к8	219,5	269,079	24,009	158	0,7	0,502	0,676	1,162	-1,162	2,07	2,07	1561,1009	-1561,101
1к9	226,85	269,755	22,832	101,5	0,7	0,309	0,41	1,16	-1,16	2,06	2,06	1557,3259	-1557,326
1к10	230,7	270,165	22,113	115	0,7	0,255	0,311	1,061	-1,061	1,727	1,727	1425,5317	-1425,532
1к10а	232,6	270,475	21,548	68	0,7	0,201	0,285	1,061	-1,061	1,727	1,727	1425,5317	-1425,532
1к11	235,7	270,761	21,061	119	0,7	0,326	0,458	1,031	-1,031	1,63	1,63	1384,789	-1384,789
1к12	239,5	271,219	20,277	75	0,7	0,147	0,147	1,025	-1,025	1,612	1,612	1377,1896	-1377,19
1к13	240,7	271,366	19,983	225	0,7	0,541	0,713	0,98	-0,98	1,473	1,473	1316,0837	-1316,084
1к15	238,6	272,079	18,728	159,5	0,7	0,369	0,473	0,98	-0,98	1,473	1,473	1316,0837	-1316,084
1к16	240	272,553	17,886	202,5	0,7	0,448	0,623	0,938	-0,938	1,35	1,35	1259,7587	-1259,759
1к18	238,5	273,176	16,815	211	0,7	0,367	0,477	0,876	-0,876	1,178	1,178	1176,5966	-1176,597
1к19	237	273,653	15,971	119,5	0,7	0,179	0,238	0,789	-0,789	0,956	0,956	1059,2131	-1059,213
1к21	240,6	273,891	15,554	30	0,7	0,105	0,105	0,786	-0,786	0,949	0,949	1055,7631	-1055,763
1к22	241,36	273,996	15,343	45	0,7	0,069	0,118	0,734	-0,734	0,829	0,829	986,2282	-986,2282
1к23	243	274,114	15,156	61	0,7	0,083	0,083	0,734	-0,734	0,829	0,829	986,2282	-986,2282
1к24	245	274,197	14,991	87	0,7	0,112	0,112	0,734	-0,734	0,829	0,829	986,2282	-986,2282
1к25	245,5	274,309	14,766	76	0,7	0,08	0,08	0,662	-0,662	0,675	0,675	889,7137	-889,7137
1к26	245,26	274,389	14,607	36	0,7	0,063	0,063	0,661	-0,661	0,672	0,672	887,2512	-887,2512
1к27	245,41	274,452	14,48	34,5	0,7	0,069	0,069	0,66	-0,66	0,67	0,67	886,0137	-886,0137
1к28	245,7	274,52	14,343	49	0,7	0,06	0,06	0,63	-0,63	0,611	0,611	846,0192	-846,0192
1к29	246	274,58	14,224	16	0,7	0,039	0,039	0,628	-0,628	0,607	0,607	843,2817	-843,2817
1к30	246	274,619	14,146	27	0,5	0,061	0,061	0,53	-0,53	0,66	0,66	362,2251	-362,2251
1к31	248,44	274,68	14,024	14	0,5	0,016	0,016	0,53	-0,53	0,66	0,66	362,2251	-362,2251
1но31а	250,3	274,696	13,991	100	0,5	0,105	0,105	0,53	-0,53	0,66	0,66	362,2251	-362,2251
1но32	250,5	274,801	13,781	107	0,5	0,096	0,096	0,53	-0,53	0,66	0,66	362,2251	-362,2251
1но33	250,4	274,897	13,59	75	0,5	0,079	0,079	0,529	-0,529	0,659	0,659	361,8251	-361,8251
1но33а	251,8	274,976	13,432	33	0,5	0,043	0,043	0,529	-0,529	0,659	0,659	361,8251	-361,8251
1к34	249,95	275,018	13,347	125	0,5	0,129	0,129	0,525	-0,525	0,648	0,648	358,9069	-358,9069
1к35	251,34	275,147	13,089	86	0,5	0,084	0,084	0,523	-0,523	0,643	0,643	357,2991	-357,2991



Наименование узла	Геодезическая высота, м	Полный напор в обратном трубопроводе, м	Располагаемый напор, м	Длина участка, м	Диаметр участка, м	Потери напора в подающем трубопроводе, м	Потери напора в обратном трубопроводе, м	Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	Удельные линейные потери в ПС, мм/м	Удельные линейные потери в ОС, мм/м	Расход в подающем трубопроводе, т/ч	Расход в обратном трубопроводе, т/ч
1к36	247,78	275,231	12,922	106	0,5	0,101	0,101	0,523	-0,523	0,643	0,643	357,2991	-357,2991
1но37	248,78	275,332	12,72	64	0,5	0,057	0,057	0,523	-0,523	0,643	0,643	357,2991	-357,2991
1но38	249,77	275,389	12,606	93	0,5	0,084	0,084	0,523	-0,523	0,643	0,643	357,2991	-357,2991
1но39	250,58	275,473	12,437	73	0,5	0,071	0,071	0,523	-0,523	0,643	0,643	357,2991	-357,2991
1но40	254,4	275,545	12,295	10	0,5	0,011	0,011	0,472	-0,472	0,525	0,525	322,7722	-322,7722
1к40	252,9	275,555	12,273	30	0,5	0,043	0,043	0,472	-0,472	0,525	0,525	322,7722	-322,7722
1к41	252,5	275,599	12,186	12	0,5	0,014	0,014	0,348	-0,348	0,287	0,287	238,2342	-238,2342
1но43	255,3	275,613	12,157	110	0,5	0,047	0,047	0,348	-0,348	0,287	0,287	238,2342	-238,2342
1но44	254,65	275,66	12,064	98	0,5	0,039	0,039	0,348	-0,348	0,287	0,287	238,2342	-238,2342
1но45	252,5	275,699	11,986	93	0,5	0,038	0,038	0,348	-0,348	0,287	0,287	238,2342	-238,2342
1но46	249,8	275,736	11,911	23	0,5	0,016	0,016	0,348	-0,348	0,287	0,287	238,2342	-238,2342
1но47	249	275,752	11,88	108	0,5	0,052	0,052	0,348	-0,348	0,287	0,287	238,2342	-238,2342
1но48а	248	275,804	11,775	12	0,5	0,006	0,006	0,348	-0,348	0,287	0,287	238,2342	-238,2342
1к48	246	275,811	11,762	47	0,5	0,024	0,024	0,348	-0,348	0,287	0,287	238,2342	-238,2342
1но49	243,5	275,835	11,714	88	0,5	0,04	0,04	0,348	-0,348	0,287	0,287	238,2342	-238,2342
1но50	224	275,876	11,633	83	0,5	0,035	0,035	0,348	-0,348	0,287	0,287	238,2342	-238,2342
1к51	215,4	275,91	11,563	116	0,4	0,129	0,129	0,508	-0,508	0,805	0,805	222,0311	-222,0311
1но52	224,99	276,04	11,305	140	0,4	0,149	0,149	0,508	-0,508	0,805	0,805	222,0311	-222,0311
1но53	224,5	276,188	11,007	245	0,4	0,249	0,249	0,508	-0,508	0,805	0,805	222,0311	-222,0311
ЦТП-190	226,58	276,437	10,51	453	0,25	0,006	0,006	0,046	-0,046	0,013	0,013	7,7698	-7,7698
цтп-9-КЭЧ	253	276,44	10,5										

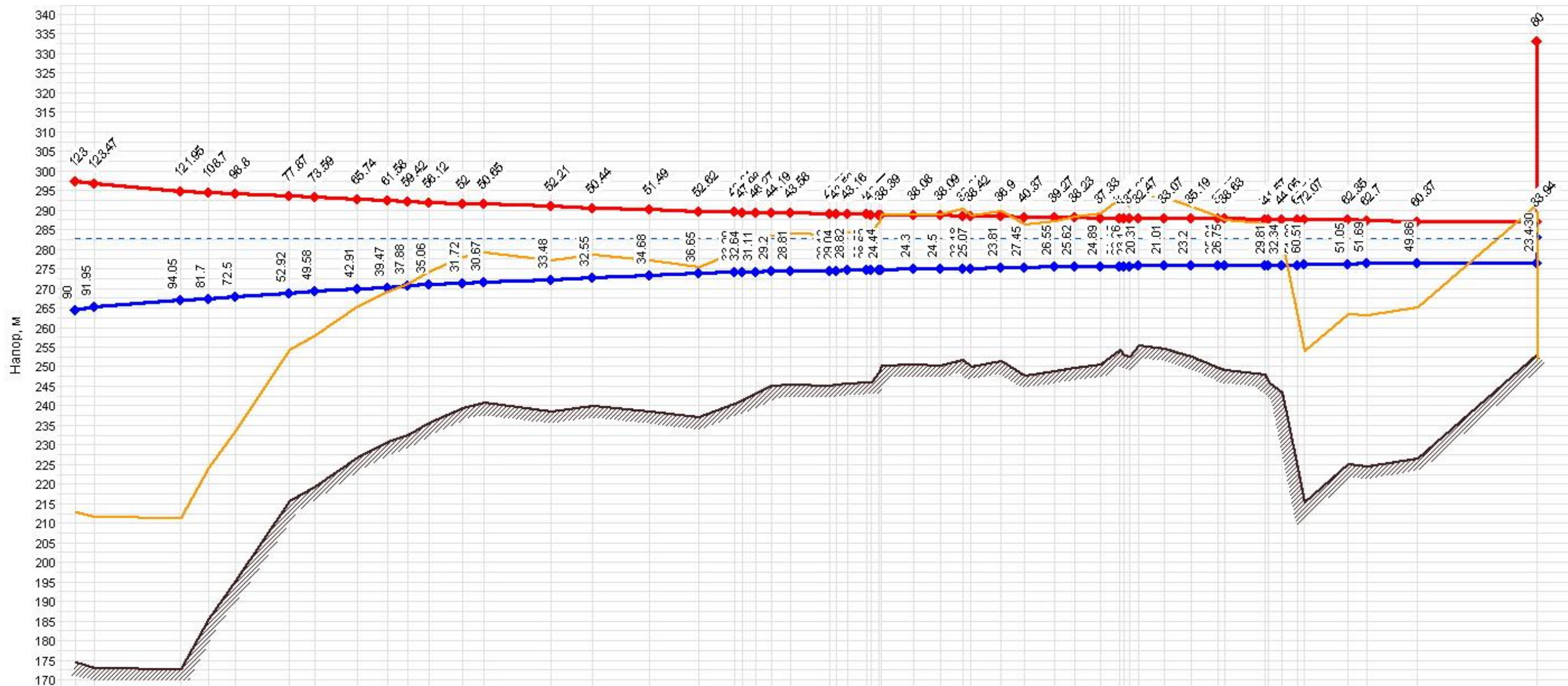


Рисунок В.4 – Пьезометрический график пути Котельная – ЦТП9-КЭЧ

**Таблица В.5 – Результаты расчета пути Котельная – ЦТП-НГЧ**

Наименование узла	Геодезическая высота, м	Полный напор в обратном трубопроводе, м	Располагаемый напор, м	Длина участка, м	Диаметр участка, м	Потери напора в подающем трубопроводе, м	Потери напора в обратном трубопроводе, м	Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	Удельные линейные потери в ПС, мм/м	Удельные линейные потери в ОС, мм/м	Расход в подающем трубопроводе, т/ч	Расход в обратном трубопроводе, т/ч
Котельная-Т/с №1	174,3	264,3	33	40	0,6	0,74	0,74	2,445	-2,445	11,083	11,083	2410,6061	-2410,606
Измерительный пункт	173,09	265,04	31,519	368	0,7	1,813	1,813	1,795	-1,795	4,926	4,926	2410,6061	-2410,606
1к0	172,8	266,853	27,893	98,5	0,7	0,45	0,45	1,279	-1,279	2,505	2,505	1717,7937	-1717,794
1к5	185,6	267,303	26,993	330	0,2	1,839	1,839	0,791	-0,791	4,644	4,644	85,4968	-85,4968
тк-1 а	185,5	269,142	23,315	170	0,15	0,155	0,155	0,264	-0,264	0,758	0,758	15,9647	-15,9647
Витебское шоссе, 32	180	269,297	23,006	50	0,1	0,01	0,01	0,093	-0,093	0,165	0,165	2,4714	-2,4714
ЦТП-НГЧ	180	269,307	22,99										

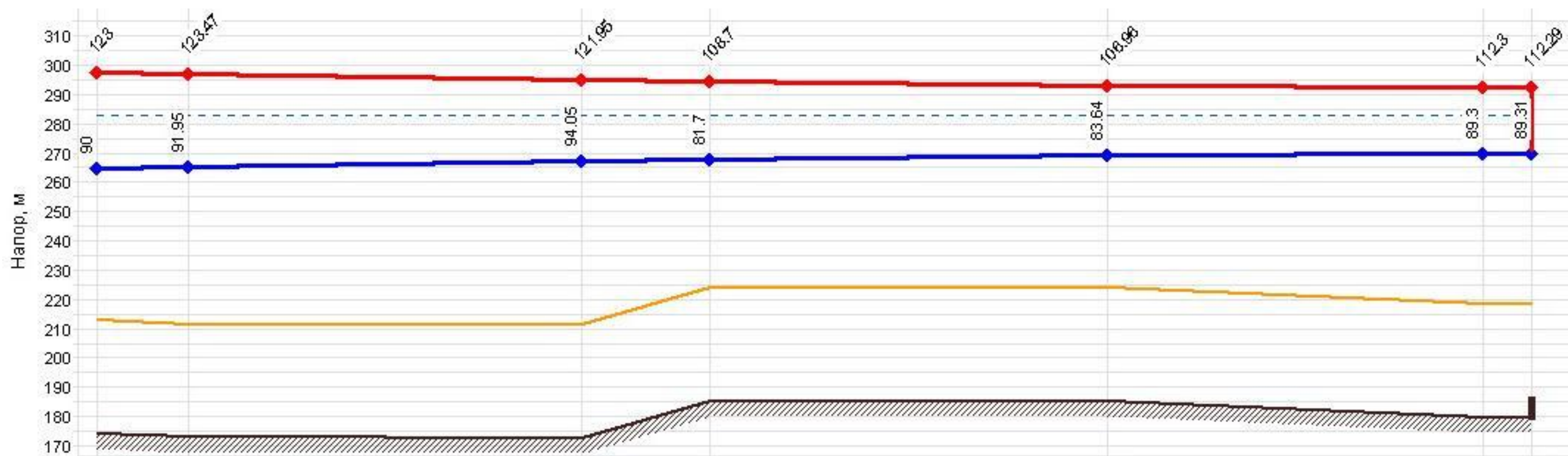


Рисунок В.5 – Пьезометрический график пути Котельная – ЦТП-НГЧ

## Приложение Г (на листах 253 – 258)

### Нормативы теплотребления в городе Смоленске

1. Нормативы потребления коммунальных услуг по водоснабжению и водоотведению в жилых помещениях для населения города Смоленска (постановление Главы города Смоленска от 09.10.2007 №509 (с изменением от 27.01.2010 № 18), постановление Департамента Смоленской области по энергетике, энергоэффективности, тарифной политике от 24.08.2012 № 50 )

С 01.09.2012 в случае предоставления коммунальных услуг по водоснабжению и водоотведению на общедомовые нужды утверждены нормативы потребления коммунальных услуг по водоснабжению и водоотведению на общедомовые нужды в многоквартирных домах, выполненные расчетным методом, на холодную воду в размере 0,02 куб. м в месяц, на горячую воду – 0,01 куб. м в месяц на 1 кв. м общей площади помещений, входящих в состав общего имущества в многоквартирном доме.

куб. м в месяц на 1 чел.

№ п/п	Степень благоустройства	Водоснабжение						Водоотведение	
		Всего		в том числе:					
				горячее водоснаб-жение		холодное водоснаб-жение			
		с 01.01.2008	с 01.09.2012	с 01.01.2008	с 01.09.2012	с 01.01.2008	с 01.09.2012	с 01.01.2008	с 01.09.2012
1. Степень благоустройства многоквартирных и жилых домов									
1.1.	Холодное водоснабжение, централизованная канализация, централизованное горячее водо-	8,52	8,40	3,95	3,92	4,57	4,48	8,52	8,40

№ п/п	Степень благоустройства	Водоснабжение						Водоотведение	
		Всего		в том числе:					
				горячее водоснаб-жение		холодное водоснаб-жение			
		с 01.01.2008	с 01.09.2012	с 01.01.2008	с 01.09.2012	с 01.01.2008	с 01.09.2012	с 01.01.2008	с 01.09.2012
	снабжение с ваннами длиной от 1500 до 1700 мм, оборудованными душем								
1.2.	Холодное водоснабжение, централизованная канализация, централизованное горячее водоснабжение с сидячими ваннами длиной 1200 мм, оборудованными душем	8,21	8,09	3,80	3,77	4,41	4,32	8,21	8,09
1.3.	Холодное водоснабжение, централизованная канализация, централизованное горячее водоснабжение, душ	7,45	7,33	3,04	3,01	4,41	4,32	7,45	7,33
1.4.	Холодное водоснабжение, централизованная канализация, централизованное горячее водоснабжение, без ванны и душа	4,11	3,99	1,22	1,19	2,89	2,80	4,11	3,99
1.5.	Холодное водоснабжение, централизованная канализация, без ванны, с газоснабжением	3,35	3,26			3,35	3,26	3,35	3,26
1.6.	Холодное водоснабжение	1,98	1,89			1,98	1,89		
1.7.	Холодное водоснабжение, централизованная канализация, без	3,19	3,10			3,19	3,10	3,19	3,10

№ п/п	Степень благоустройства	Водоснабжение						Водоотведение	
		Всего		в том числе:					
				горячее водоснаб-жение		холодное водоснаб-жение			
		с 01.01.2008	с 01.09.2012	с 01.01.2008	с 01.09.2012	с 01.01.2008	с 01.09.2012	с 01.01.2008	с 01.09.2012
	ванны, без газоснабжения								
1.8.	Холодное водоснабжение, централизованная канализация, ванна, водонагреватель, работающий на твердом топливе	5,32	5,23			5,32	5,23	5,32	5,23
1.9.	Холодное водоснабжение, централизованная канализация, ванна, газовый или электрический водонагреватель	6,69	6,60			6,69	6,60	6,69	6,60
1.10.	Холодное водоснабжение, централизованная канализация, централизованное горячее душ в каждом блоке (общежитие)	4,26	4,14	1,83	1,80	2,43	2,34	4,26	4,14
1.11.	Холодное водоснабжение, централизованная канализация, централизованное горячее водоснабжение душ на этаже (общежитие)	3,80	3,68	1,52	1,49	2,28	2,19	3,80	3,68
1.12.	Холодное водоснабжение, централизованная канализация, централизованное горячее водоснабжение, без ванн и душа (общежитие)	2,43	2,31	0,76	0,73	1,67	1,58	2,43	2,31

№ п/п	Степень благоустройства	Водоснабжение						Водоотведение	
		Всего		в том числе:					
				горячее водоснаб-жение		холодное водоснаб-жение			
		с 01.01.2008	с 01.09.2012	с 01.01.2008	с 01.09.2012	с 01.01.2008	с 01.09.2012	с 01.01.2008	с 01.09.2012
1.13.	Холодное водоснабжение, централизованная канализация, централизованное горячее водоснабжение, с ваннами в каждой комнате или блоке (общежитие)	8,52	8,40	3,95	3,92	4,57	4,48	8,52	8,40
2. Прочее									
2.1.	Водопользование из уличных водоразборных колонок, централизованная канализация	1,52	1,22			1,52	1,22	1,52	1,22
2.2.	Водопользование из уличных водоразборных колонок		1,22				1,22		
2.3.	Бани в личном пользовании: - не подключенные к центральной системе водоснабжения - подключенные к центральной системе водоснабжения - подключенные к центральной системе водоснабжения, с центральной канализацией		0,22				0,22		
			0,43				0,43		
			0,43				0,43		0,43



2. Нормативы отопления для населения г. Смоленска, проживающего в многоквартирных и жилых домах (общежитиях), при отсутствии коллективных (общедомовых) и индивидуальных приборов учета (*постановление Департамента Смоленской области по энергетике, энергоэффективности, тарифной политике от 31.08.2012 № 82, постановление Главы города Смоленска от 09.10.2007 № 509 (с изменением от 27.01.2010 № 18)*)

№ п/п	Этажность дома, эт.	Единица измерения	Норматив отопления *
<i>Жилые дома до 1999 года постройки включительно</i>			
1.	1 - 4	Гкал на 1 кв. м общей площади жилых помещений в месяц	0,0154
2.	5 - 14	Гкал на 1 кв. м общей площади жилых помещений в месяц	0,0152
<i>Жилые дома после 1999 года постройки</i>			
3.	5 - 10	Гкал на 1 кв. м общей площади жилых помещений в месяц	0,0071
<i>Общежития до 1999 года постройки включительно</i>			
4.	1 - 11	Гкал на 1 кв. м общей площади жилых помещений в месяц	0,0154

**Примечание:**

\* Норматив отопления рассчитан в равных долях в течение двенадцати месяцев с учетом необходимого количества тепловой энергии в отопительный период.

3. Нормативы потребления коммунальных услуг по газоснабжению населения, используемые для определения размера платы за коммунальные услуги по газоснабжению при отсутствии приборов учета (постановление Администрации Смоленской области от 22.12.2006 № 461) куб. м в месяц

№ п/п	Направления использования природного газа	Нормы потребления газа
1.	На приготовление пищи при наличии в квартире (доме) газовой плиты и централизованного горячего водоснабжения с 1 проживающего	10,6
2.	На приготовление пищи и (или) подогрев воды с 1 проживающего:	
	- при наличии в квартире (доме) газовой плиты и отсутствии централизованного горячего водоснабжения и газового водонагревателя	15,9
	- при наличии в квартире (доме) газовой плиты и газового водонагревателя	23,3
3.	На отопление жилых помещений при наличии в квартире газовых приборов местного отопления за 1 кв. метр отапливаемой площади	8,1
4.	На приготовление кормов для животных с учетом запаривания грубых кормов и корнеплодов, подогрев воды для питья и санитарных целей с 1 головы для:	
	- лошадей	5
	- коров	15
	- свиней	12
	- овец и коз	2

## Приложение Д (на листах 259 – 275)

### Расчет надежности

#### Введение

Надежность теплоснабжения определяется по способности проектируемых и действующих источников тепловой энергии, тепловых сетей и систем централизованного теплоснабжения в целом обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения (отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение и технологические потребности предприятий в паре и горячей воде), а также нормативные показатели вероятности безотказной работы (ВБР) [P], коэффициента готовности [K<sub>r</sub>], живучести [Ж].

Расчет показателей системы с учетом надежности производится для каждого потребителя. При этом минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать для:

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

Нормативные показатели безотказности тепловых сетей обеспечиваются следующими мероприятиями:

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

Потребители теплоты по надежности теплоснабжения делятся на две категории:

Первая категория - потребители, не допускающие перерывов в подаче расчетного количества теплоты и снижения температуры воздуха в помещениях ниже предусмотренных ГОСТ 30494.

Например, больницы, родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, картинные галереи, химические и специальные производства, шахты и т.п.

Вторая категория - потребители, допускающие снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 ч, например:

- жилые и общественные здания - до 12 °С;
- промышленные здания - до 8 °С.

Расчет показателей надежности осуществляется в соответствии с действующей нормативной документацией с использованием электронной модели схемы теплоснабжения г. Смоленска.

### Исходные данные для расчета

На основании исходных данных, предоставленных МУП «Смоленсктеплогород», обработана статистика по отключениям тепловых сетей в системе централизованного теплоснабжения г. Смоленска за период 2009-2011 гг.

Сводные данные по повреждениям тепловых сетей города приведены в таблице Д.1.

**Таблица Д.2 - Количество повреждений тепловых сетей в системе централизованного теплоснабжения г. Смоленска**

Показатель	2009 г.	2010 г.	2011 г.
Количество отключений системы отопления из-за аварий на сетях, ед.	261	435	344
Количество отключений системы горячего водоснабжения из-за аварий на сетях, ед.	426	596	553

Исходные данные, принимаемые в расчетах, приведены в таблице Д.2.

**Таблица Д.3- Исходные данные, принимаемые в расчетах**

№№ п/п	Название показателя	Обозначения	Размерность	Значение
1	Расчетная температура наружного воздуха	$t_H^P$	°С	-25
2	Расчетная температура воздуха внутри жилых зданий	$t_B^i$	°С	18
3	Минимальная температура воздуха внутри отапливаемых зданий	$t'$	°С	12
4	Температура наружного воздуха на начало отопительного периода	$T_H$	°С	8
4	Коэффициент аккумуляции здания	$\beta$		40
5	Длительность отопительного периода	$\tau_{от}$	ч	5016
6	Интенсивность отказов участков	$\lambda_0$	1/км/час	$6,3 \cdot 10^{-5}$
7	Параметры распределения Вейбулла-Гнеденко	$\alpha$	при $\tau$ от 0 до 3 лет	0,8
			при $\tau$ от 3 до 17 лет	1
			при $\tau$ больше 17 лет	$0,5 \cdot \exp(\tau/20)$
8	Параметры восстановления (ремонтов)	a	в канале и без канала	10
		a	наружная	6
		b	в канале и без канала	0,5
		b	наружная	0,9
		c	в канале и без канала	1,5

№№ п/п	Название показателя	Обозначения	Размерность	Значение
		с	наружная	0,15
9	Среднее расстояние между секционирующими задвижками	lсз	км	1

Повторяемость температур наружного воздуха за отопительный период для города Смоленска в соответствии со Справочным пособием к СНиП «Строительная климатология» приведена в таблице Д.3.

**Таблица Д.4 - Повторяемость температур за отопительный период**

Температура наружного воздуха	Число часов стояния наружных температур за отопительный период, ч
-26..-28	36
-22..-25,9	123
-18..-21,9	193
-12..-17,9	281
-8..-11,9	465
-4..-7,9	675
0..-3,9	1101
+4..-0,1	1240
+8..+3,9	902

### Расчет живучести системы

Расчеты живучести проведены в соответствии с «Методическими рекомендациями по разработке схем теплоснабжения».

Время восстановления трубопроводов в зависимости от диаметра и типа прокладки, а также относительные доли для вычисления потока отказов приведены в таблице Д.4.

**Таблица Д.4 - Время восстановления трубопроводов в зависимости от диаметра и типа прокладки и относительные доли для вычисления потока отказов**

Диаметр условный, мм	Канальная, бесканальная прокладка трубопроводов	Относительная доля	Надземная	Относительная доля
20	10,2	0,029	6,1	0,0002
50	10,5	0,033	6,2	0,0003
65	10,8	0,036	6,2	0,0004
80	11	0,039	6,3	0,0005
100	11,3	0,044	6,4	0,0006

Диаметр условный, мм	Канальная, бесканальная прокладка трубопроводов	Относительная доля	Надземная	Относительная доля
125	11,6	0,049	6,5	0,0008
150	12,1	0,055	6,6	0,0013
200	12,9	0,067	6,9	0,0025
250	13,8	0,084	7,2	0,0036
300	14,7	0,100	7,5	0,0056
350	15,7	0,115	7,8	0,0080
400	16,7	0,134	8,1	0,0103
450	17,7	0,158	8,4	0,0125
500	18,7	0,180	8,7	0,0145
600	20,8	0,218	9,4	0,0210
700	23	0,256	10,1	0,0279
800	25,3	0,304	10,8	0,0368
900	27,6	0,345	11,6	0,0478
1000	30	0,380	12,3	0,0577
1200	34,9	0,438	13,8	0,0850
1400	39,9	0,497	15,4	0,1114

Время снижения температуры внутри отапливаемого помещения до минимально допустимой величины (с +18°C до +12°C) при полном отключении теплоснабжения для всего диапазона температур за отопительный период приведено в таблице Д.5.

**Таблица Д.5 - Время снижения температуры внутри отапливаемого помещения до минимально допустимой величины (с +18°C до +12°C) при полном отключении теплоснабжения для всего диапазона температур за отопительный период**

Температура наружного воздуха	Число часов стояния наружных температур за отопительный период, ч	Время снижения температуры воздуха внутри отапливаемого помещения до +12 °С при полном отключении теплоснабжения, ч
-26..-28	36	5,9
-22..-25,9	123	6,5
-18..-21,9	193	7,3
-12..-17,9	281	8,9
-8..-11,9	465	10,5
-4..-7,9	675	12,7
0..-3,9	1101	16,2
+4..-0,1	1240	22,4
+8..+3,9	902	36,7

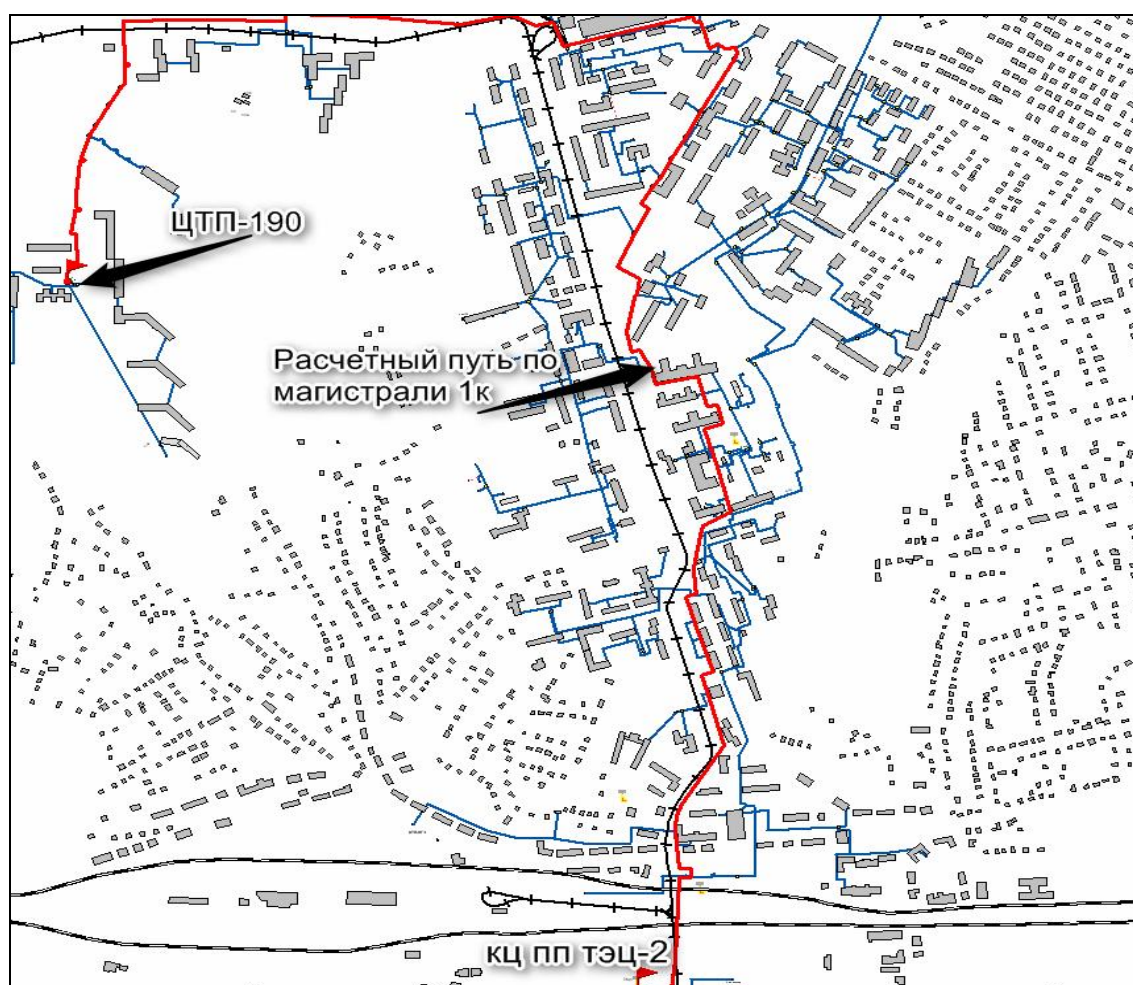
Расчеты живучести показали, что время восстановления теплоснабжения потребителей при отрицательных температурах для условий г. Смоленска не должно превышать 16 часов.

## Расчет вероятности безотказной работы (ВБР) тепловых сетей для каждой зоны теплоснабжения

Расчет ВБР зоны теплоснабжения котельного цеха ПП «Смоленская ТЭЦ-2».

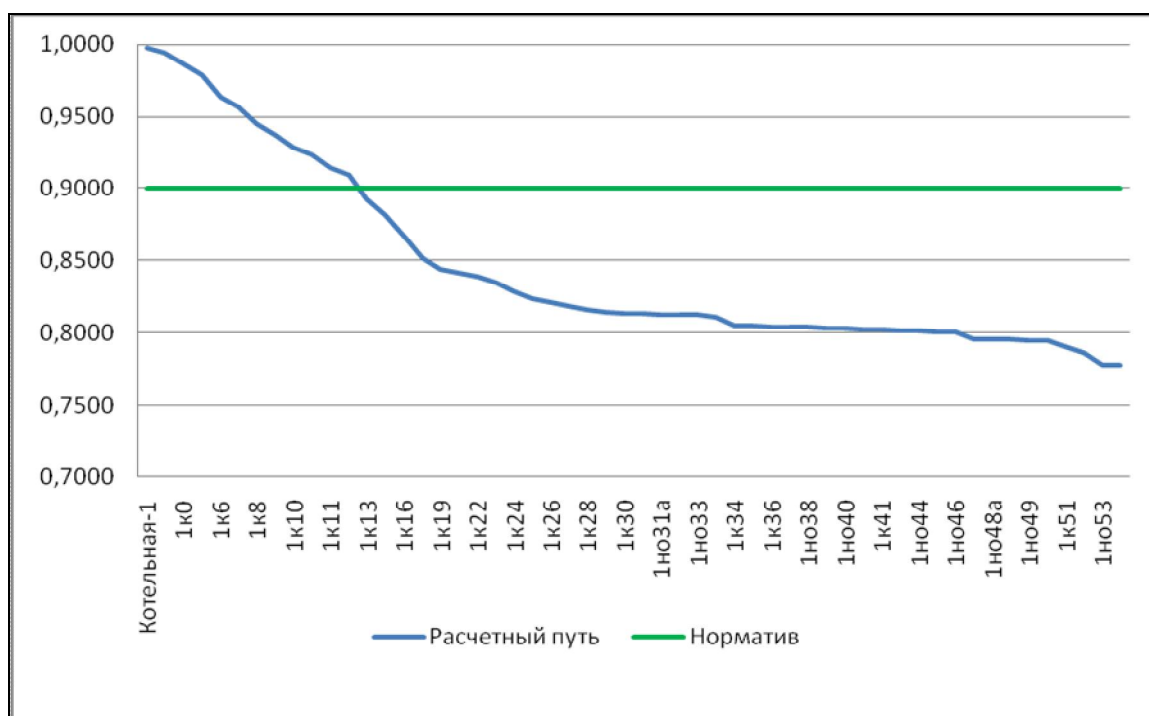
*Надежность существующего теплоснабжения*

Расчётный путь до конечных потребителей магистрали 1к приведен на рисунке Д.1.



**Рисунок Д.1- Трассировка расчётного пути вдоль главной магистрали 1к до конечных потребителей КЦ ПП ТЭЦ-2**

Результаты расчета вероятности безотказной работы участков теплосети КЦ ПП ТЭЦ-2 приведены в таблице Д.6 и на рисунке Д.2.



**Рисунок Д.2 – Результаты расчета показателя надежности магистрали 1к КЦ  
ПП ТЭЦ-2**

**Таблица Д.6 - Результаты расчета показателя надёжности магистрали 1к КЦ  
ПП ТЭЦ-2**

Название камеры	P	Название камеры	P	Название камеры	P
КЦ ПП ТЭЦ-2	0,9973	1к22	0,8387	1но38	0,8037
Измерительный пункт	0,9940	1к23	0,8346	1но39	0,8035
1к0	0,9861	1к24	0,8287	1но40	0,8034
1к5	0,9785	1к25	0,8236	1к40	0,8021
1к6	0,9640	1к26	0,8212	1к41	0,8020
1к7	0,9570	1к27	0,8189	1но43	0,8016
1к8	0,9449	1к28	0,8157	1но44	0,8013
1к9	0,9371	1к29	0,8146	1но45	0,8009
1к10	0,9284	1к30	0,8134	1но46	0,8008
1к10а	0,9233	1к31	0,8133	1но47	0,7959
1к11	0,9145	1но31а	0,8130	1но48а	0,7954
1к12	0,9089	1но32	0,8126	1к48	0,7952
1к13	0,8925	1но33	0,8123	1но49	0,7949
1к15	0,8810	1но33а	0,8108	1но50	0,7946
1к16	0,8667	1к34	0,8050	1к51	0,7907
1к18	0,8520	1к35	0,8047	1но52	0,7860



Название камеры	P	Название камеры	P	Название камеры	P
1к19	0,8438	1к36	0,8043	1но53	0,7779
1к21	0,8418	1но37	0,8041	ЦТП-190	0,7774

Выводы:

Результаты расчёта показали, что потребители, присоединенные после ТК 1к13, находятся в зоне ненадежного теплоснабжения (рисунок Д.8). В первую очередь, это связано с отсутствием резервирующих перемычек магистральной тепловой сети подземной прокладки, а также значительным сроком эксплуатации трубопроводов.

Технические решения, предлагаемые для повышения надёжности зоны КЦ ПП ТЭЦ-2, представлены в таблице Д.9 и на рисунке Д.9.

#### *Расчет ВБР зоны теплоснабжения Смоленской ТЭЦ-2*

Схема тепловых сетей от ТЭЦ-2 приведена на рисунке Д.3.

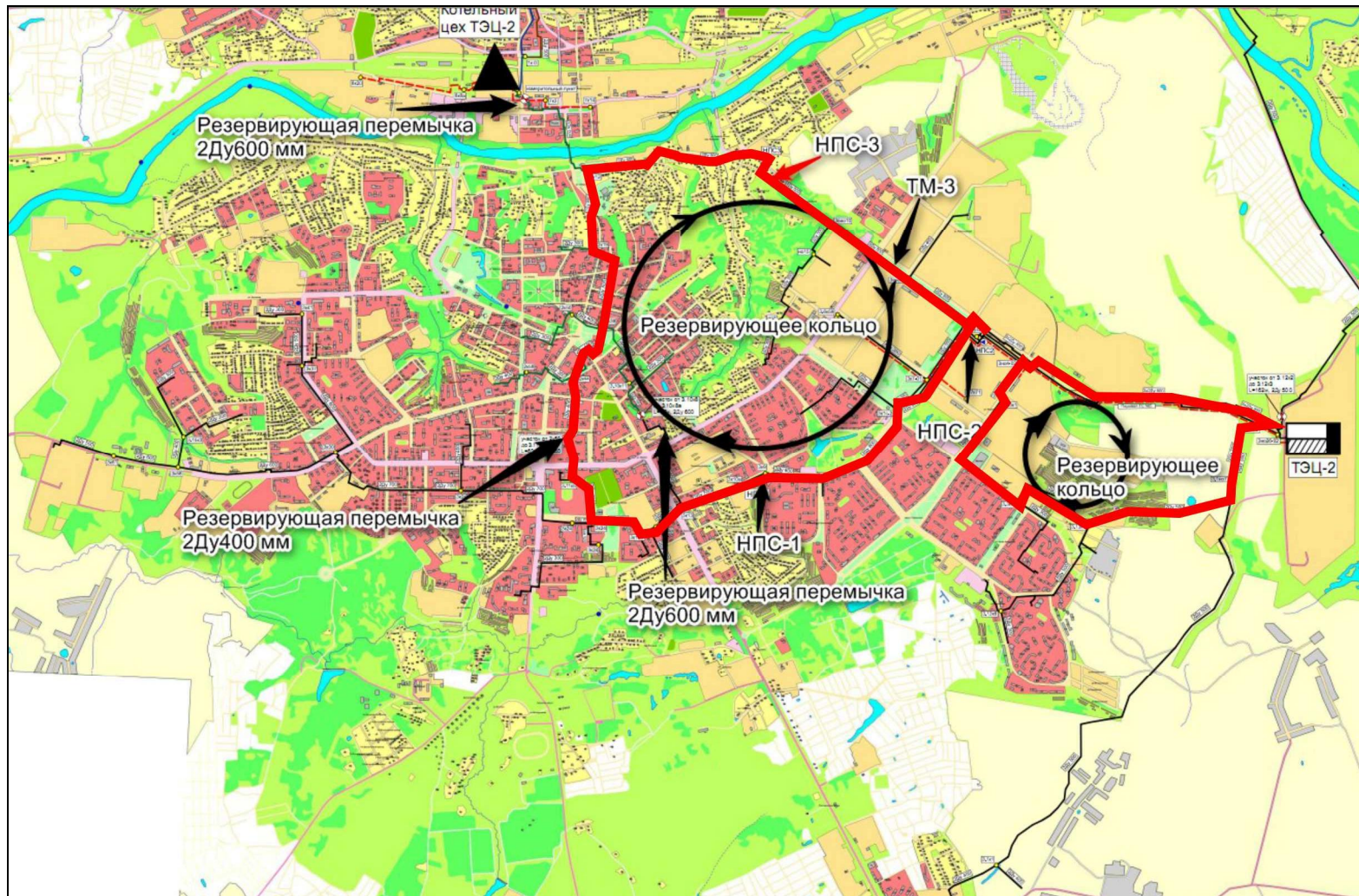


Рисунок Д.3 – Структура существующих сетей Смоленской ТЭЦ-2

Отпуск тепловой энергии по сетевой воде от ТЭЦ-2 осуществляется по ТМ № 3, разветвленной на три тепломагистрали ТМ № 1, ТМ № 2 и ТМ № 3.

На магистральной ветви ТМ № 1 2Ду 800 установлена насосная станция НПС-2 по подающей линии. Магистральная ветвь ТМ № 2 2Ду 600 объединяется с ТМ № 1 в магистраль 3к, диаметром 2Ду 800. На тепломагистрали 3к установлена насосная станция на обратном трубопроводе.

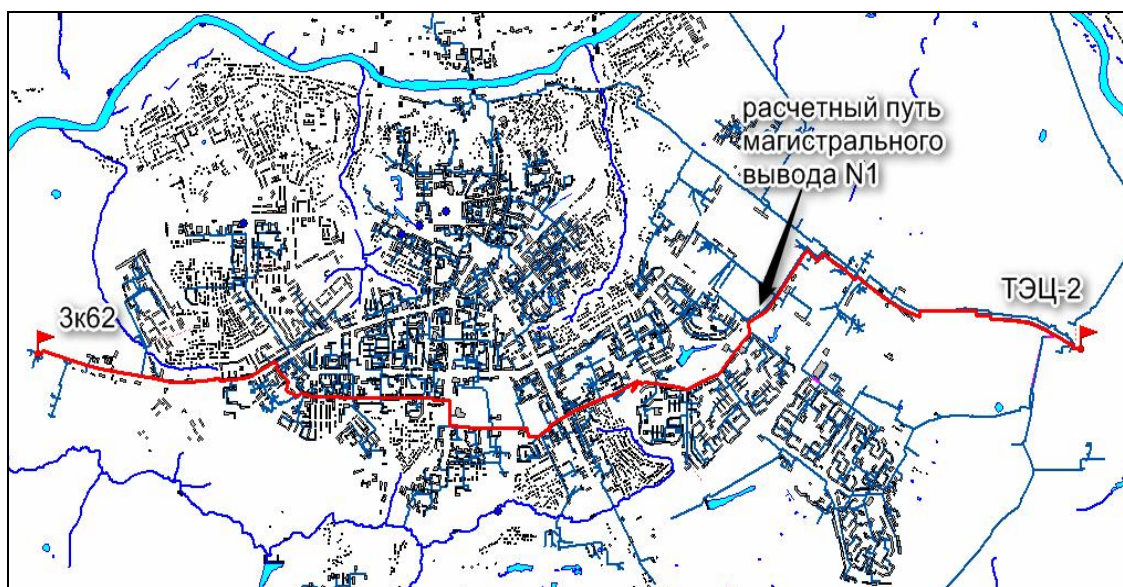
На магистральной ветви ТМ № 3 2Ду 800 установлена насосная станция НПС-3 на прямом и обратном трубопроводе. Данная ветвь переходит в магистральную тепловую сеть 2к, которая в свою очередь имеет резервирующую связь 2Ду 600 с зоной теплоснабжения котельного цеха ТЭЦ-2.

Тепломагистраль 2к 2Ду 600 обеспечивает тепловой энергией центральную часть города. Данная тепловая сеть имеет две основные резервирующие связи с магистралью 3к через распределительные сети 3.10 2Ду 600 и 3.11 2Ду 400.

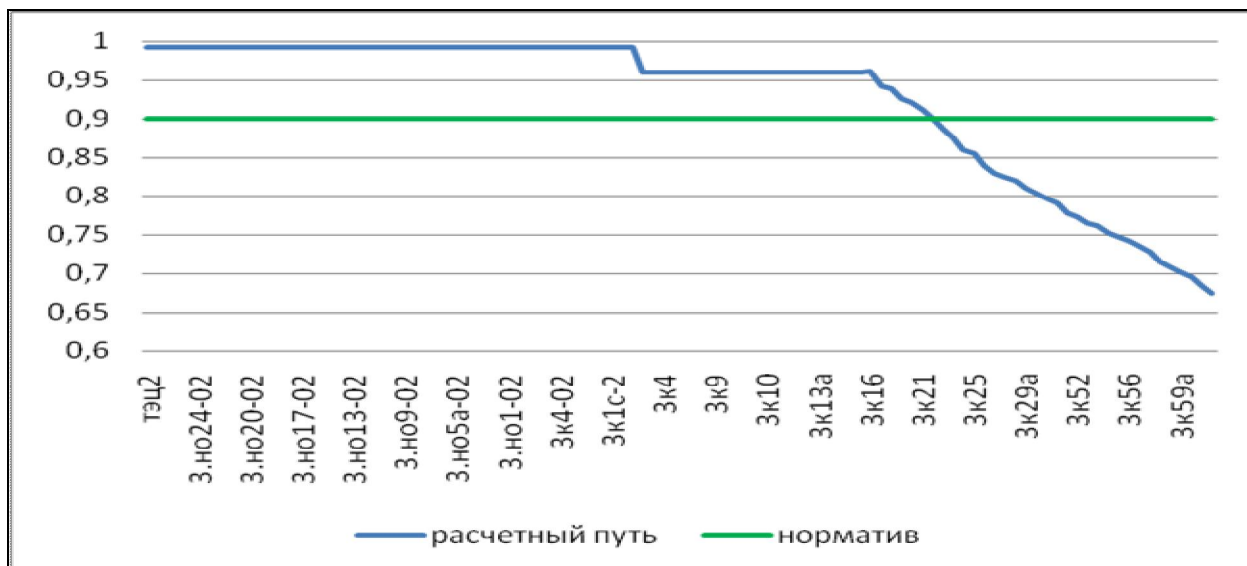
Данная структура тепловой сети образует резервирующее кольцо в центральной части города, что обеспечивает высокий показатель надёжности.

Также резервируются потребители в Промышленном районе по магистральной ветви ТМ № 2 через распределительные сети 3.3 и 3.13.

Расчет показателя надежности для потребителей зоны ТЭЦ-2 произведен с учетом выявленных резервирующих связей между магистралями и приведен на рисунках Д.4-Д.7 и в таблицах Д.7-Д.8.



**Рисунок Д.4 – Трассировка расчётного пути от ТЭЦ-2 до конечных потребителей магистрали N1,2 – РС 3к-3к62.**



**Рисунок Д.5 – Результаты расчета показателя надёжности магистрали N1,2 – РС 3к-3к62 ТЭЦ-2**

**Таблица Д.7 - Результаты расчета показателя надёжности магистрали N1,2 – РС 3к-3к62 ТЭЦ-2**

Название камеры	P	Название камеры	P	Название камеры	P	Название камеры	P
2к61	0,9300	3к11	0,9600	3.11к5	0,9608	3.но23-02	0,992
2к62	0,9400	3к12	0,9600	3.11к5а	0,9608	3.но22	0,992
2к66	0,9400	3к13	0,9600	3.11к6	0,9608	3.но21-02	0,992
3.8к85	0,9450	3к13	0,9600	3.11к67	0,9608	3.но20-02	0,992
3.8к85	0,9450	3к13	0,9608	3.11к59а	0,9600	3.но19-02	0,992
3.8к97	0,9344	3к13а	0,9600	3к32	0,7710	3.но19а-02	0,992
3.8к97	0,9344	3к13а	0,9600	3.9к1	0,9551	3.но19б-02	0,992
3.8к103	0,9300	3к14	0,9600	3.9к2	0,9509	3.но18-02	0,992
3.8к103	0,9300	3к14	0,9600	3.17к1	0,8500	3.но17-02	0,992
3.8к107	0,9284	3к14а	0,9600	3к33	0,7626	3.но17а-02	0,992
3.8к107	0,9284	3к14а	0,9600	3к34	0,7543	3.но16-02	0,992
3.8к107а	0,9259	3к14б	0,9600	3к35	0,7488	3.но15-02	0,992
3.8к107а	0,9259	3к14б	0,9600	3к36	0,7487	3.но14-02	0,992
3.8к113	0,9246	3к15	0,9600	3к36а	0,7448	3.но13-02	0,992
3.8к113	0,9246	3к15	0,9600	3к37	0,7414	3.но12-02	0,992
3.8к114	0,9195	3к16	0,9600	3к38	0,7376	3.но12а-02	0,992
3.8к114	0,9195	3к16	0,9600	3к39	0,7320	3.но11-02	0,992
3.8к118	0,9195	3к16	0,9608	3к40	0,7264	3.но9-02	0,992
3.8к118	0,9195	3к17	0,9389	3к41	0,7235	3.но8-02	0,992

Название камеры	Р	Название камеры	Р	Название камеры	Р	Название камеры	Р
3к30	0,7920	3к18	0,9351	3.6к52	0,9920	3.но7-02	0,992
3к51	0,7801	3к19	0,9219	3.15к3	0,7111	3.но6-02	0,992
3к52	0,7745	3к20	0,9182	3.15к4	0,7073	3.но5-02	0,992
3к53	0,7668	3к21	0,9071	3.15к5	0,7038	3.но5а-02	0,992
3к54	0,7642	3к22	0,8969	3.15к6	0,7019	3.но4-02	0,992
3к55	0,7543	3к22а	0,8839	3.10к6а	0,9608	3.но3-02	0,992
3к56	0,7445	3к23	0,8725	3.8к93	0,9402	3.но2-02	0,992
3к57	0,7368	3к24	0,8571	3.8к93	0,9402	3.но1-02	0,992
3к57а	0,7293	3к25	0,8519	3.7к63	0,9920	3.но1-02	0,992
3к58	0,7186	3к26	0,8352	3.10к5а	0,9608	3к1а-02	0,992
3к59	0,7124	3к27	0,8261	3.10к7а	0,9608	3к1-02	0,992
3к59а	0,7063	3к28а	0,8217	3к1с-2	0,9579	3к2-02	0,992
3к60	0,6995	3к28	0,8158	3к1с-2	0,9579	3к3-02	0,992
3к61	0,6887	3к29а	0,8059	3.8к83	0,9549	3к4-02	0,992
3к62	0,6858	3к29	0,7994	3.8к83	0,9549	3к5-02	0,992
3к2	0,9600	3к29б	0,7936	3к3а	0,9600	3к6-02	0,992
3к3	0,9600	3к31	0,7828	3к55а	0,7491	3к7-02	0,992
3к4	0,9600	3.10к1	0,9608	3к11	0,9600	3к8-02	0,992
3к5	0,9600	3.10к2	0,9608	3к11	0,9600	3к1с-2	0,992
3к6	0,9579	3.10к4	0,9608	тэц2	0,992	3к1с-1	0,992
3к7	0,9600	3.10к5	0,9608	3.но26-01	0,992	3к2	0,992
3к8	0,9600	3.10к7	0,9608	3.но26-01	0,992	3к3	0,96
3к9	0,9600	3.11к1	0,9608	3.но26-02	0,992	3к3а	0,96
3к9а	0,9600	3.11к2	0,9608	3.но25-02	0,992	3к4	0,96
3к10	0,9600	3.11к3	0,9608	3.но24-02	0,992		
3к10а	0,9600	3.11к4	0,9608	3но24-02	0,992		



Рисунок Д.6 - Трассировка расчётного пути от ТЭЦ-2 до конечных потребителей магистрали N3 – РС 2к-2к75а.

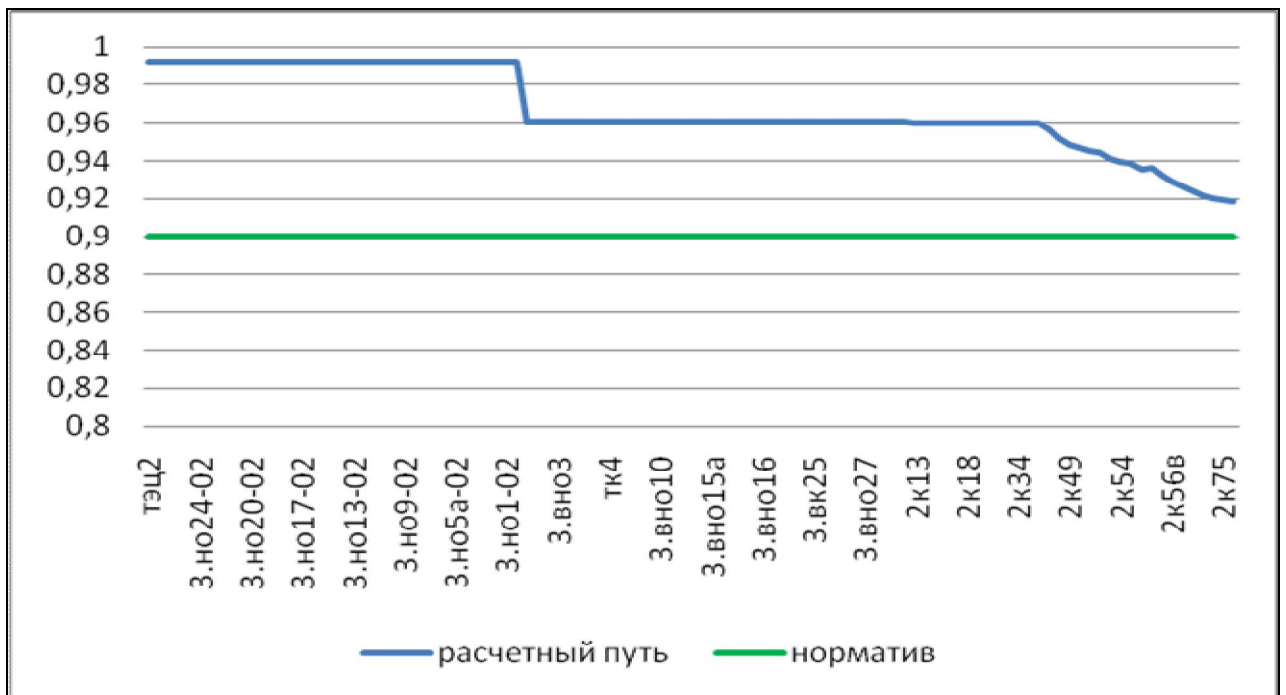


Рисунок Д.7 - Результаты расчета показателя надёжности магистрали N3 – РС 2к-2к75а ТЭЦ-2

**Таблица Д.8 - Результаты расчета показателя надёжности магистрали N3  
– РС 2к-2к75а ТЭЦ-2**

Название камеры	P	Название камеры	P	Название камеры	P	Название камеры	P
2к76	0,9185	2к80	0,9471	2к34а	0,9582	3.вно4	0,9608
2к75а	0,9189	2к23	0,9480	2к37	0,9590	3.вно5	0,9608
2к75	0,9197	2к83	0,9486	3.22к1	0,9590	3.вно6	0,9608
2к71	0,9198	2к49	0,9487	3.10к13а	0,9593	3.вно7	0,9608
2к74а	0,9199	2к79	0,9487	2к76а	0,9595	тк4	0,9608
2к74	0,9217	2к78а	0,9488	3.20к1	0,9596	3.вно8	0,9608
2к73	0,9244	2к81	0,9491	2к14	0,9600	3.вно9	0,9608
2к72	0,9268	3.20к5	0,9496	2к42а	0,9600	тк5	0,9608
2к58	0,9277	2к22	0,9497	3.10к13	0,9600	3.втк7	0,9608
2к30	0,9283	2к59б	0,9500	2к41	0,9600	3.вно10	0,9608
2к29	0,9285	3.10к12	0,9500	2к42	0,9600	3.вно11	0,9608
2к56в	0,9293	2к56б	0,9500	2к47	0,9600	3.вно12	0,9608
2к61	0,9300	2к84	0,9500	2к46	0,9600	3.вно13	0,9608
2к82	0,9300	3.10к8а	0,9500	2к45	0,9600	3.вно14	0,9608
2к28а	0,9304	2к59а	0,9500	2к44	0,9600	3.вно15а	0,9608
2к28	0,9317	2к78б	0,9506	2к43	0,9600	3.вк21	0,9608
2к56г	0,9320	2к81а	0,9514	2к37	0,9600	3.вк22а	0,9608
2к57	0,9320	3.20к4	0,9514	2к35	0,9600	РД НПС3	0,9608
2к27	0,9335	2к21	0,9515	2к34	0,9600	3.вно16	0,9608
2к56	0,9352	3.22к4	0,9516	2к34а	0,9600	3.вно17	0,9608
2к56а	0,9364	2к48	0,9517	2к33	0,9600	3.вно18	0,9608
2к26	0,9370	2к78	0,9520	2к32	0,9600	3.вно18а	0,9608
2к55	0,9385	2к85	0,9522	2к15	0,9600	3.вно19	0,9608
2к54	0,9397	3.22к3	0,9528	2к16	0,9600	3.вк25	0,9608
2к25	0,9400	2к77а	0,9530	2к19	0,9600	3.вк25а	0,9608
2к62	0,9400	3.20к3	0,9535	2к17	0,9600	3.вк26	0,9608
2к66	0,9400	2к77а	0,9539	2к18	0,9600	3.вно21	0,9608
2к68	0,9400	3.22к2	0,9540	3.11к59а	0,9600	3.вк27	0,9608
2к68а	0,9400	2к77	0,9547	3.10к9	0,9600	3.вно27	0,9608
2к53	0,9412	2к40	0,9560	3.10к11	0,9605	3.вк28	0,9608
2к79а	0,9421	2к38	0,9565	тк5	0,9608	3.вк29	0,9608
2к79в	0,9441	3.20к2а	0,9565	3.11к6	0,9608	3.вк30	0,9608

Название камеры	P	Название камеры	P	Название камеры	P	Название камеры	P
2к52	0,9445	2к20	0,9567	3.11к67	0,9608	2к12	0,9608
2к79б	0,9451	2к76а	0,9570	тк4	0,9608	2к13	0,9600
2к79г	0,9451	2к77	0,9572	3.вно1	0,9608		
2к51	0,9455	2к39	0,9577	3.вно2	0,9608		
2к24	0,9456	3.20к2	0,9581	3.4к15	0,9608		
2к50	0,9467	2к19	0,9582	3.вно3	0,9608		

#### Выводы:

Результаты расчётов показали, что потребители, присоединенные после ТК 3к22, находятся в зоне ненадежного теплоснабжения (рисунок 3.8). В первую очередь это связано с отсутствием резервирования «тупикового» участка тепломагистрали.

Технические решения, предлагаемые для повышения надежности зоны ТЭЦ-2, представлены в таблице Д.9 и на рисунке Д.9.



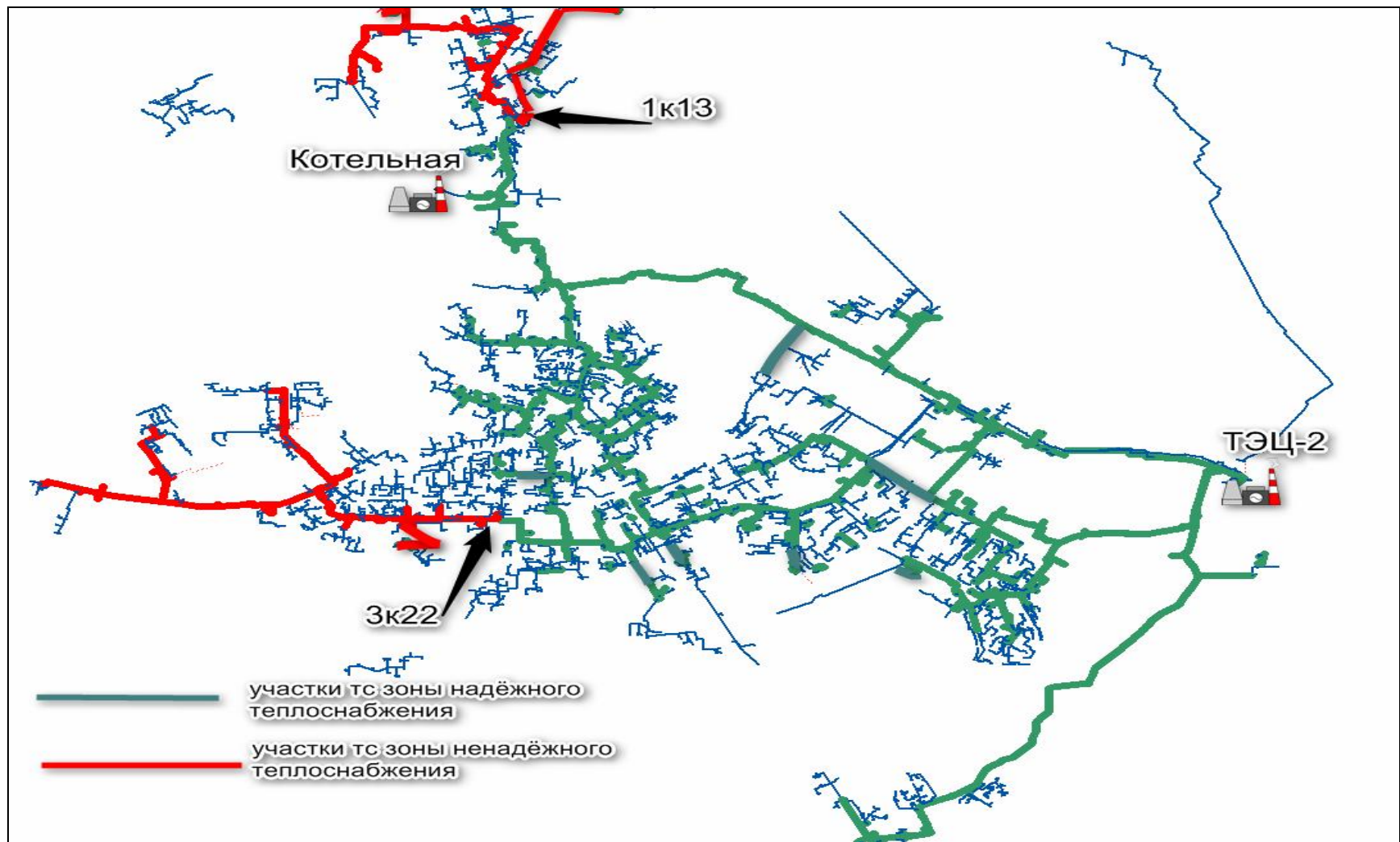
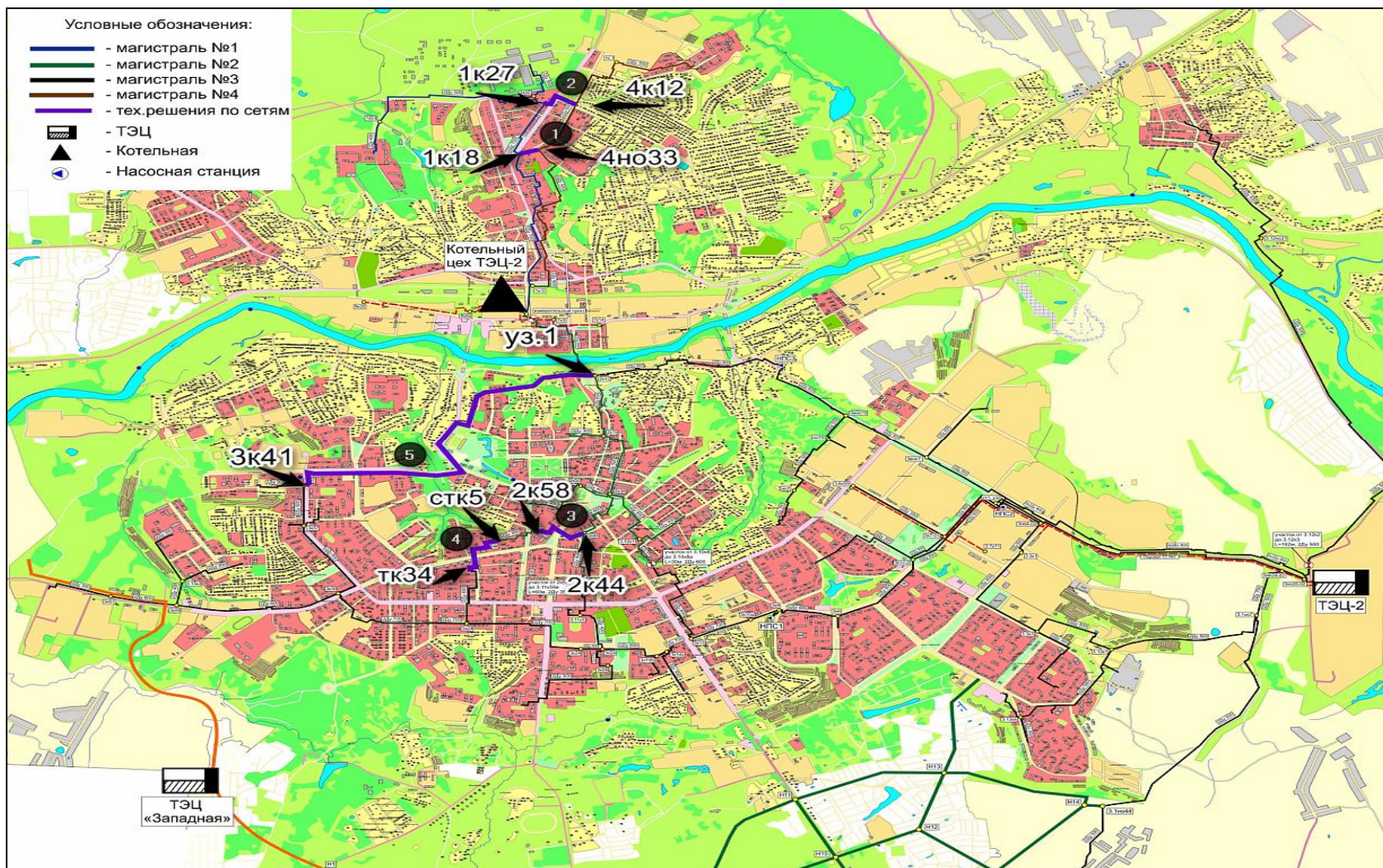


Рисунок Д.8 - Зоны ненадёжного теплоснабжения централизованных источников

**Таблица Д.9 - Технические решения для повышения надежности источников централизованного теплоснабжения.**

№ на схеме	Наименование мероприятия	Источник	Цели реализации
1	Строительство резервной перемычки между камерами 1к18-4но33 2Ду 500 протяженностью 0,2 км	КЦ ПП ТЭЦ-2	
2	Строительство резервной перемычки между камерами 1к27-4к12 2Ду 500 протяженностью 0,3 км	КЦ ПП ТЭЦ-2	
3	Реконструкция участка тепловой сети между камерами 2к44-2к58 с 2Ду 300 на 2Ду 400 протяженностью 0,4 км	ТЭЦ-2	
4	Реконструкция участка тепловой сети между камерами стк 5-ТК 34 с 2Ду 200-2Ду 250 на 2Ду 400 протяженностью 0,52 км	ТЭЦ-2	
5	Строительство участка тепловой сети от уз.1-3к41 2Ду 500 протяженностью 3,3 км	ТЭЦ-2	



**Рисунок Д.9 - Технические решения для повышения надежности источников централизованного теплоснабжения**