

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

153002, г. Иваново, ул. Шестернина, д. 3, Тел/факс: (4932) 37-22-02

ИНН 3731028511, КПП 370201001, ОГРН 1033700079951

ОКПО 44753410, ОКОНХ 71100

e-mail: [office@ivenser.com](mailto:office@ivenser.com)

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



**Утверждаемая  
часть**

**УТВЕРЖДАЮ**  
Глава Администрации  
ГО «Город Кирово-Чепецк»

\_\_\_\_\_ М.А. Шинкарев

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2015 г.

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



**Утверждаемая  
часть**

**«УТВЕРЖДАЮ»**

Технический директор –  
Главный инженер ОАО «Кировская  
теплоснабжающая компания»

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

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

## **Утверждаемая часть схемы теплоснабжения**

ЗАО «Ивэнергосервис»  
Генеральный директор

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

## Содержание

Введение.....	7
В.1. Общие вопросы проектирования схем теплоснабжения городов .....	7
В.2. Общая характеристика ГО «Город Кирово-Чепецк» .....	9
Раздел 1. Показатели перспективного спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель в установленных границах ГО «Город Кирово-Чепецк» .....	10
1.1. Существующая застройка в г. Кирово-Чепецке на 2013 г. ....	10
1.2. Прогнозы прироста строительных фондов на каждом этапе, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий.....	12
1.3. Перспективный прирост объем тепловых нагрузок за счет нового строительства .....	27
1.4. Прогноз приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя за счет нового строительства с разделением по видам теплопотребления.....	40
Раздел 2. Перспективные балансы располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей.....	49
2.1. Существующие источники централизованного теплоснабжения в г. Кирово-Чепецке.....	49
2.2. Перспективные тепловые нагрузки существующих источников теплоснабжения г. Кирово-Чепецка .....	51
2.3. Перспективные балансы источников тепловой мощности г. Кирово-Чепецка .....	53
2.3.1. Перспективные балансы Кировской ТЭЦ-3.....	53
2.3.1. Перспективные балансы котельной микрорайона Каринторф БМК-8,0 .....	58
2.4. Значения существующей и перспективной тепловой нагрузки потребителей, устанавливаемые по договорам теплоснабжения, договорам на поддержание резервной тепловой мощности, долгосрочным договорам теплоснабжения, в соответствии с которыми цена определяется по соглашению сторон, и по долгосрочным договорам, в отношении которых установлен долгосрочный тариф .....	63
2.5. Расчет эффективного радиуса теплоснабжения источников тепловой энергии г. Кирово-Чепецка .....	64
2.5.1. Расчет эффективного радиуса теплоснабжения от Кировской ТЭЦ-3 .....	64
2.5.2. Расчёт эффективного радиуса теплоснабжения от котельной микрорайона Каринторф .....	66
2.6. Описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии.....	68
Раздел 3. Перспективные балансы теплоносителя .....	70
3.1. Перспективные нормативные потери теплоносителя в тепловых сетях г. Кирово-Чепецка .....	70
3.2. Сравнительный анализ нормативных и фактических потерь теплоносителя в тепловых сетях г. Кирово-Чепецка за последний отчетный период.....	74
3.3. Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей от Кировской ТЭЦ-3 .....	76
3.4. Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей от котельной микрорайона Каринторф .....	79
Раздел 4. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источника тепловой энергии .....	86
4.1. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источника тепловой энергии – Кировской ТЭЦ-3.....	86

4.2. Предложения по покрытию перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью .....	97
Раздел 5. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей.....	99
5.1. Оценка текущего состояния сетей г. Кирово-Чепецка.....	99
5.2. Предложения по строительству и перекладке тепловых сетей для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей.....	101
5.3. Предложения по строительству тепловых сетей для подключения перспективной тепловой нагрузки потребителей.....	125
5.4. Предложения по строительству и реконструкции магистральных трубопроводов для увеличения пропускной способности тепловой сети и подключения перспективной тепловой нагрузки потребителей.....	129
5.5. Предложения по перекладке тепловых сетей с превышенным сроком эксплуатации ...	134
5.5.1. Предложения по перекладке тепловых сетей с превышенным сроком эксплуатации от Кировской ТЭЦ-3.....	134
5.5.2. Предложения по перекладке тепловых сетей с превышенным сроком эксплуатации от котельной микрорайона Каринторф .....	137
5.6. Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов) .....	139
5.7. Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надёжности теплоснабжения .....	139
5.8. Строительство и реконструкция насосных станций .....	139
5.9. Обоснование мероприятий по переводу потребителей горячего водоснабжения с открытой схемы на закрытую схему ГВС .....	140
Раздел 6. Перспективные топливные балансы .....	145
6.1. Расчет перспективных технико-экономических показателей работы Кировской ТЭЦ-3 .....	145
6.2. Анализ результатов расчета технико-экономических показателей работы источников тепловой мощности г. Кирово-Чепецка.....	159
6.2.1. Анализ результатов расчета технико-экономических показателей по Кировской ТЭЦ-3 .....	159
6.2.2. Анализ результатов расчета технико-экономических показателей по котельной микрорайона Каринторф.....	176
6.3. Определение перспективных режимов загрузки оборудования Кировской ТЭЦ-3 по присоединенной тепловой нагрузке .....	180
6.4. Определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива на источниках тепловой мощности г. Кирово-Чепецка на период 2014 – 2033 годы.....	186
6.4.1. Определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива на Кировской ТЭЦ-3 на период 2014 – 2033 годы .....	186
6.4.2. Определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива на котельной микрорайона Каринторф на период 2014 – 2033 гг. ....	194
6.5. Расчет перспективных запасов аварийного и резервного топлива Кировской ТЭЦ-3....	197
6.6. Перспективные максимальные часовые расходы основного топлива на источниках тепловой мощности г. Кирово-Чепецка на период 2014 – 2033 гг. ....	201
6.6.1. Перспективные максимальные часовые расходы основного топлива на Кировской ТЭЦ-3 на период 2014 – 2033 гг.....	201

6.6.2. Перспективные максимальные часовые расходы основного топлива на котельной микрорайона Каринторф на период 2014 – 2033 гг. ....	205
6.7. Расчет максимальной выработки электрической энергии на базе прироста теплового потребления.....	208
6.8. Расчет суммарного потребления условного топлива на Кировской ТЭЦ-3, котельной мкр. Каринторф и на индивидуальных источниках теплоснабжения г. Кирово-Чепецка на период 2014 – 2033 гг. ....	212
6.9. Выводы по разделу 6 .....	215
Раздел 7. Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение ...	218
7.1. Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение индивидуальных источников теплоснабжения для подключения перспективных тепловых нагрузок.....	218
7.2. Обоснование инвестиций в основные мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них.....	221
7.3. Обоснование инвестиций в основные мероприятия по реконструкции источника теплоснабжения, Кировской ТЭЦ-3, в целях обеспечения перспективных нагрузок потребителей и надежности теплоснабжения .....	229
7.4. Обобщенный расчет ценовых последствий мероприятий по модернизации источников тепловой энергии и систем теплоснабжения ГО «Город Кирово-Чепецк» в целях повышения качества и надежности теплоснабжения .....	232
7.5. Выводы по разделу «Обобщенный расчет ценовых последствий».....	251
7.6. Рекомендации по использованию источников финансирования .....	255
Раздел 8. Решение об определении единой теплоснабжающей организации (организаций).....	266
8.1. Расположение источников теплоснабжения в г. Кирово-Чепецке .....	268
8.2. Зона действия источника тепловой мощности с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии Кировской ТЭЦ-3.....	272
8.3. Реестр зон деятельности для выбора единых теплоснабжающих организаций (ЕТО), определённых в каждой существующей изолированной зоне действия в системе теплоснабжения .....	272
8.4. Решение об определении единой теплоснабжающей организации (организаций).....	274
Раздел 9. Решения о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии.....	277
Раздел 10. Решения по бесхозным тепловым сетям .....	278
Список использованных источников.....	279

## **Введение**

### **В.1. Общие вопросы проектирования схем теплоснабжения городов**

Проектирование систем теплоснабжения городов представляет собой комплексную проблему, 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, определённой генеральным планом на период до 2033 года.

Рассмотрение проблемы начинается на стадии разработки генеральных планов в самом общем виде совместно с другими вопросами городской инфраструктуры, и такие решения носят предварительный характер. Дается обоснование необходимости сооружения новых или расширения существующих источников теплоснабжения для покрытия имеющегося дефицита мощности и возрастающих тепловых нагрузок на расчётный срок. При этом рассмотрение вопросов выбора основного оборудования для котельных, а также трасс тепловых сетей от них производится только после технико-экономического обоснования принимаемых решений.

В качестве основного предпроектного документа по развитию теплового хозяйства города принята практика составления перспективных схем теплоснабжения городов.

Схемы разрабатываются на основе анализа фактических тепловых нагрузок потребителей с учётом перспективного развития на двадцать лет, структуры топливного баланса региона, оценки состояния существующих источников тепла и тепловых сетей и возможности их дальнейшего использования, рассмотрения вопросов надёжности, экономичности.

Обоснование решений (рекомендаций) при разработке схемы теплоснабжения осуществляется на основе технико-экономического сопоставления вариантов развития системы теплоснабжения в целом и отдельных ее частей (локальных зон теплоснабжения) путем оценки их сравнительной эффективности по критерию минимума суммарных дисконтированных затрат.

С повышением степени централизации, как правило, повышается экономичность выработки тепла, снижаются начальные затраты и расходы по эксплуатации источников теплоснабжения, но одновременно увеличиваются начальные затраты на сооружение тепловых сетей и эксплуатационные расходы на транспорт тепла.

Централизация теплоснабжения всегда экономически выгодна при плотной застройке в пределах данного района. При централизации теплоснабжения только от котельных не осуществляется комбинированная выработка электрической энергии на базе теплового потребления (т.е. не реализуется принцип теплофикации), поэтому суммарный расход топлива на удовлетворение теплового потребления больше, чем при теплофикации.

Основой для разработки и реализации схемы теплоснабжения г. Кирово-Чепецка до 2033 года является Федеральный закон от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении» (Статья 23. Организация развития систем теплоснабжения поселений, городских округов),

регулирующий всю систему взаимоотношений в теплоснабжении и направленный на обеспечение устойчивого и надёжного снабжения тепловой энергией потребителей.

При проведении разработки использовались Федеральный закон от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении»; Федеральный Закон Российской Федерации от 23.11.2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»; Постановление Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»; Методические рекомендации по разработке схем теплоснабжения. Утв. Приказом № 565/667 Минэнерго и Минрегион России 29.12.2012 г. РД-10-ВЭП «Методические основы разработки схем теплоснабжения поселений и промышленных узлов РФ», введённый с 22.05.2006 года взамен аннулированного Эталона «Схем теплоснабжения городов и промузлов», 1992 г., а так же результаты проведенных ранее на объекте энергетических обследований, режимно-наладочных работ, регламентных испытаний, разработки энергетических характеристик, данные отраслевой статистической отчетности.

Технической базой разработки являются:

- генеральный план развития г. Кирово-Чепецка;
- проектная и исполнительная документация по источникам тепловой энергии, тепловым сетям (ТС), насосным станциям, тепловым пунктам;
- эксплуатационная документация (расчетные температурные графики, гидравлические режимы, данные по присоединенным тепловым нагрузкам, их видам и т.п.);
- материалы проведения периодических испытаний ТС по определению тепловых потерь и гидравлических характеристик;
- конструктивные данные по видам прокладки и типам применяемых теплоизоляционных конструкций, сроки эксплуатации тепловых сетей;
- материалы по разработке энергетических характеристик систем транспорта тепловой энергии;
- нормативно-техническая документация по топливоиспользованию;
- данные технологического и коммерческого учета потребления топлива, отпуска и потребления тепловой энергии, теплоносителя, электроэнергии, измерений (журналов наблюдений, электронных архивов) по приборам контроля режимов отпуска и потребления топлива, тепловой, электрической энергии и воды (расход, давление, температура);
- 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, по потерям ТЭР и т.д.);
- статистическая отчетность организации о выработке и отпуске тепловой энергии и использовании ТЭР в натуральном и стоимостном выражении;
- сведения по проводимым ремонтным и реконструктивным работам.

## **В.2. Общая характеристика МО «Город Кирово-Чепецк»**

### **В.2.1. Климат**

Климат умеренно-континентальный с умеренно-теплым летом и холодной снежной зимой. В соответствии со СНиП 23.01-99 «Строительная климатология» территория города Кирово-Чепецка относится к району – I В климатического районирования. Из-за близости к Северному Ледовитому океану и отсутствия барьеров для проникновения полярных воздушных масс возможны вторжения холодного воздуха, порождающие сильные морозы зимой и резкие похолодания летом. Из-за большого количества промышленных предприятий и жилых строений температура в городе в среднем на 1 - 3 °С выше окрестностей.

Расположен в географическом центре Кировской области, в долине реки Вятки, в среднем ее течении, в месте впадения ее левого притока Чепца на северо-востоке Европейской части России, на Русской равнине, в зоне таежных лесов, в поясе полесий и ополей.

Самый холодный месяц – январь со среднемесячной температурой -13,5...-15 °С, а самый тёплый – июль со среднемесячной температурой +18 °С. Среднегодовая температура равна +2,4 °С.

Абсолютный минимум температуры наблюдался в декабре и составил -47,5 °С, абсолютный максимум температуры наблюдался в июне и достигал +39 °С. Почти ежегодно температура воздуха может опускаться до -33 °С зимой и подниматься до +33 °С летом. Расчётные температуры для проектирования отопления и вентиляции соответственно равны -33 °С и -5,4 °С. Продолжительность отопительного периода составляет 231 сут.

# **Раздел 1. Показатели перспективного спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель в установленных границах ГО «Город Кирово-Чепецк»**

## **1.1. Существующая застройка в г. Кирово-Чепецке на 2013 г.**

### **1.1.1. Административное деление и население**

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

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

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

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

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

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

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

Б – номер ГО «город Кирово-Чепецк» в Кировской области (42);

В – номер кадастровой зоны (административного района);

В1 – номер кадастрового квартала;

Кадастровые зоны и кварталы покрывают территорию города без разрывов и перекрытий. Сетка кадастрового деления города загружена отдельным слоем в Электронную модель системы теплоснабжения ГО «город Кирово-Чепецк».

Объем перспективной застройки ГО «город Кирово-Чепецк» на расчётный период с 2014 по 2033 г. определялся по данным Генерального плана и по данным Управления архитектуры и градостроительства администрации г. Кирово-Чепецк.

На период до 2018 г. включительно данные по вводу перспективной застройки города представлены более детально, на дальнейшую перспективу предусматривается мониторинг и актуализация «Схемы теплоснабжения».

Перспективная численность населения г. Кирово-Чепецк определялась по данным Генерального плана и на основании анализа изменения численности населения за последние годы.

Ретроспективные данные по динамике численности населения г. Кирово-Чепецк приведены на рис. 2.1.

В последние годы численность населения г. Кирово-Чепецк имеет тенденцию к снижению за счет отрицательной миграции. Генеральным планом развития г. Кирово-Чепецк предусмотрены меры по улучшению инвестиционного климата, оздоровлению экономической ситуации и повышению качества жизни в городе, что позволит существенно снизить отток населения. К концу расчетного периода численность населения города составит не менее 70 и не более 80 тыс. человек.

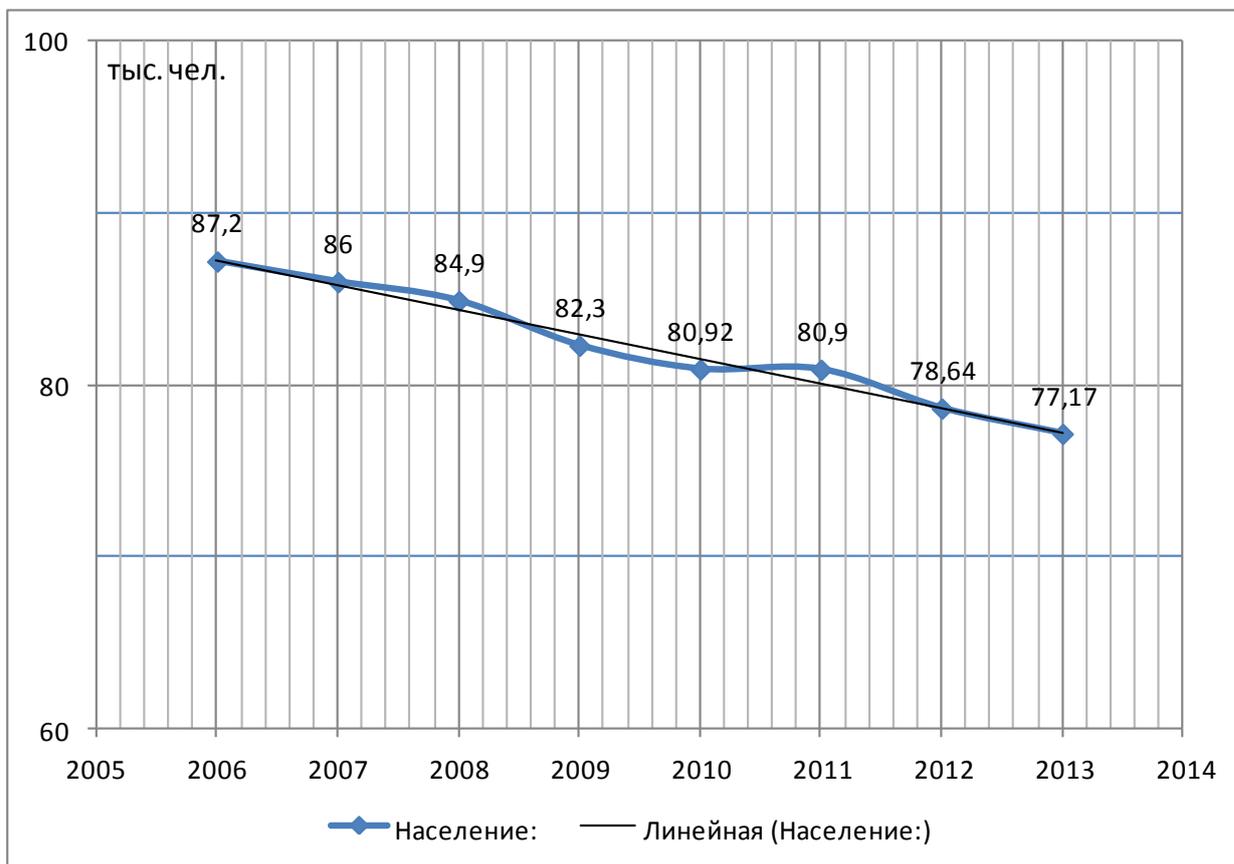


Рис. 2.1. Динамика численности населения г. Кирово-Чепецк

## 1.2. Прогнозы прироста строительных фондов на каждом этапе, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий

### 1.2.1. Общие положения

Объем перспективной застройки ГО «Город Кирово-Чепецк» на расчётный период с 2014 по 2033 гг. определялся по данным Генерального плана и по данным Управления архитектуры и градостроительства администрации г. Кирово-Чепецк.

• в период с 2014 по 2018 гг. - по реестрам территорий комплексного освоения в целях многоэтажного жилищного строительства с указанием площади застраиваемой территории и площади жилых строений, а также по реестрам строящихся и планируемых к строительству отдельных зданий:

- многоэтажных и индивидуальных жилых домов;
- общественно-деловых зданий;
- объектов здравоохранения: больниц, поликлиник и т.д.;
- общеобразовательных школ;
- детских дошкольных учреждений.

• в период с 2019 по 2033 гг. по схемам территориального развития города с указанием площади застраиваемой территории, типа застройки, плотности населения территории жилого района.

На период до 2018 г. включительно данные по вводу перспективной застройки города представлены более детально, на дальнейшую перспективу предусматривается мониторинг и актуализация «Схемы теплоснабжения».

Подробные данные по перспективной застройке г. Кирово-Чепецка по кадастровым кварталам на период с 2014 по 2033 гг. приведены в Приложении 1 и 3.

Ретроспективные данные по вводу в эксплуатацию жилых зданий и общей площади жилого фонда представлены в табл. 1.2.1.

Таблица 1.2.1

№ п/п	Показатель	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
1	Площадь введённых в эксплуатацию многоэтажных жилых домов, тыс. м <sup>2</sup>	6,60	7,10	7,25	7,35
2	Площадь введённых в эксплуатацию индивидуальных жилых домов, тыс. м <sup>2</sup>	1,05	1,10	1,12	1,18
3	Всего введено, тыс. м <sup>2</sup>	7,65	8,20	8,37	8,53
4	Общая площадь жилищного фонда, тыс. м <sup>2</sup>	1 555,75	1 563,95	1 572,32	1 588,50
5	Численность населения, тыс. чел.	80,92	80,9	78,64	77,17
6	Средняя обеспеченность населения жильем, м <sup>2</sup> /чел.	19,2	19,3	20,0	20,6

### **1.2.2. Прогноз перспективной застройки на период с 2014 по 2018 гг.**

На период с 2014 по 2018 гг. Управлением архитектуры и градостроительства администрации г. Кирово-Чепецк были предоставлены сведения по планируемому вводу жилых и общественных площадей, а также по типу и этажности застройки на прогнозируемых и действующих площадках строительства.

В случае отсутствия точных данных по отдельным площадкам строительства расчёт площади вводимых жилых и общественных зданий осуществлялся по нормативным показателям плотности застройки территориальных зон на основании данных СП 42.13330.2011 и экспертной оценки (сравнения площадей жилых и общественных зданий с аналогичными строящимися).

Обобщённые данные перспективной жилой, общественной и производственной застройки г. Кирово-Чепецк за первую пятилетку приведены в таблицах 1.2.2 – 1.2.4. Прогнозируемый прирост жилых, общественных и производственных площадей в г. Кирово-Чепецк за первую пятилетку приведён на рис. 1.2.2.

Таблица 1.2.2

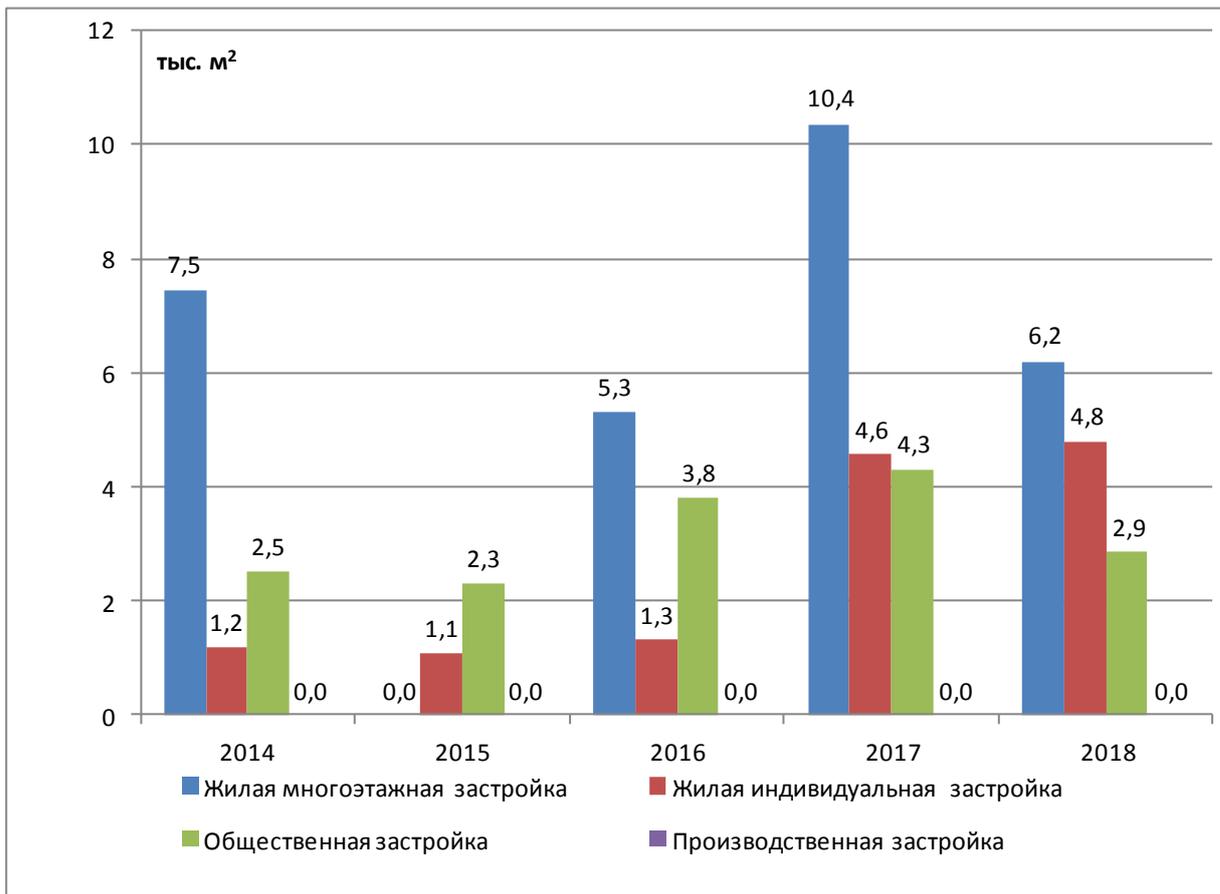
№ п/п	Наименование района	Площадь перспективной жилой застройки по годам, м <sup>2</sup>											
		2014 г.		2015 г.		2016 г.		2017 г.		2018 г.		2014 – 2018 гг.	
		Много-этажное строит-во	Индивидуальное строит-во	Много-этажное строит-во	Индивидуальное строит-во	Много-этажное строит-во	Индивидуальное строит-во	Много-этажное строит-во	Индивидуальное строит-во	Много-этажное строит-во	Индивидуальное строит-во	Много-этажное строит-во	Индивидуальное строит-во
1	МО «Город Кирово-Чепецк»	7450	1200	0	1080	5300	1320	10360	4560	6200	4800	29310	12960
<b>Итого</b>		<b>7450</b>	<b>1200</b>	<b>0</b>	<b>1080</b>	<b>5300</b>	<b>1320</b>	<b>10360</b>	<b>4560</b>	<b>6200</b>	<b>4800</b>	<b>29310</b>	<b>12960</b>

Таблица 1.2.3

№ п/п	Наименование района	Площадь перспективной общественно-деловой застройки по годам, м <sup>2</sup>					
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2014 – 2018 г.
1	МО «Город Кирово-Чепецк»	2510	2300	3800	4307	2850	15767
<b>Итого</b>		<b>2510</b>	<b>2300</b>	<b>3800</b>	<b>4307</b>	<b>2850</b>	<b>15767</b>

Таблица 1.2.4

№ п/п	Наименование района	Площадь перспективной производственной застройки по годам, м <sup>2</sup>					
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2014 – 2018 гг.
1	МО «Город Кирово-Чепецк»	0	0	0	0	0	0
<b>Итого</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>



**Рис. 1.2.1. Прогнозируемый ввод жилых, общественных и производственных зданий в период с 2014 по 2018 гг.**

Анализ табл.1.2.2 – 1.2.4 и рис. 1.2.1 показывает, что среднегодовой прирост многоэтажного жилого фонда в г. Кирово-Чепецк за первую пятилетку расчетного периода (2014 – 2028 гг.) составит 29,3 тыс. м<sup>2</sup> в год, индивидуального жилого фонда – 12,96 тыс. м<sup>2</sup>, общественно-делового фонда – 15,8 тыс. м<sup>2</sup>, прирост производственного фонда не планируется. Среднегодовой прирост жилого (многоэтажного и индивидуального) фонда в г. Кирово-Чепецк за первую пятилетку составит 0,5 %.

Процентное соотношение разных типов перспективной застройки представлено на рис. 1.2.2.

Многоквартирное жилищное строительство предполагается в кадастровых кварталах 43:42:000051, 43:42:000052, 43:42:000053 и 43:42:000063 в южной и юго-восточной частях города, индивидуальное коттеджное строительство планируется в районах Утробино и Северюхи.

В комплексе с жилищным строительством предполагается развитие общественной застройки, которая включает в себя учреждения обслуживания различных направлений: как торговой и деловой, так и социальной направленности. В первую пятилетку расчетного периода предусматривается ввод в эксплуатацию новых общеобразовательных учреждений.



**Рис. 1.2.2. Структура прогнозируемого ввода жилых, общественно-деловых и производственных зданий в период с 2014 по 2018 гг.**

### 1.2.3. Прогноз перспективной застройки на период с 2019 по 2023 гг.

В период с 2019 по 2023 гг. ввиду отсутствия точных данных по вводу жилых и общественно-деловых зданий перспективная застройка определялась на основании данных СП 42.13330.2011 и экспертно по данным, представленным Управлением архитектуры и градостроительства администрации г. Кирово-Чепецк:

- застраиваемой площади жилой территории;
- типу застройки.

Обобщённые данные перспективной застройки в г. Кирово-Чепецк за вторую пятилетку приведены в таблице 1.2.5 и на рис. 1.2.3.

Таблица 1.2.5

№ п/п	Наименование района	Площадь перспективной застройки, м <sup>2</sup>			
		Жилая многоэтажная	Жилая индивидуальная	Общественно-деловая	Производственная
1	г/о г. Кирово-Чепецк	33 190	12 360	13 380	0
Итого		33 190	12 360	13 380	0

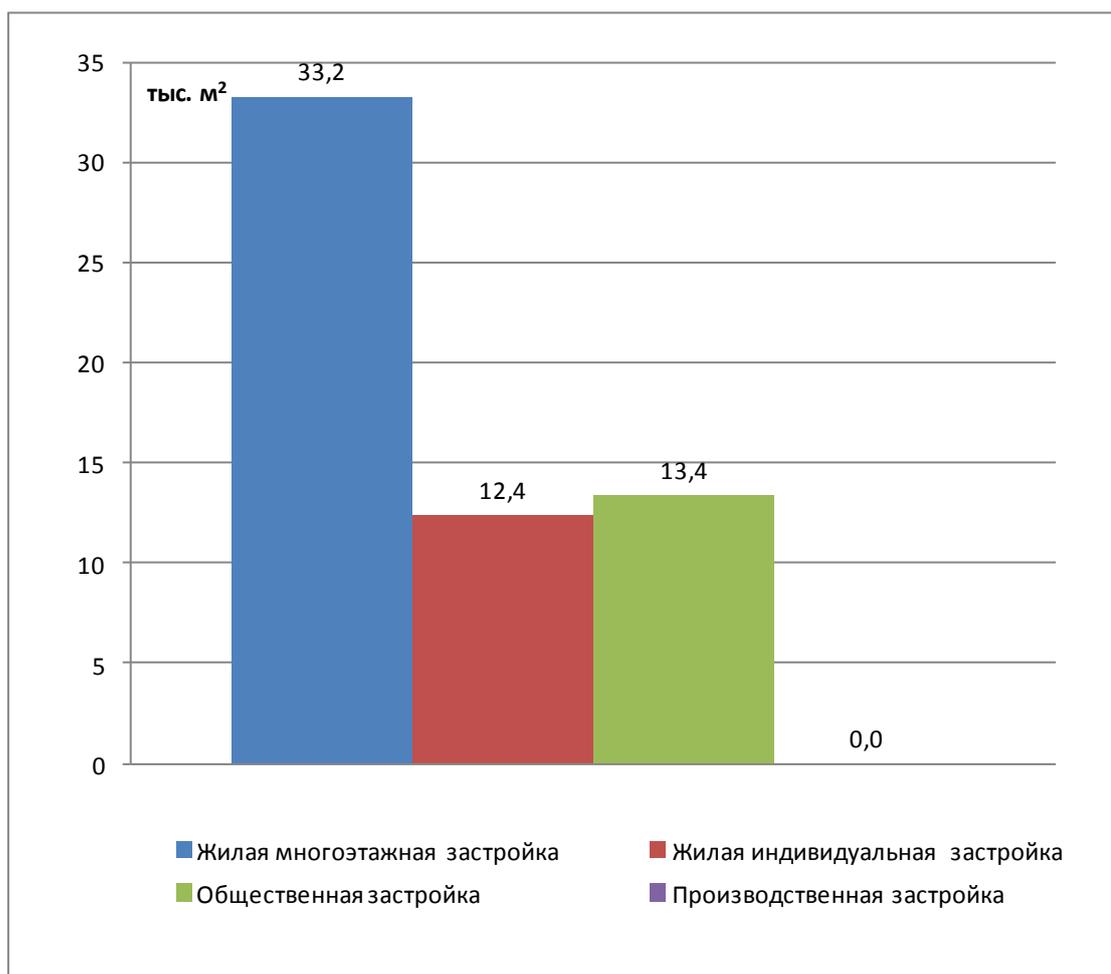
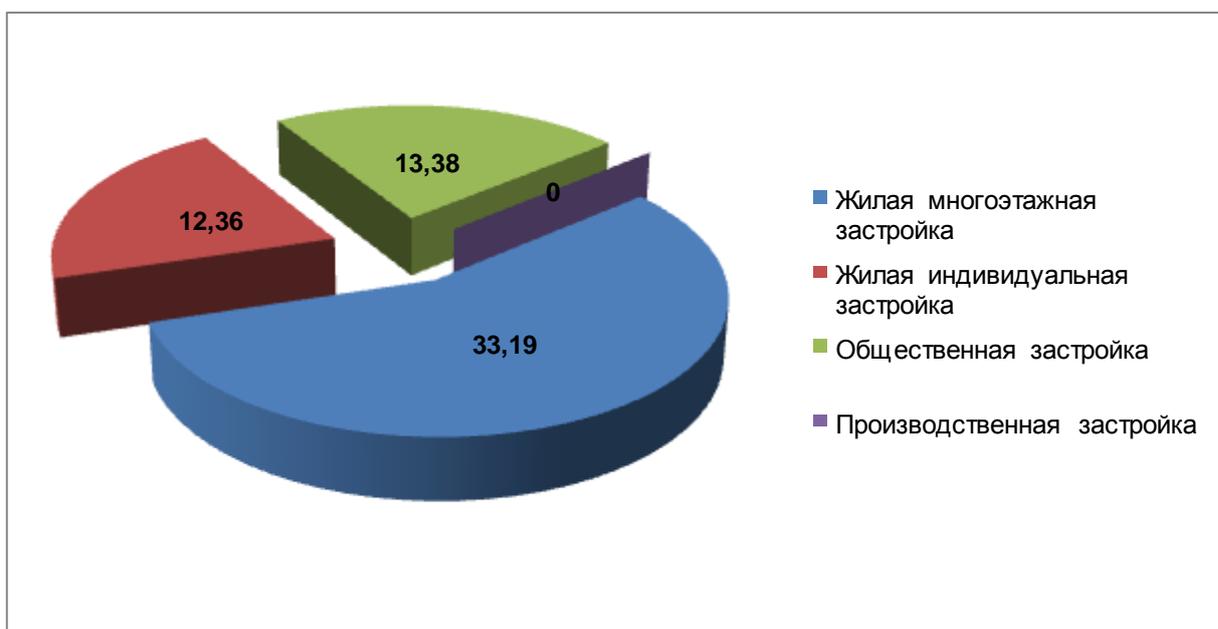


Рис. 1.2.3. Прогнозируемый ввод жилых, общественных и производственных зданий в период с 2019 по 2023 гг.

Общий прогнозируемый прирост жилого (многоэтажного и индивидуального) фонда в г. Кирово-Чепецк в период с 2019 по 2023 гг. составит 45,6 тыс. м<sup>2</sup>. Среднегодовой прирост жилого многоэтажного фонда составит 33,2 тыс. м<sup>2</sup>, жилого индивидуального – 12,4 тыс. м<sup>2</sup>, общественно-делового – 13,4 тыс. м<sup>2</sup>; прирост производственного фонда не планируется. Среднегодовой прирост жилого (многоэтажного и индивидуального) фонда г. Кирово-Чепецк во вторую пятилетку (2019 – 2023 гг.) составит 0,6 % в год.

Процентное соотношение разных типов перспективной застройки представлено на рис. 1.2.4.



**Рис. 1.2.4. Структура прогнозируемого ввода жилых, общественно-деловых и производственных зданий в период с 2019 по 2023 гг.**

Основной объем прироста строительных фондов во второй пятилетке планируется на южный и юго-восточный районы города.

#### 1.2.4. Прогноз перспективной застройки на период с 2024 по 2028 гг.

В период с 2024 по 2028 гг. ввиду отсутствия точных данных по вводу жилых и общественно-деловых зданий перспективная застройка определялась на основании данных СП 42.13330.2011 и экспертно по данным, представленным Управлением архитектуры и градостроительства администрации г. Кирово-Чепецк:

- застраиваемой площади жилой территории;
- типу застройки.

Обобщённые данные перспективной застройки г. Кирово-Чепецка за третью пятилетку приведены в таблице 1.2.6 и на рис. 1.2.5.

Таблица 1.2.6

№ п/п	Наименование района	Площадь перспективной застройки, м <sup>2</sup>			
		Жилая многоэтажная	Жилая индивидуальная	Общественная	Производственная
1	г/о г. Кирово-Чепецк	35 930	7 920	19 830	0
Итого		35 930	7 920	19 830	0

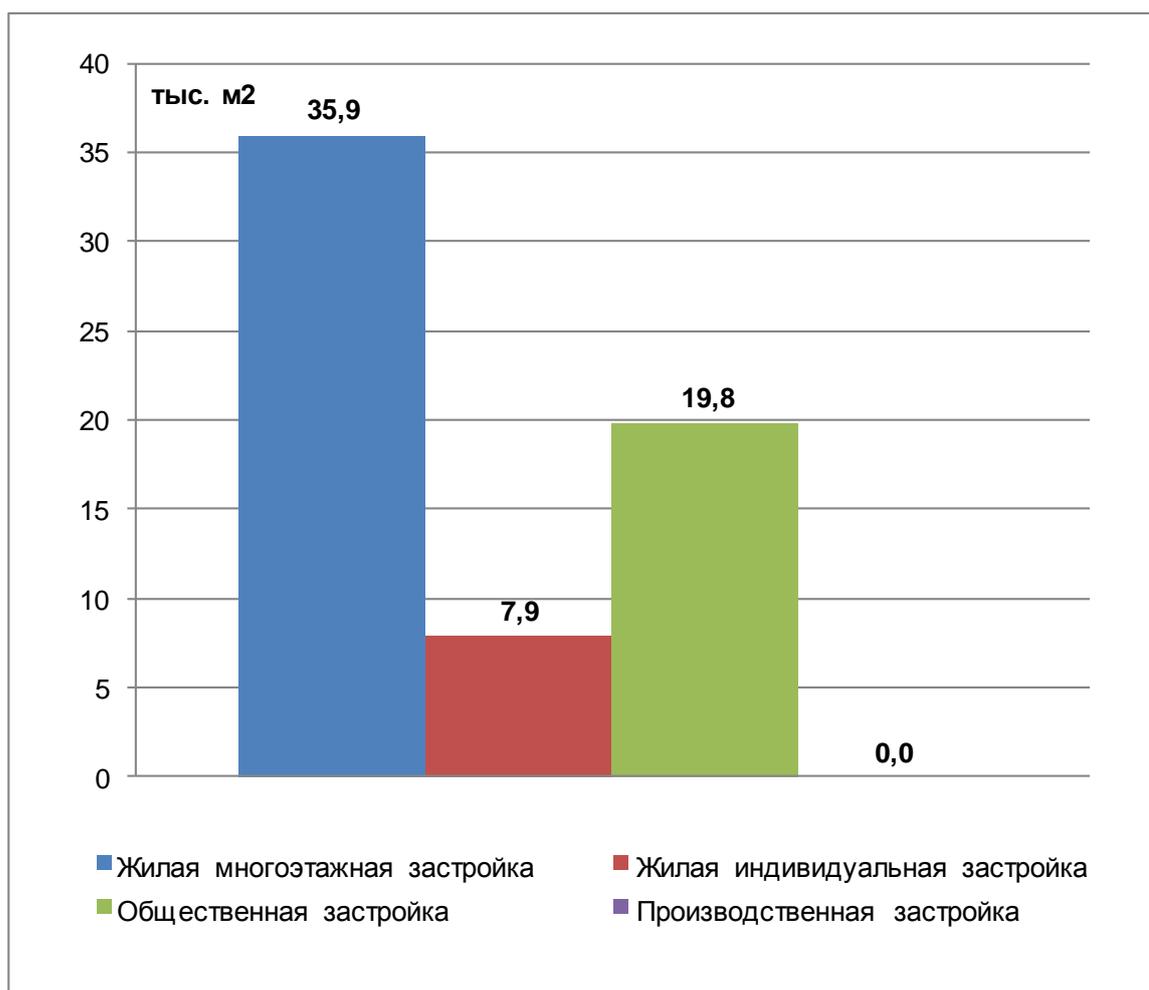
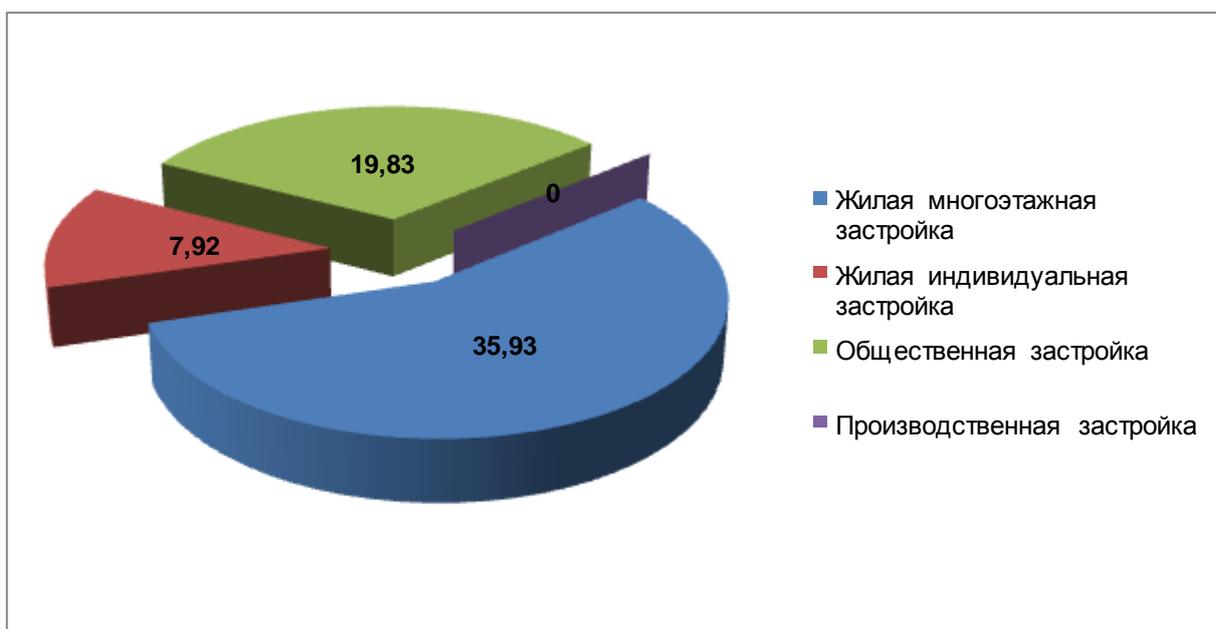


Рис. 1.2.5. Прогнозируемый ввод жилых, общественных и производственных зданий в период с 2024 по 2028 гг.

Общий прогнозируемый прирост жилого (многоэтажного и индивидуального) фонда в г. Кирово-Чепецк в период с 2024 по 2028 гг. составит 43,8 тыс.м<sup>2</sup>. Среднегодовой прирост жилого многоэтажного фонда составит 35,9 тыс.м<sup>2</sup>, жилого индивидуального – 7,9 тыс.м<sup>2</sup>, общественно-делового – 19,8 тыс.м<sup>2</sup>; прирост производственного фонда не планируется. Среднегодовой прирост жилого (многоэтажного и индивидуального) фонда г. Кирово-Чепецк в третью пятилетку (2024 – 2028 гг.) составит 0,6 % в год.

Процентное соотношение разных типов перспективной застройки представлено на рис. 1.2.6.



**Рис. 1.2.6. Структура прогнозируемого ввода жилых, общественно-деловых и производственных зданий в период с 2024 по 2028 гг.**

Основной объем прироста строительных фондов во второй пятилетке планируется на южный и юго-восточный районы города.

### 1.2.5. Прогноз прироста строительных фондов в период четвертой пятилетки (с 2029 по 2033 гг.)

В период с 2029 по 2033 гг. ввиду отсутствия точных данных по вводу жилых и общественных зданий перспективная застройка определялась на основании данных СП 42.13330.2011 и экспертно по данным, представленным Управлением архитектуры и градостроительства администрации г. Кирово-Чепецк:

- застраиваемой площади жилой территории;
- типу застройки.

Обобщённые данные перспективной застройки г. Кирово-Чепецка за третью пятилетку приведены в табл.1.2.7 и на рис. 1.2.7.

Таблица 1.2.7

№ п/п	Наименование района	Площадь перспективной застройки, м <sup>2</sup>			
		Жилая многоэтажная	Жилая индивидуальная	Общественная	Производственная
1	г/о г. Кирово-Чепецк	38 460	10 080	19 840	0
Итого		38 460	10 080	19 840	0

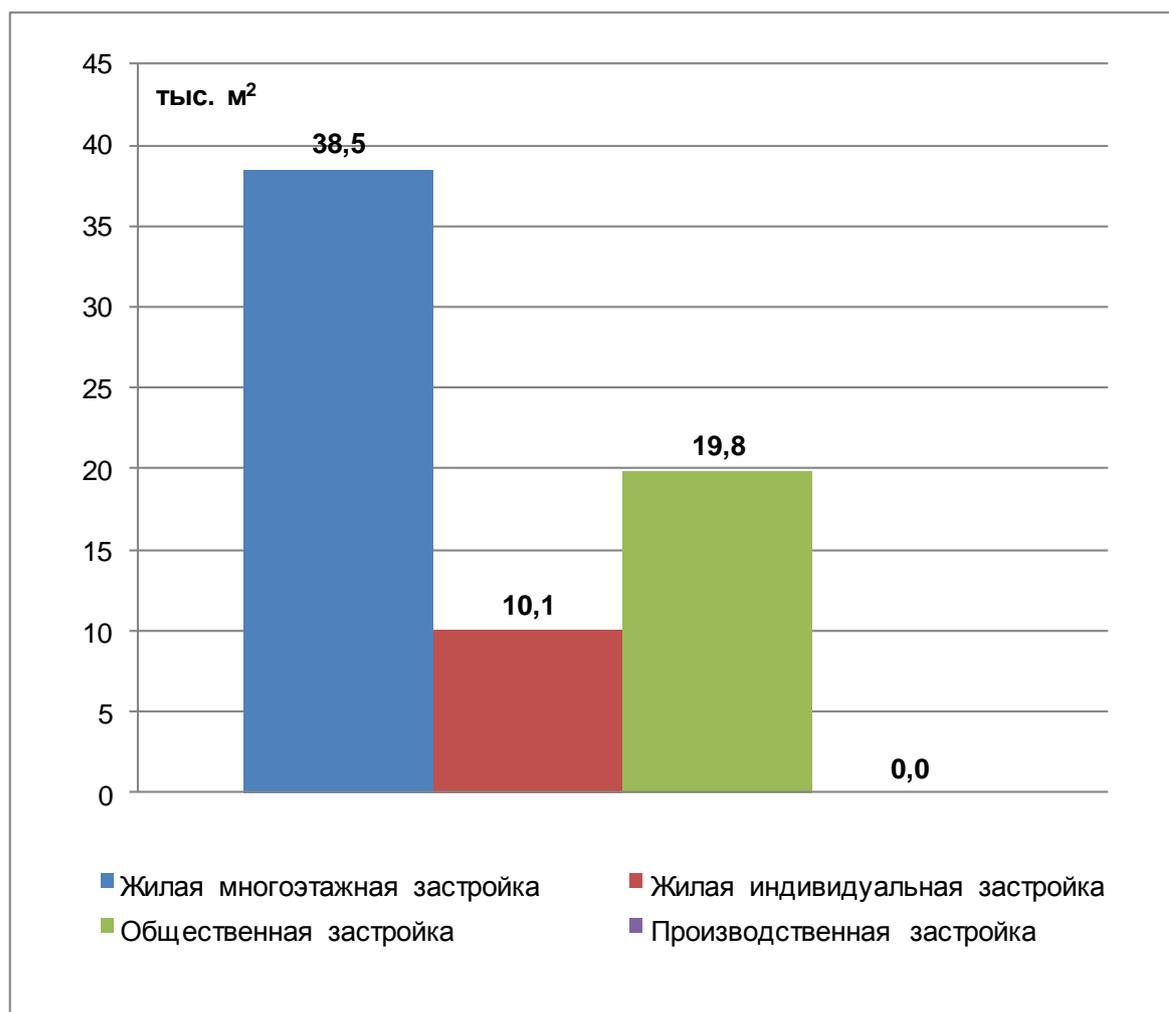
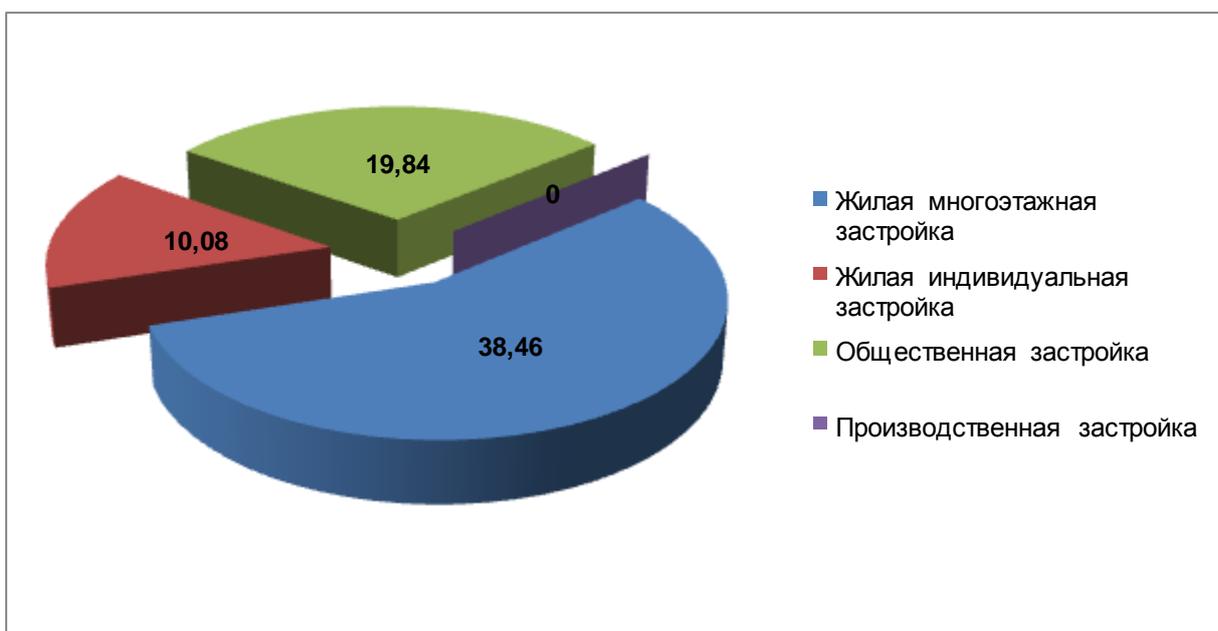


Рис. 1.2.7. Прогнозируемый ввод жилых, общественных и производственных зданий в период с 2029 по 2033 гг.

Общий прогнозируемый прирост жилого (многоэтажного и индивидуального) фонда в г. Кирово-Чепецк в период с 2029 по 2033 гг. составит 48,6 тыс. м<sup>2</sup>. Среднегодовой прирост жилого многоэтажного фонда составит 38,5 тыс. м<sup>2</sup>, жилого индивидуального – 10,1 тыс. м<sup>2</sup>, общественно-делового – 19,8 тыс. м<sup>2</sup>; прирост производственного фонда не планируется. Среднегодовой прирост жилого (многоэтажного и индивидуального) фонда г. Кирово-Чепецк в четвертую пятилетку (2029 – 2033 гг.) составит 0,6 % в год.

Процентное соотношение разных типов перспективной застройки представлено на рис. 1.2.8.



**Рис. 1.2.8. Структура прогнозируемого ввода жилых, общественно-деловых и производственных зданий в период с 2029 по 2033 гг.**

Основной объем прироста строительных фондов во второй пятилетке планируется на южный и юго-восточный районы города.

### 1.2.6. Общий прогноз прироста строительных фондов на весь расчетный период (с 2014 по 2033 гг.)

В целом за расчётный период (2014 - 2033 гг.) в г. Кирово-Чепецк прогнозируется умеренный прирост жилого строительного фонда, не превышающий 0,6 % в год. Общее увеличение жилого фонда (многоэтажного и индивидуального) за четыре пятилетки прогнозируется на уровне 180,2 тыс. м<sup>2</sup>, увеличение общественно-делового фонда составит 68,8 тыс. м<sup>2</sup>, прирост производственного строительного фонда не планируется. Прирост жилого фонда города за 20 лет должен составить около 11,4 % (без учёта сносимого жилья).

На рис. 1.2.9 приведена динамика прироста застройки в г. Кирово-Чепецке в период 2014 – 2033 гг.

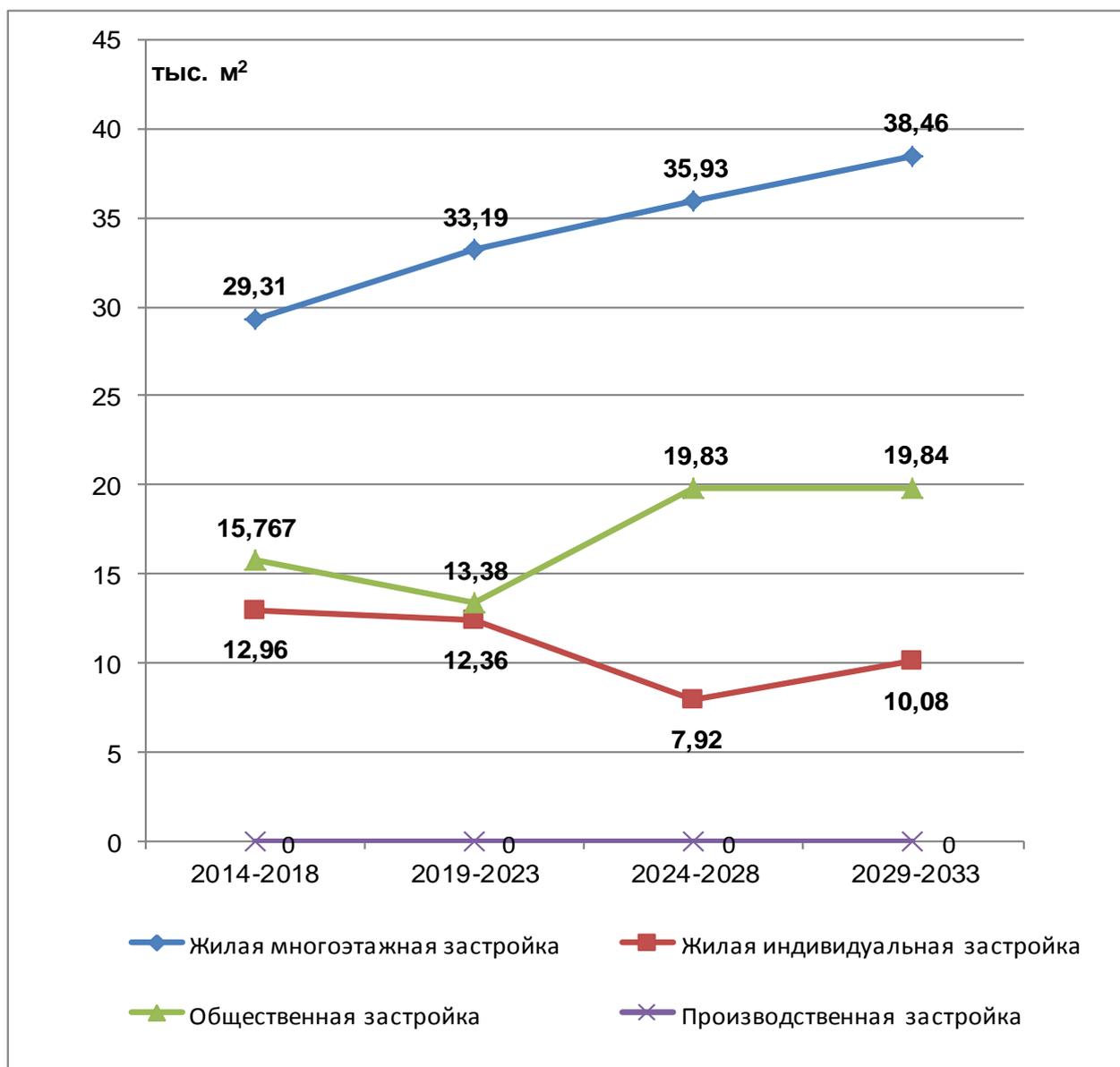
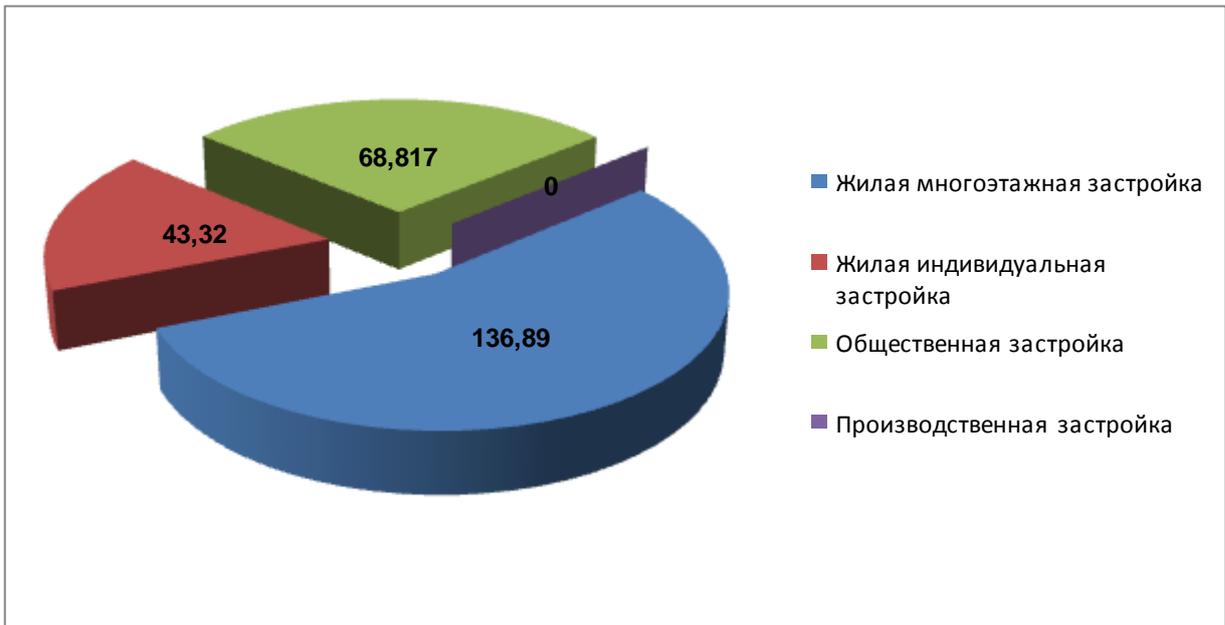


Рис. 1.2.9. Прогнозируемые темпы ввода жилых и общественных площадей с 2014 по 2033 гг.

Процентное соотношение разных типов перспективной застройки представлено на рис. 1.2.10.



**Рис. 1.2.10. Структура прогнозируемого ввода жилых, общественно-деловых и производственных зданий в период с 2014 по 2033 гг.**

### 1.2.7. Прогноз сноса зданий в период с 2014 по 2033 гг.

Прогноз сноса зданий в г. Кирово-Чепецк выполнен исходя из следующих данных:

- общего списка ветхого и аварийного жилья в г. Кирово-Чепецк, которое предполагается расселить и снести;
- анализа существующей застройки на месте перспективных площадок строительства, исходя из необходимости сноса ветхого индивидуального (малоэтажного) жилья с последующим строительством на его месте многоэтажных жилых домов и общественных зданий.

По результатам выполненного прогноза сноса зданий в г. Кирово-Чепецк в период с 2014 по 2033 гг. можно сделать следующие выводы:

- основную часть сносимых зданий в г. Кирово-Чепецк составят аварийные и ветхие двухэтажные жилые дома постройки до 1958 г.;
- всего планируется к сносу не менее 8,3 тыс. м<sup>2</sup>.

Обобщённые данные по планируемому сносу зданий в г. Кирово-Чепецк по годам расчётного периода приведены в таблице 1.2.8.

Подробные данные по планируемому сносу зданий в г. Кирово-Чепецк по кадастровым кварталам на период с 2014 по 2033 гг. приведены в Приложении 2.

Таблица 1.2.8

№ п/п	Наименование района	Площадь сносимых зданий по годам расчётного периода, тыс. м <sup>2</sup>								
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024-2028 гг.	2029-2033 гг.	2014-2033 гг.
1	г/о г. Кирово-Чепецк	0,428	0,420	0,431	0,406	0,411	2,100	2,109	1,980	8,285
	Итого	0,428	0,420	0,431	0,406	0,411	2,100	2,109	1,980	8,285

### 1.2.8. Прогноз перспективной застройки в существующих зонах действия источников тепловой энергии

В соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения, утвержденными постановлением правительства РФ №154 от 22.02.2012 г. (п.37), в табл.1.2.9 приводится прогноз прироста ввода строительных фондов, распределенный в соответствии с границами существующих по состоянию на базовый период разработки схемы теплоснабжения зон действия источников тепловой энергии г. Кирово-Чепецк.

Таблица 1.2.9

№ п/п	Источник тепловой энергии	Площадь перспективной застройки по годам, м <sup>2</sup>									
		2014 г.		2015 г.		2016 г.		2017 г.		2018 г.	
		ввод жилого фонда	ввод общественно-делового фонда	ввод жилого фонда	ввод общественно-делового фонда	ввод жилого фонда	ввод общественно-делового фонда	ввод жилого фонда	ввод общественно-делового фонда	ввод жилого фонда	ввод общественно-делового фонда
1	ТЭЦ-3	7450	2510	0	2300	5300	3800	10360	4307	6200	2850
2	индивидуальное газовое отопление	1200	0	1080	0	1320	0	4560	0	4800	0
Итого		8650	2510	1080	2300	6620	3800	14920	4307	11000	2850

Продолжение таблицы 1.2.9

№ п/п	Источник тепловой энергии	Площадь перспективной жилой застройки по годам, м <sup>2</sup>							
		2019-2023 гг.		2024-2028 гг.		2029-2033 гг.		Итого 2014-2033 гг.	
		ввод жилого фонда	ввод общественно-делового фонда	ввод жилого фонда	ввод общественно-делового фонда	ввод жилого фонда	ввод общественно-делового фонда	ввод жилого фонда	ввод общественно-делового фонда
1	ТЭЦ-3	33190	13380	35930	19830	38460	19840	136890	68817
2	индивидуальное газовое отопление	12360	0	7920	0	10080	0	43320	0
Итого		45550	13380	43850	19830	48540	19840	180210	68817

### 1.3. Перспективный прирост объем тепловых нагрузок за счет нового строительства

#### 1.3.1. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение

Прогноз перспективных удельных расходов тепловой энергии подробно рассмотрен в Книге 2 Обосновывающих материалов к Схеме теплоснабжения.

На основании расчета были получены средневзвешенные величины удельных расходов тепловой энергии на отопление и вентиляцию 1 м<sup>2</sup> площади разных типов застройки (приведены в табл. 1.3.1).

Таблица 1.3.1

Год ввода в эксплуатацию	Тип застройки	Удельная тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию, ккал/(ч·м <sup>2</sup> )
2014-2018	Жилая многоквартирная	46,8
	Жилая индивидуальная	68,8
	Общественно-деловая	68,0
2019-2023	Жилая многоквартирная	38,5
	Жилая индивидуальная	56,6
	Общественно-деловая	56,0
2024-2033	Жилая многоквартирная	33,0
	Жилая индивидуальная	48,5
	Общественно-деловая	48,0

Удельные параметры в системе ГВС определялись с учетом планируемого на расчетный период уровня обеспеченности населения жильем.

#### 1.3.2. Прогноз прироста тепловых нагрузок за счет нового строительства в период первой пятилетки (с 2014 по 2018 гг.)

Перспективные тепловые нагрузки вводимых в первую пятилетку (с 2014 по 2018 гг.) жилых многоэтажных и индивидуальных (малоэтажных) зданий, а также общественных и производственных зданий приведены в табл. 1.3.2.

Суммарный перспективный прирост тепловых нагрузок за счёт нового строительства за первые пять лет должен составить:

- в 2014 г.	0,67 Гкал/ч;
- в 2015 г.	0,25 Гкал/ч;
- в 2016 г.	0,66 Гкал/ч;
- в 2017 г.	1,20 Гкал/ч;
- в 2018 г.	0,90 Гкал/ч;
- всего за 5 лет	<b>3,68 Гкал/ч.</b>

Приросты тепловых нагрузок потребителей по разным группам потребителей за 2014 - 2018 гг. показаны на рис. 1.3.1.

Таблица 1.3.2

№ п/п	Наименование района / назначение зданий	Перспективный прирост тепловой нагрузки за счёт нового строительства по годам, Гкал/ч								
		2014 г.			2015 г.			2016 г.		
		отопление и вентиляция	ГВС (средне-недельная)	Всего	отопление и вентиляция	ГВС (средне-недельная)	Всего	отопление и вентиляция	ГВС (средне-недельная)	Всего
<b>1</b>	<b>г/о г. Кирово-Чепецк</b>									
1.1	Многоэтажные жилые здания	0,3483	0,0498	0,3981	0	0	0	0,2478	0,0354	0,2832
1.2	Индивидуальные жилые здания	0,0825	0,008	0,0905	0,0742	0,0072	0,0814	0,0907	0,0088	0,0995
1.3	Общественные здания	0,1707	0,0107	0,1814	0,1564	0,0098	0,1662	0,2584	0,0162	0,2746
1.4	Производственные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.5	Всего по району	0,6015	0,0685	0,67	0,2306	0,017	0,2476	0,5969	0,0604	0,6573
	<b>Итого за год</b>	<b>0,6015</b>	<b>0,0685</b>	<b>0,67</b>	<b>0,2306</b>	<b>0,017</b>	<b>0,2476</b>	<b>0,5969</b>	<b>0,0604</b>	<b>0,6573</b>

№ п/п	Наименование района / назначение зданий	Перспективный прирост тепловой нагрузки за счёт нового строительства по годам, Гкал/ч								
		2017 г.			2018 г.			2014-2018 гг.		
		отопление и вентиляция	ГВС (средне-недельная)	Всего	отопление и вентиляция	ГВС (средне-недельная)	Всего	отопление и вентиляция	ГВС (средне-недельная)	Всего
<b>1</b>	<b>г. Кирово-Чепецк</b>									
1.1	Многоэтажные жилые здания	0,4843	0,0692	0,5535	0,2899	0,0414	0,3313	0,8907	0,0864	0,9771
1.2	Индивидуальные жилые здания	0,0907	0,0088	0,0995	0,3299	0,032	0,3619	1,3703	0,1958	1,5661
1.3	Общественные здания	0,2929	0,0183	0,3112	0,1938	0,0121	0,2059	1,0722	0,0671	1,1393
1.4	Производственные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.5	Всего по району	1,0906	0,1179	1,2085	0,8136	0,0855	0,8991	3,3332	0,3493	3,6825
	<b>Итого за год</b>	<b>1,0906</b>	<b>0,1179</b>	<b>1,2085</b>	<b>0,8136</b>	<b>0,0855</b>	<b>0,8991</b>	<b>3,3332</b>	<b>0,3493</b>	<b>3,6825</b>

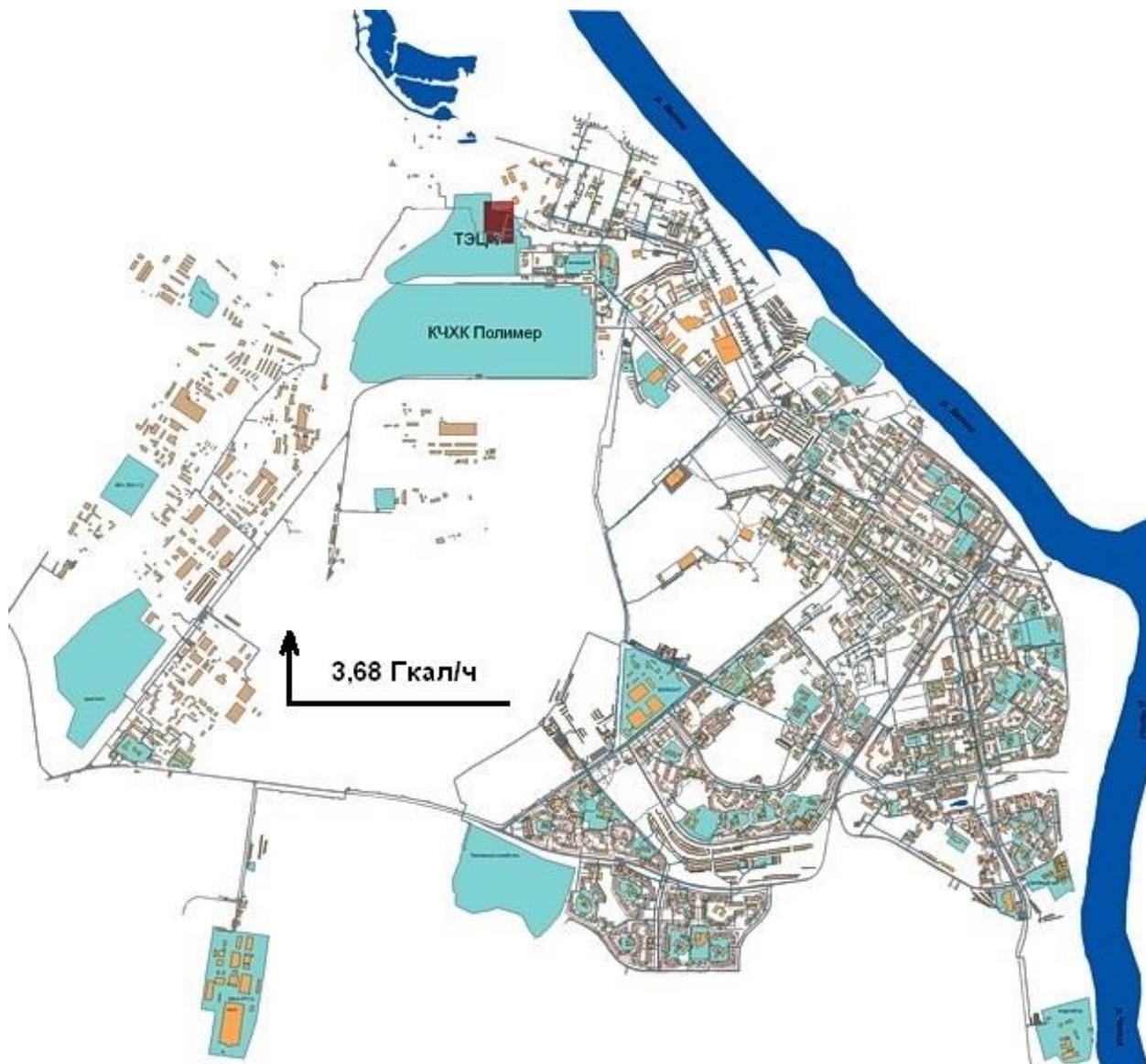


Рис. 1.3.1. Перспективные приросты тепловых нагрузок за счёт нового строительства в г. Кирово-Чепецк в 2014 - 2018 гг.

### 1.3.2. Прогноз прироста тепловых нагрузок за счет нового строительства в период второй пятилетки (с 2019 по 2023 гг.)

Перспективные тепловые нагрузки вводимых во вторую пятилетку (с 2019 по 2023 гг.) жилых многоэтажных и индивидуальных (малоэтажных) зданий, а также общественных и производственных зданий приведены в табл.1.3.3 и на рис. 1.3.2.

Суммарный перспективный прирост тепловых нагрузок за счёт нового строительства во вторую пятилетку должен составить **3,02** Гкал/ч.

Таблица 1.3.3

№ п/п	Наименование района / назначение зданий	Перспективный прирост тепловой нагрузки за счёт нового строительства в период с 2019 по 2023 гг., Гкал/ч		
		отопление и вентиляция	ГВС (средненедельная)	Всего
<b>1</b>	<b>г/о г. Кирово-Чепецк</b>			
1.1	Многоэтажные жилые здания	1,2778	0,1825	1,4603
1.2	Индивидуальные жилые здания	0,6995	0,068	0,7675
1.3	Общественные здания	0,7493	0,0469	0,7962
1.4	Производственные здания	0	0	0
1.5	Всего по району	2,7266	0,2974	3,0240
	<b>Итого за период</b>	<b>2,7266</b>	<b>0,2974</b>	<b>3,0240</b>

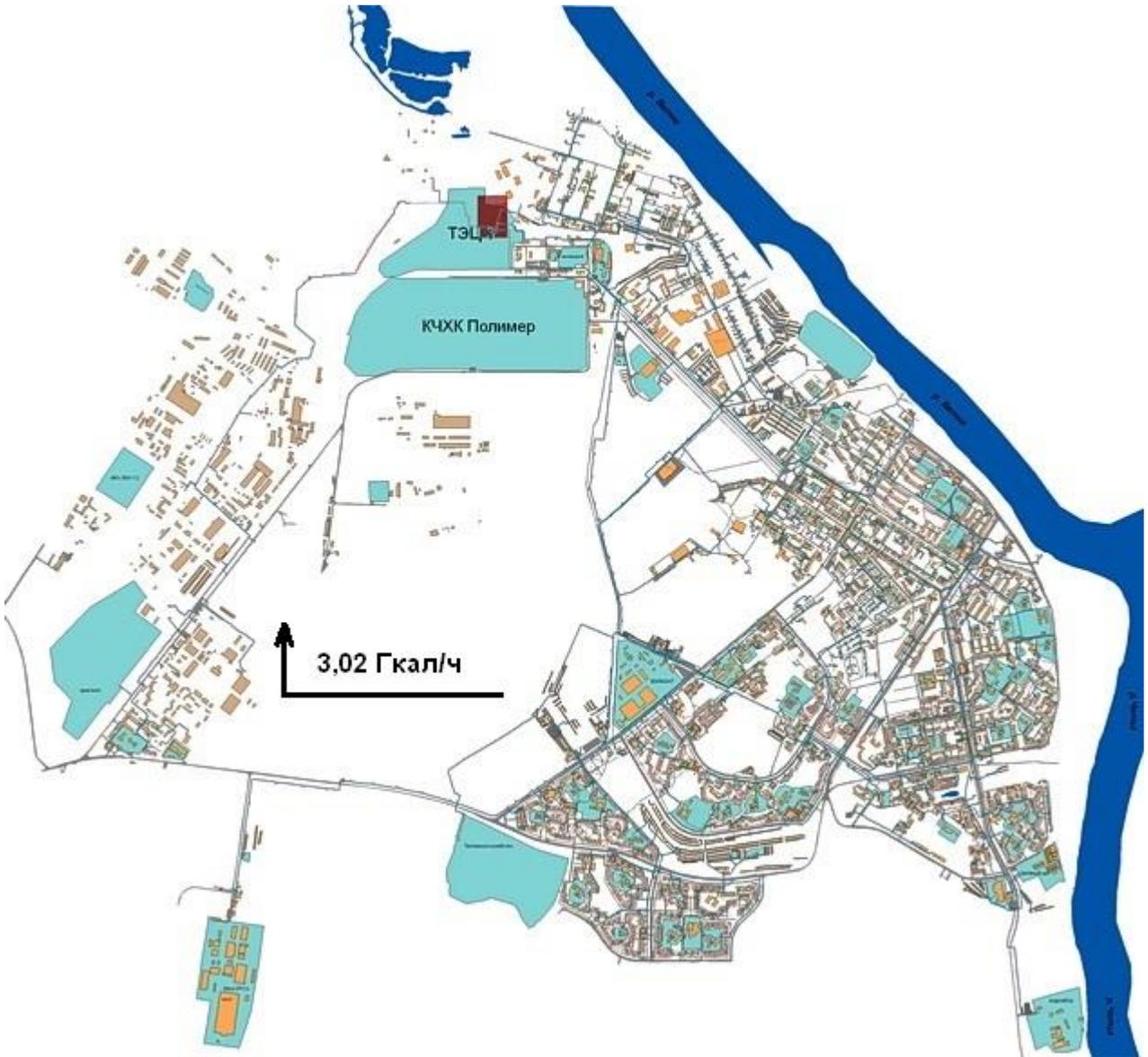


Рис. 1.3.2. Перспективные приросты тепловых нагрузок за счёт нового строительства в г. Кирово-Чепецк в 2019 - 2023 гг.

### 1.3.3. Прогноз прироста тепловых нагрузок за счет нового строительства в период третьей пятилетки (с 2024 по 2028 гг.)

Перспективные тепловые нагрузки вводимых в третью пятилетку (с 2024 по 2028 гг.) жилых многоэтажных и индивидуальных (малоэтажных) зданий, а также общественных и производственных зданий г. Кирово-Чепецк приведены в табл.1.3.4 и на рис. 1.3.3.

Суммарный перспективный прирост тепловых нагрузок за третью пятилетку должен составить **2,79** Гкал/ч.

Таблица 1.3.4

№ п/п	Наименование района / назначение зданий	Перспективный прирост тепловой нагрузки за счёт нового строительства в период с 2024 по 2028 гг., Гкал/ч		
		отопление и вентиляция	ГВС (средненедельная)	Всего
<b>1</b>	<b>г/о г. Кирово-Чепецк</b>			
1.1	Многоэтажные жилые здания	1,1857	0,1693	1,355
1.2	Индивидуальные жилые здания	0,3842	0,0373	0,4215
1.3	Общественные здания	0,9519	0,0595	1,0114
1.4	Производственные здания	0	0	0
1.5	Всего по району	2,5218	0,2661	2,7879
<b>Итого за период</b>		<b>2,5218</b>	<b>0,2661</b>	<b>2,7879</b>

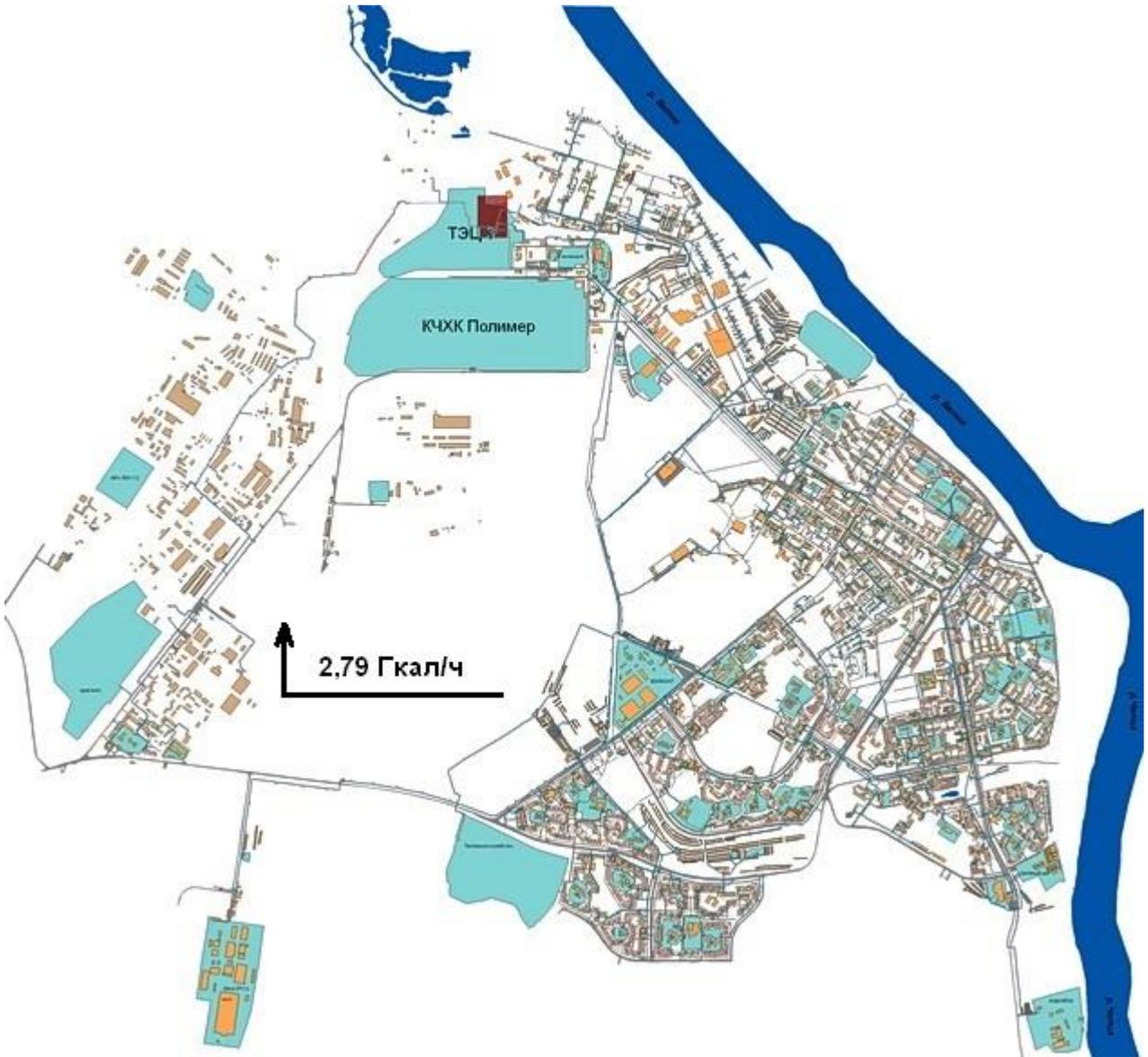


Рис. 1.3.3. Перспективные приросты тепловых нагрузок за счёт нового строительства в г. Кирово-Чепецк в период с 2024 по 2028 гг.

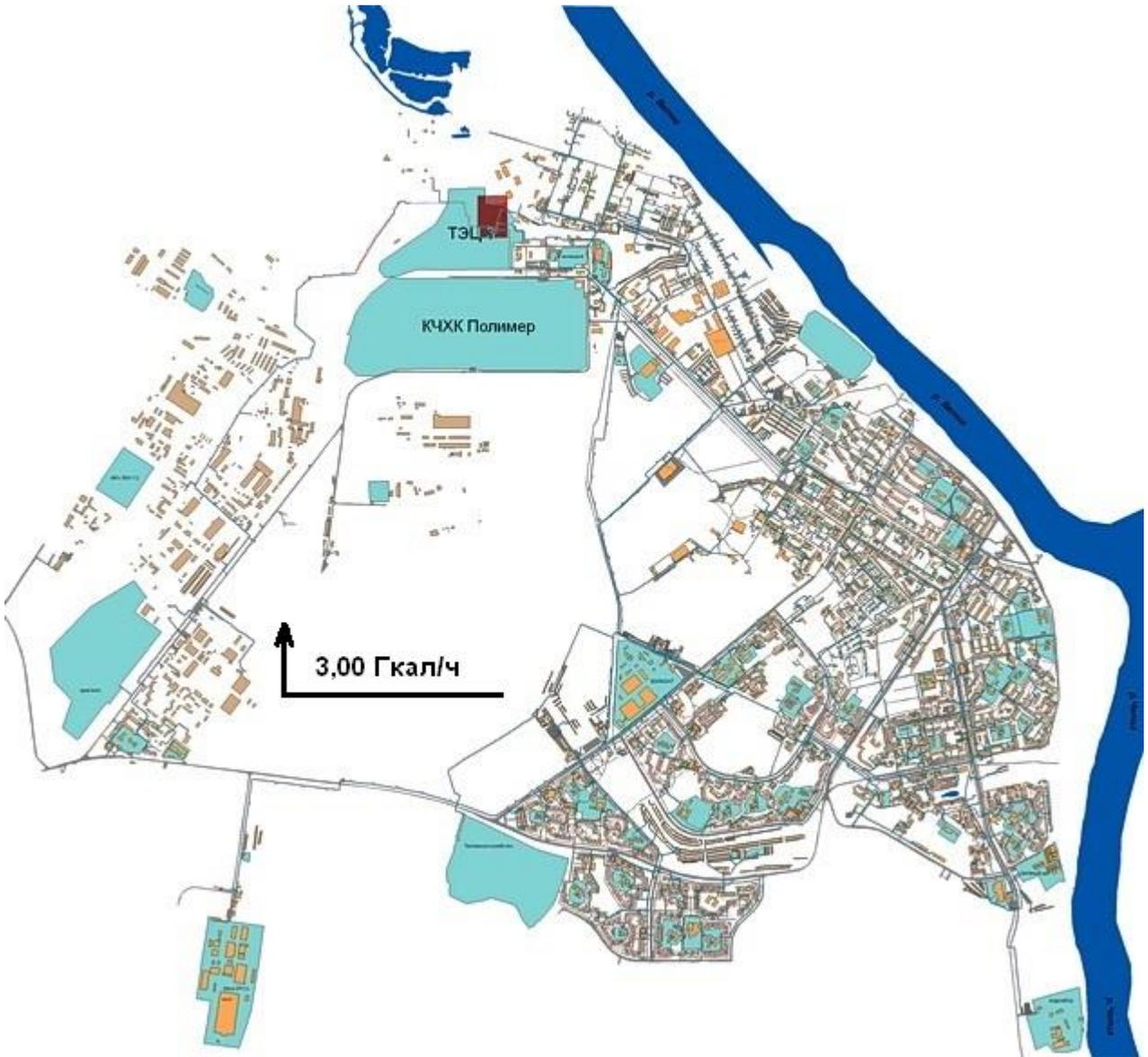
### 1.3.4. Прогноз прироста тепловых нагрузок за счет нового строительства в период четвертой пятилетки (с 2029 по 2033 гг.)

Перспективные тепловые нагрузки вводимых в четвертую пятилетку (с 2029 по 2033 гг.) жилых многоэтажных и индивидуальных (малоэтажных) зданий, а также общественных и производственных зданий приведены в табл.1.3.5 и на рис. 1.3.4.

Суммарный перспективный прирост тепловых нагрузок за четвертую пятилетку должен составить **3,00** Гкал/ч.

Таблица 1.3.5

№ п/п	Наименование района / назначение зданий	Перспективный прирост тепловой нагрузки за счёт нового строительства в период с 2029 по 2033 гг., Гкал/ч		
		отопление и вентиляция	ГВС (средненедельная)	Всего
<b>1</b>	<b>г/о г. Кирово-Чепецк</b>			
1.1	Многоэтажные жилые здания	1,2692	0,1813	1,4505
1.2	Индивидуальные жилые здания	0,4890	0,0475	0,5365
1.3	Общественные здания	0,9524	0,0596	1,0120
1.4	Производственные здания	0	0	0
1.5	Всего по району	2,7106	0,2884	2,999
<b>Итого за период</b>		<b>2,7106</b>	<b>0,2884</b>	<b>2,999</b>



**Рис. 1.3.4. Перспективные приросты тепловых нагрузок за счёт нового строительства в г. Кирово-Чепецк в период с 2029 по 2033 гг.**

### 1.3.5. Общий прогноз прироста тепловых нагрузок за счет нового строительства на весь расчетный период (с 2014 по 2033 гг.)

Перспективные тепловые нагрузки вводимых за расчетный период (с 2014 по 2033 гг.) жилых многоэтажных и индивидуальных (малоэтажных) зданий, а также общественных и производственных зданий приведены в табл.1.3.6.

Суммарный перспективный прирост тепловой нагрузки за счёт нового строительства в период с 2015 по 2033 гг. должен составить **12,49** Гкал/ч.

Таблица 1.3.6

№ п/п	Наименование района / назначение зданий	Перспективный прирост тепловой нагрузки в период с 2015 по 2033 гг., Гкал/ч		
		отопление и вентиляция	ГВС (средненедельная)	Всего
1	<b>г/о г. Кирово-Чепецк</b>			
1.1	Многоэтажные жилые здания	5,1030	0,7289	5,8319
1.2	Индивидуальные жилые здания	2,4634	0,2392	2,7026
1.3	Общественные здания	3,7258	0,2331	3,9589
1.4	Производственные здания	0	0	0
1.5	Всего по району	11,2922	1,2012	12,4934
<b>Итого за период</b>		<b>11,2922</b>	<b>1,2012</b>	<b>12,4934</b>

Приросты тепловых нагрузок за счёт нового строительства в период с 2014 по 2033 гг. показаны на рис. 1.3.6.

Динамика прироста перспективной тепловой нагрузки за счет нового строительства по годам расчётного периода показана на рис. 1.3.5. Прирост тепловой нагрузки по годам расчётного периода, в соответствии со снижением нормы удельного теплопотребления до 60% от базового уровня, уменьшается с 0,7 Гкал/ч на каждый год первой пятилетки до в среднем 0,58 Гкал/ч на каждый год двух последних пятилеток при увеличении темпов строительства с 11,6 тыс.м<sup>2</sup> в год в первую пятилетку до 13,6 тыс.м<sup>2</sup> в год в последнюю пятилетку.

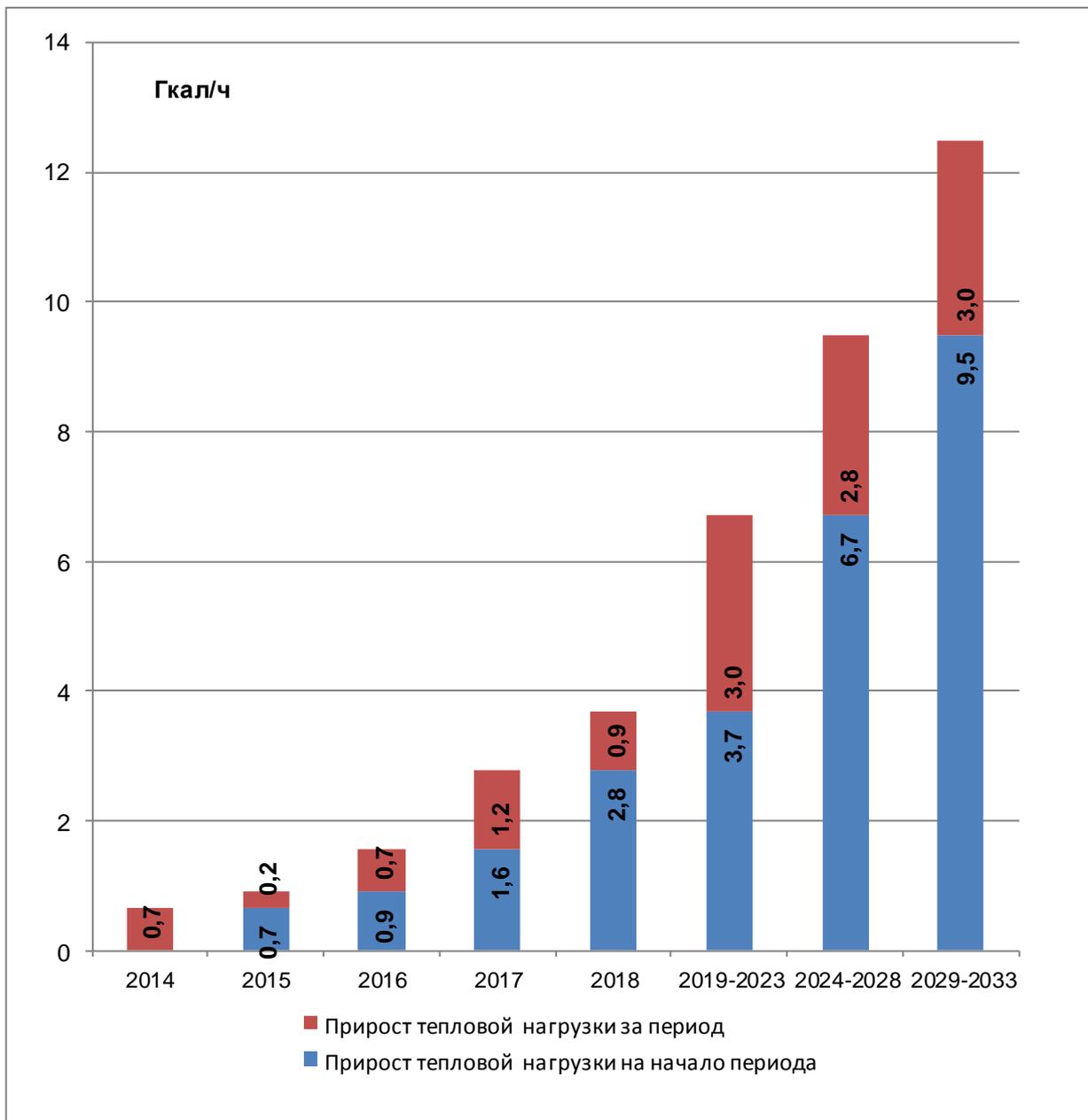
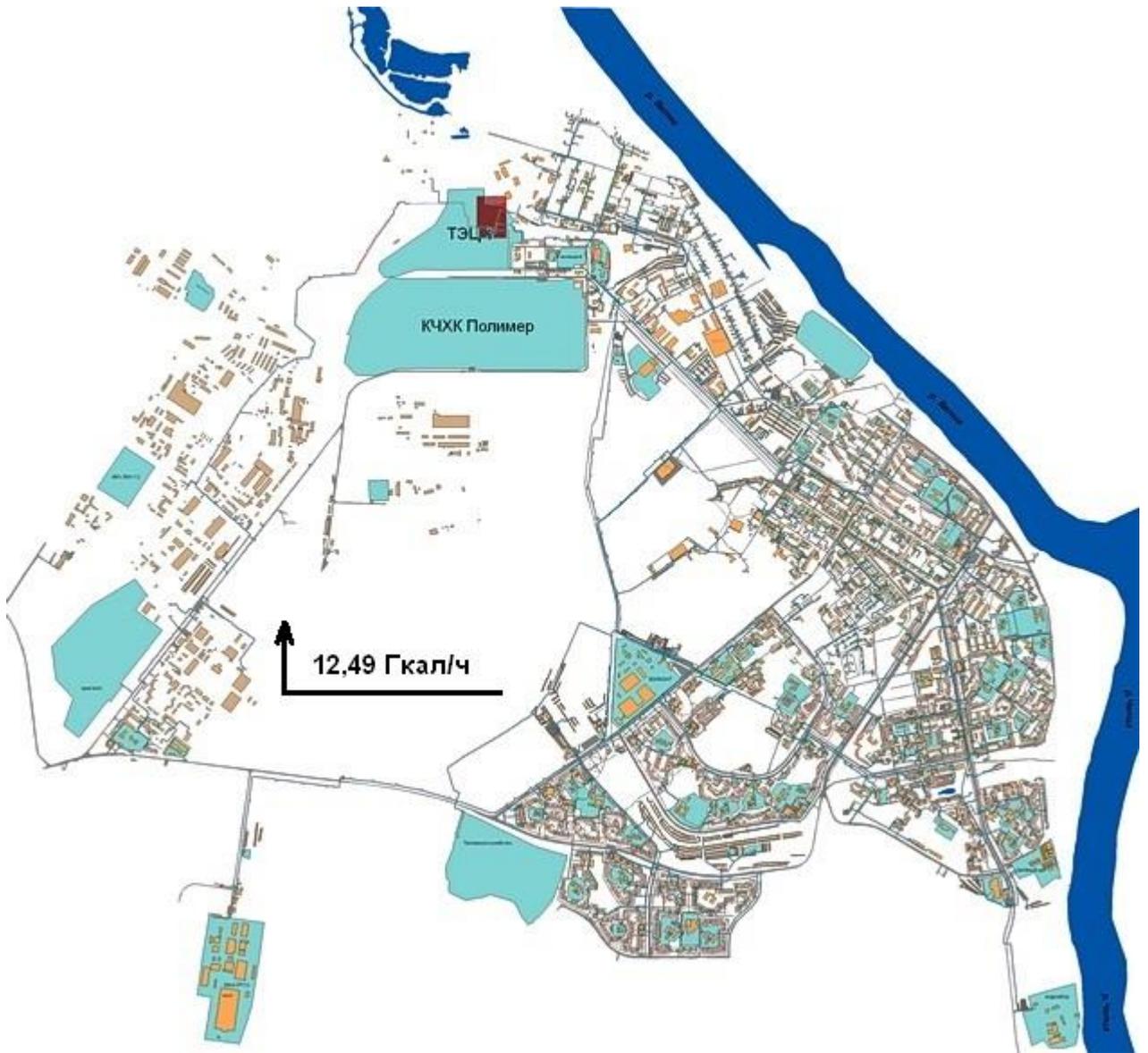


Рис. 1.3.5. Перспективный прирост тепловых нагрузок за счет нового строительства за каждый год первой пятилетки и за вторую, третью и четвертую пятилетки расчетного периода



**Рис. 1.3.6. Перспективные приросты тепловых нагрузок за счёт нового строительства в г. Кирово-Чепецк в 2014 - 2033 гг.**

## 1.4. Прогноз приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя за счет нового строительства с разделением по видам теплopotребления

### 1.4.1. Изменение объемов потребления тепловой энергии (мощности) за счет сноса зданий

Расчет тепловых нагрузок на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение для сносимых зданий в г. Кирово-Чепецк производился на основании следующих данных:

- предоставленных тепловых нагрузок жилых зданий, подключенных к централизованному отоплению;

- нормативных расходов тепла для индивидуальных (малоэтажных) жилых зданий.

Вследствие сноса аварийных и ветхих зданий суммарная тепловая нагрузка в г. Кирово-Чепецк в период с 2014 по 2033 гг. снизится на 0,88 Гкал/ч. Данные по снижению тепловых нагрузок за счет сносимых зданий приведены в табл.1.4.1 и на рис. 1.4.1.

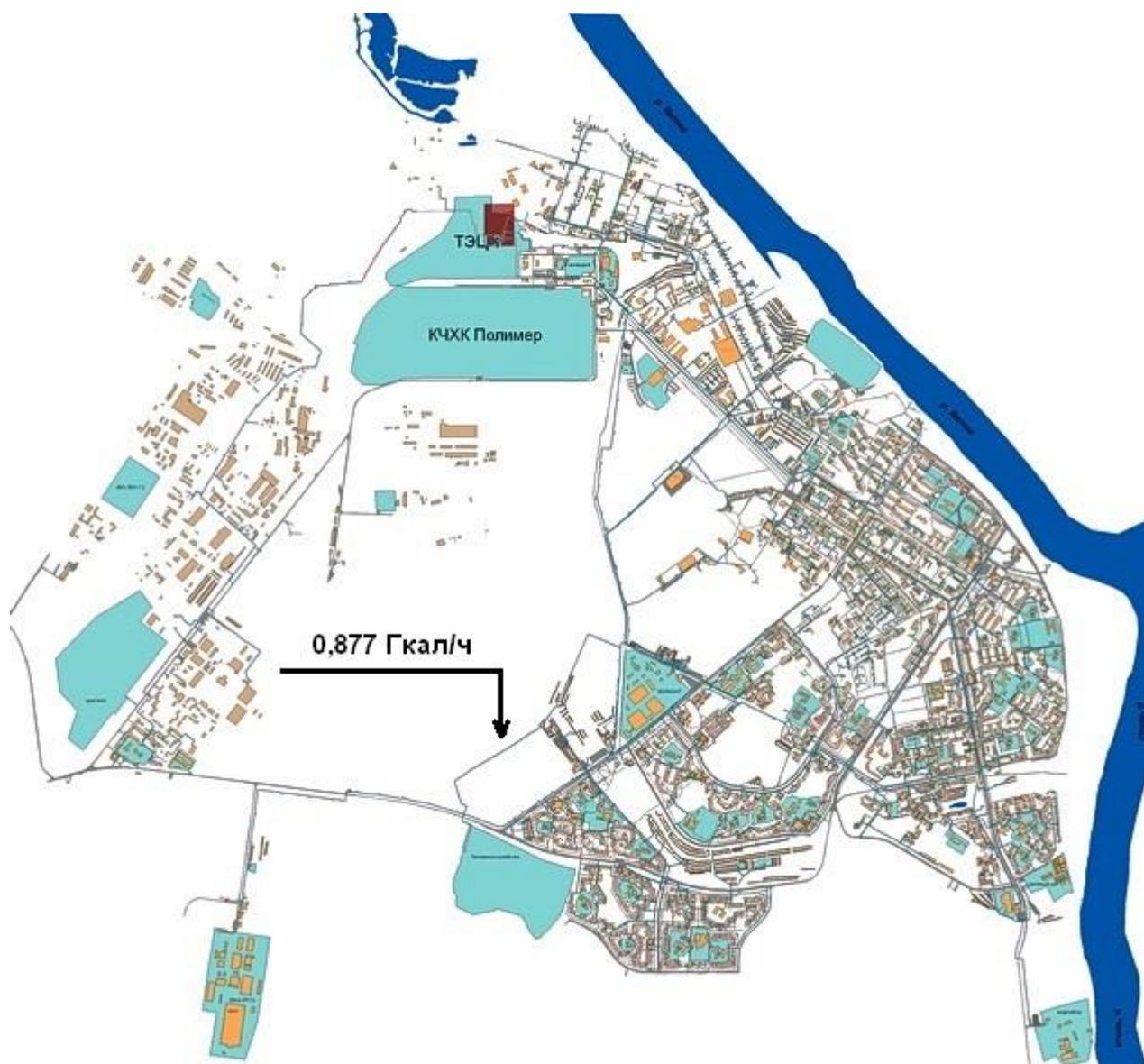


Рис. 1.4.1. Перспективное снижение тепловой нагрузки в г. Кирово-Чепецк в период с 2014 по 2033 гг. вследствие сноса существующих зданий

Таблица 1.4.1

№ п/п	Наименование района	Тепловая нагрузка сносимых зданий по годам расчётного периода, Гкал/ч														
		2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.		
		отопление и вентиляция	ГВС (средне-дельная)	Всего	отопление и вентиляция	ГВС (средне-дельная)	Всего	отопление и вентиляция	ГВС (средне-дельная)	Всего	отопление и вентиляция	ГВС (средне-дельная)	Всего	отопление и вентиляция	ГВС (средне-дельная)	Всего
1	г/о г. Кирово-Чепецк	0,039	0,0069	0,0459	0,039	0,0081	0,0471	0,039	0,0093	0,0483	0,039	0,0039	0,0429	0,039	0,0048	0,0438
<b>ИТОГО</b>		<b>0,039</b>	<b>0,0069</b>	<b>0,0459</b>	<b>0,039</b>	<b>0,0081</b>	<b>0,0471</b>	<b>0,039</b>	<b>0,0093</b>	<b>0,0483</b>	<b>0,039</b>	<b>0,0039</b>	<b>0,0429</b>	<b>0,039</b>	<b>0,0048</b>	<b>0,0438</b>

Продолжение таблицы 1.4.1

№ п/п	Наименование района	Тепловая нагрузка сносимых зданий по годам расчётного периода, Гкал/ч														
		2014-2018 г.			2019-2023 гг.			2024-2028 гг.			2029-2033 гг.			2014-2033 гг.		
		отопление и вентиляция	ГВС (средне-дельная)	Всего	отопление и вентиляция	ГВС (средне-дельная)	Всего	отопление и вентиляция	ГВС (средне-дельная)	Всего	отопление и вентиляция	ГВС (средне-дельная)	Всего	отопление и вентиляция	ГВС (средне-дельная)	Всего
1	г/о г. Кирово-Чепецк	0,1950	0,033	0,2280	0,195	0,0279	0,2229	0,185	0,0360	0,2210	0,193	0,0122	0,2052	0,768	0,1091	0,8771
<b>ИТОГО</b>		<b>0,1950</b>	<b>0,033</b>	<b>0,2280</b>	<b>0,195</b>	<b>0,0279</b>	<b>0,2229</b>	<b>0,185</b>	<b>0,0360</b>	<b>0,2210</b>	<b>0,193</b>	<b>0,0122</b>	<b>0,2052</b>	<b>0,768</b>	<b>0,1091</b>	<b>0,8771</b>

#### **1.4.2. Прогнозы прироста тепловых нагрузок за счет нового строительства с учетом сноса зданий, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления**

Перспективные приросты тепловых нагрузок потребителей за счет нового строительства за четыре пятилетки расчетного периода (с 2014 по 2033 гг.) с учётом снижения тепловой нагрузки вследствие сноса аварийных и ветхих зданий приведены в таблице 1.4.2 и на рис. 1.4.2.

**Суммарный перспективный прирост тепловых нагрузок за счет нового строительства с учётом сноса существующих зданий должен составить:**

- в 2014 г.	0,62 Гкал/ч;
- в 2015 г.	0,20 Гкал/ч;
- в 2016 г.	0,61 Гкал/ч;
- в 2017 г.	1,17 Гкал/ч;
- в 2018 г.	0,86 Гкал/ч;
- всего в период с 2014 по 2018 гг.	3,46 Гкал/ч;
- всего в период с 2019 по 2023 гг.	2,80 Гкал/ч;
- всего в период с 2024 по 2028 гг.	2,57 Гкал/ч;
- всего в период с 2028 по 2033 гг.	2,79 Гкал/ч;
- всего в период с 2014 по 2033 гг.	<b>11,62 Гкал/ч;</b>

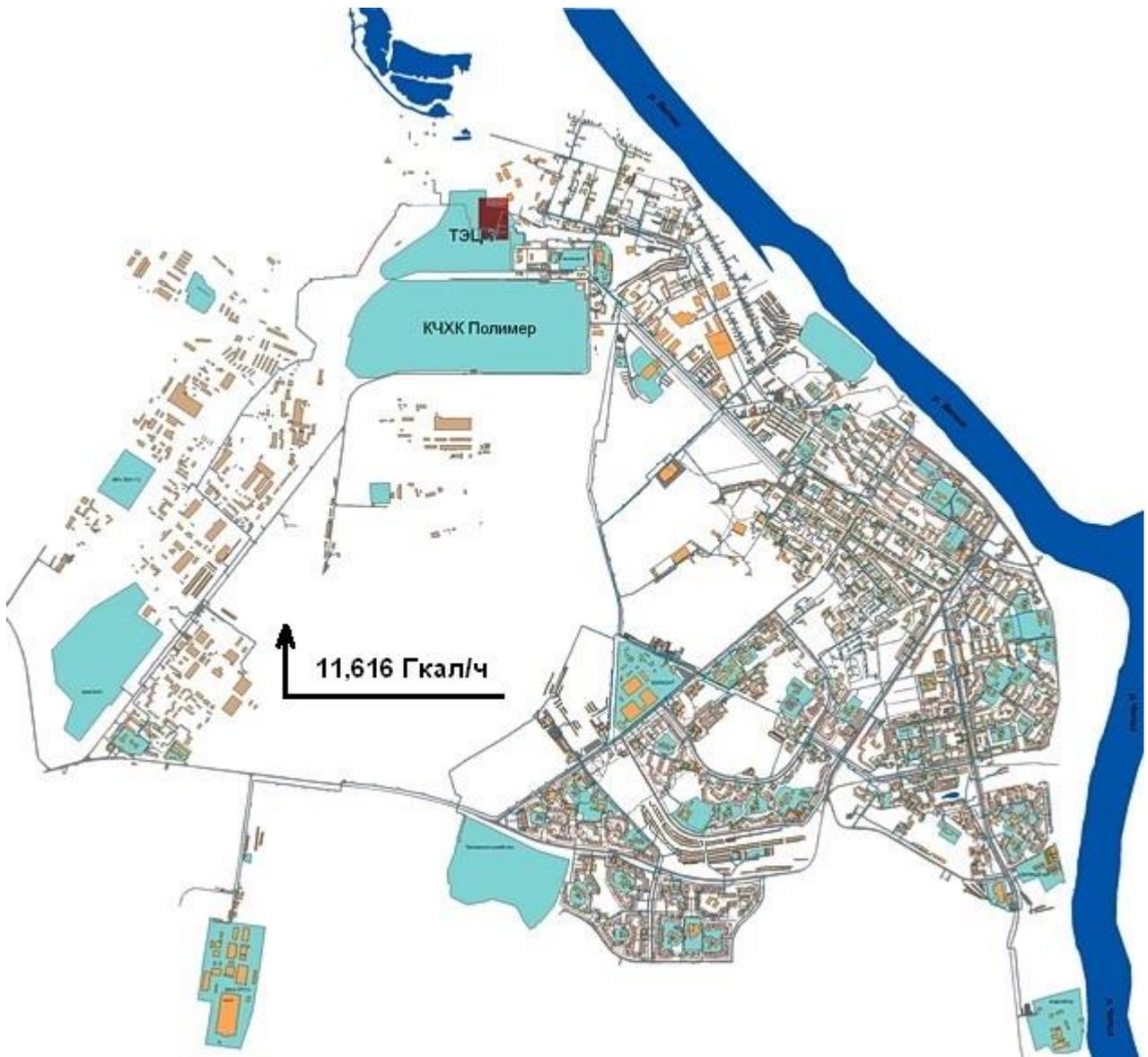
Таблица 1.4.2

№ п/п	Наименование района / назначение зданий	Перспективное изменение тепловой нагрузки за счет нового строительства с учётом сноса существующих зданий по годам, Гкал/ч								
		2014 г.			2015 г.			2016 г.		
		отопление и вентиляция	ГВС (средне-недельная)	Всего	отопление и вентиляция	ГВС (средне-недельная)	Всего	отопление и вентиляция	ГВС (средне-недельная)	Всего
<b>1</b>	<b>г/о г. Кирово-Чепецк</b>									
1.1	Многоэтажные жилые здания	0,3093	0,0429	0,3522	-0,039	-0,0081	-0,0471	0,2088	0,0261	0,2349
1.2	Индивидуальные жилые здания	0,0825	0,008	0,0905	0,0742	0,0072	0,0814	0,0907	0,0088	0,0995
1.3	Общественные здания	0,1707	0,0107	0,1814	0,1564	0,0098	0,1662	0,2584	0,0162	0,2746
1.4	Производственные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.5	Всего по району	0,5625	0,0616	0,6241	0,1916	0,0089	0,2005	0,5579	0,0511	0,609
	<b>Итого за год</b>	<b>0,5625</b>	<b>0,0616</b>	<b>0,6241</b>	<b>0,1916</b>	<b>0,0089</b>	<b>0,2005</b>	<b>0,5579</b>	<b>0,0511</b>	<b>0,609</b>

Продолжение таблицы 1.4.2

№ п/п	Наименование района / назначение зданий	Перспективное изменение тепловой нагрузки за счет нового строительства с учётом сноса существующих зданий по годам, Гкал/ч								
		2017 г.			2018 г.			2014-2018 гг.		
		отопление и вентиляция	ГВС (средне-недельная)	Всего	отопление и вентиляция	ГВС (средне-недельная)	Всего	отопление и вентиляция	ГВС (средне-недельная)	Всего
<b>1</b>	<b>г/о г. Кирово-Чепецк</b>									
1.1	Многоэтажные жилые здания	0,4453	0,0653	0,5106	0,2509	0,0366	0,2875	1,1753	0,1628	1,3381
1.2	Индивидуальные жилые здания	0,0907	0,0088	0,0995	0,3299	0,032	0,3619	0,8907	0,0864	2,7026
1.3	Общественные здания	0,2929	0,0183	0,3112	0,1938	0,0121	0,2059	1,0722	0,0671	1,1393
1.4	Производственные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.5	Всего по району	1,0516	0,1140	1,1656	0,7746	0,0807	0,8553	3,1382	0,3163	3,4545
	<b>Итого за год/период</b>	<b>1,0516</b>	<b>0,1140</b>	<b>1,1656</b>	<b>0,7746</b>	<b>0,0807</b>	<b>0,8553</b>	<b>3,1382</b>	<b>0,3163</b>	<b>3,4545</b>

№ п/п	Наименование района / назначение зданий	Перспективное изменение тепловой нагрузки за счет нового строительства с учётом сноса существующих зданий по годам, Гкал/ч											
		2019-2023 гг.			2024-2028 гг.			2029-2033 гг.			2014-2033 гг.		
		отопление и вентиляция	ГВС (средне-недельная)	Всего	отопление и вентиляция	ГВС (средне-недельная)	Всего	отопление и вентиляция	ГВС (средне-недельная)	Всего	отопление и вентиляция	ГВС (средне-недельная)	Всего
<b>1</b>	<b>г/о г. Кирово-Чепецк</b>												
1.1	Многоэтажные жилые здания	1,0828	0,1546	1,2374	1,0007	0,1333	1,134	1,0762	0,1691	1,2453	4,335	0,6198	4,9548
1.2	Индивидуальные жилые здания	0,6995	0,0680	0,7675	0,3842	0,0373	0,4215	0,489	0,0475	0,5365	2,4634	0,2392	2,7026
1.3	Общественные здания	0,7493	0,0469	0,7962	0,9519	0,0595	1,0114	0,9524	0,0596	1,012	3,7258	0,2331	3,9589
1.4	Производственные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.5	Всего по району	2,5316	0,2695	2,8011	2,3368	0,2301	2,5669	2,5176	0,2762	2,7938	10,5242	1,0921	11,6163
<b>Итого за период</b>		<b>2,5316</b>	<b>0,2695</b>	<b>2,8011</b>	<b>2,3368</b>	<b>0,2301</b>	<b>2,5669</b>	<b>2,5176</b>	<b>0,2762</b>	<b>2,7938</b>	<b>10,5242</b>	<b>1,0921</b>	<b>11,6163</b>



**Рис. 1.4.2. Перспективное изменение тепловой нагрузки за счет нового строительства в г. Кирово-Чепецк в период с 2015 по 2033 гг. с учётом сноса существующих зданий**

### **1.4.3. Прогнозы изменения потребления тепловой энергии с разделением по видам теплоснабжения и по элементам территориального деления с учетом сноса зданий**

Перспективные приросты тепловых нагрузок потребителей за счет нового строительства за четыре пятилетки расчетного периода (с 2014 по 2033 гг.) с учетом снижения тепловой нагрузки вследствие сноса аварийных и ветхих зданий приведены в табл. 1.4.3.

Средние значения температуры наружного воздуха в отопительном периоде и его продолжительность определены на основании данных СП 131.13330.2012 «Строительная климатология». Средняя температура наружного воздуха в отопительный период равна -5,4 °С. Продолжительность отопительного периода составляет 231 сут.

Исходя из данных, представленных в табл. 1.4.3. суммарный перспективный прирост теплоснабжения за счет нового строительства с учетом сноса существующих зданий должен составить:

- в 2014 г.	1,994 тыс. Гкал;
- в 2015 г.	0,566 тыс. Гкал;
- в 2016 г.	1,884 тыс. Гкал;
- в 2017 г.	3,721 тыс. Гкал;
- в 2018 г.	2,716 тыс. Гкал;
- всего в период с 2014 по 2018 гг.	10,881 тыс. Гкал;
- всего в период с 2019 по 2023 гг.	8,912 тыс. Гкал;
- всего в период с 2024 по 2028 гг.	8,039 тыс. Гкал;
- всего в период с 2029 по 2033 гг.	8,908 тыс. Гкал;
- всего в период с 2014 по 2033 гг.	36,740 тыс. Гкал.

Таблица 1.4.3

№ п/п	Наименование района / назначение зданий	Перспективное изменение теплопотребления за счет нового строительства в г. Кирово-Чепецк по годам, Гкал в год								
		2014 г.			2015 г.			2016 г.		
		отопление и вентиляция	ГВС (средне-недельная)	Всего	отопление и вентиляция	ГВС (средне-недельная)	Всего	отопление и вентиляция	ГВС (средне-недельная)	Всего
<b>1</b>	<b>г/о г. Кирово-Чепецк</b>									
1.1	Многоэтажные жилые здания	821,79	361,39	1183,18	-103,62	-68,23	-171,85	554,77	219,87	774,64
1.2	Индивидуальные жилые здания	219,2	67,39	286,59	197,14	60,65	257,79	240,98	74,13	315,11
1.3	Общественные здания	434,21	90,14	524,35	397,84	82,56	480,4	657,3	136,47	793,77
1.4	Производственные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.5	Всего по району	1475,2	518,92	1994,12	491,36	74,98	566,34	1453,05	430,47	1883,52
	<b>Итого за год</b>	<b>1475,2</b>	<b>518,92</b>	<b>1994,12</b>	<b>491,36</b>	<b>74,98</b>	<b>566,34</b>	<b>1453,05</b>	<b>430,47</b>	<b>1883,52</b>

Продолжение таблицы 1.4.3

№ п/п	Наименование района / назначение зданий	Перспективное изменение теплопотребления за счет нового строительства в г. Кирово-Чепецк по годам, Гкал в год								
		2017 г.			2018 г.			2014-2018 гг.		
		отопление и вентиляция	ГВС (средне-недельная)	Всего	отопление и вентиляция	ГВС (средне-недельная)	Всего	отопление и вентиляция	ГВС (средне-недельная)	Всего
<b>1</b>	<b>г/о г. Кирово-Чепецк</b>									
1.1	Многоэтажные жилые здания	1183,13	550,09	1733,22	666,63	308,32	974,95	3122,7	1371,44	4494,14
1.2	Индивидуальные жилые здания	240,98	74,13	315,11	876,52	269,57	1146,09	2366,52	727,83	8560,1
1.3	Общественные здания	745,05	154,16	899,21	492,97	101,93	594,9	2727,37	565,26	3292,63
1.4	Производственные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.5	Всего по району	2760,86	960,34	3721,2	2036,12	679,82	2715,94	8216,59	2664,53	10881,12
	<b>Итого за год/период</b>	<b>2760,86</b>	<b>960,34</b>	<b>3721,2</b>	<b>2036,12</b>	<b>679,82</b>	<b>2715,94</b>	<b>8216,59</b>	<b>2664,53</b>	<b>10881,12</b>

Продолжение таблицы 1.4.3

№ п/п	Наименование района / назначение зданий	Перспективное изменение теплопотребления за счет нового строительства в г. Кирово-Чепецк по годам, Гкал в год											
		2019-2023 гг.			2024-2028 гг.			2029-2033 гг.			2014-2033 гг.		
		отопление и вентиляция	ГВС (средне-недельная)	Всего	отопление и вентиляция	ГВС (средне-недельная)	Всего	отопление и вентиляция	ГВС (средне-недельная)	Всего	отопление и вентиляция	ГВС (средне-недельная)	Всего
<b>1</b>	<b>г/о г. Кирово-Чепецк</b>												
1.1	Многоэтажные жилые здания	2876,93	1302,35	4179,28	2658,8	1122,92	3781,72	2859,39	1424,5	4283,89	11517,82	5221,21	16739,03
1.2	Индивидуальные жилые здания	1858,53	572,83	2431,36	1020,79	314,22	1335,01	1299,24	400,14	1699,38	6545,08	2015,02	8560,1
1.3	Общественные здания	1906,01	395,09	2301,1	2421,36	501,23	2922,59	2422,64	502,07	2924,71	9477,38	1963,65	11441,03
1.4	Производственные здания	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.5	Всего по городу	6641,47	2270,27	8911,74	6100,95	1938,37	8039,32	6581,27	2326,71	8907,98	27540,28	9199,88	36740,16
<b>Итого за период</b>		<b>6641,47</b>	<b>2270,27</b>	<b>8911,74</b>	<b>6100,95</b>	<b>1938,37</b>	<b>8039,32</b>	<b>6581,27</b>	<b>2326,71</b>	<b>8907,98</b>	<b>27540,28</b>	<b>9199,88</b>	<b>36 740,16</b>

## Раздел 2. Перспективные балансы располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей

### 2.1. Существующие источники централизованного теплоснабжения в г. Кирово-Чепецке

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

Основным источником теплоснабжения в г. Кирово-Чепецке является Кировская ТЭЦ-3, входящая в Кировский филиал ОАО «ТГК-5». На ее долю приходится более 95 % вырабатываемой тепловой энергии в городе.

Кировская ТЭЦ-3 расположена по адресу: г. Кирово-Чепецк, переулочек Рабочий, д. 4.

Схема расположения ТЭЦ в г. Кирово-Чепецке представлена на рис. 2.1.1.

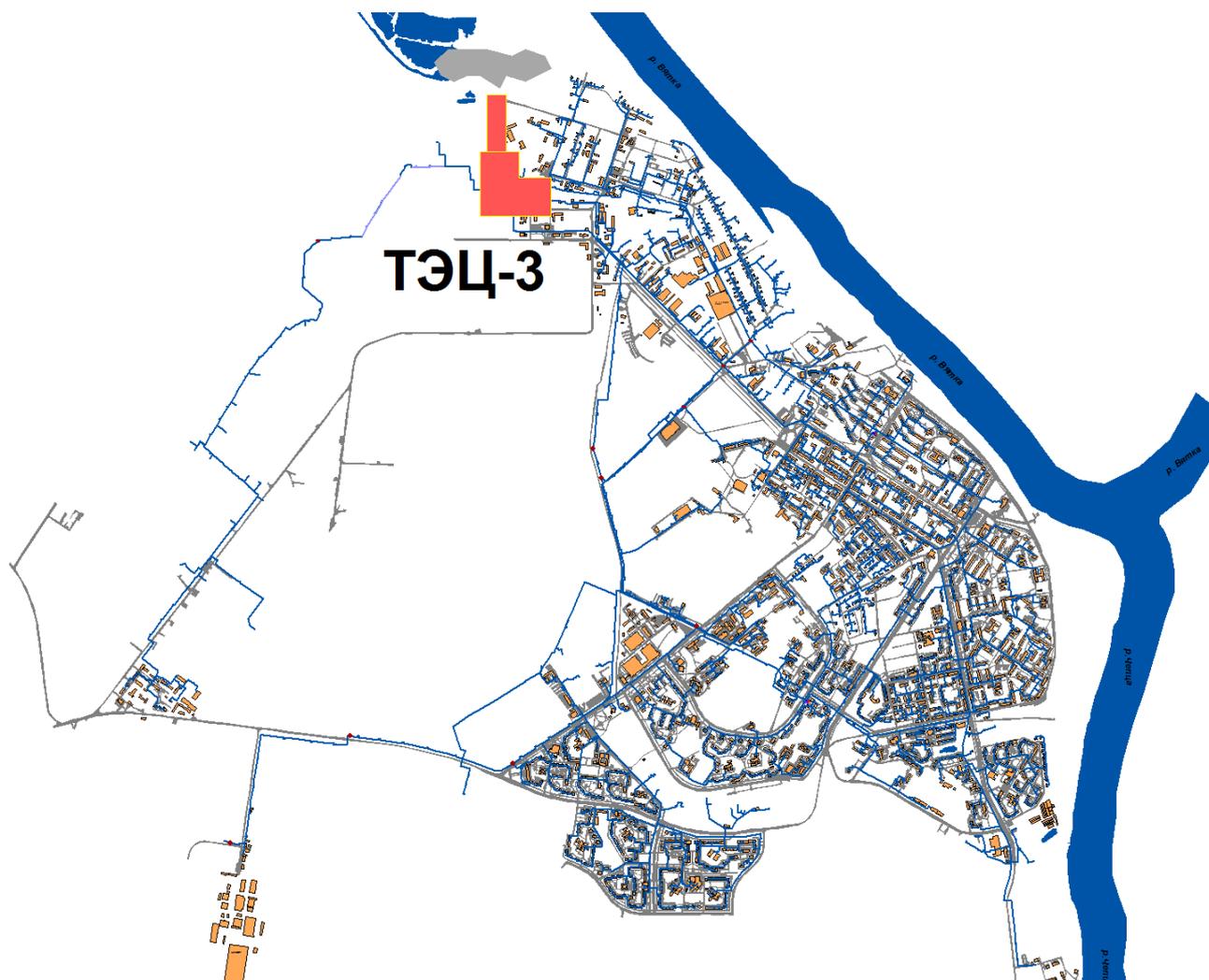


Рис. 2.1.1. Схема расположения ТЭЦ-3 в г. Кирово-Чепецке

#### 2.1.2. Зона эксплуатационной ответственности котельной микрорайона Каринторф

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

Фактический адрес котельной БМК-8,0: г. Кирово-Чепецк, микрорайон Каринторф, улица Октябрьская, дом 12.

Место расположения и зона действия котельной микрорайона Каринторф на карте города представлено на рис. 2.1.2.



**Рис. 2.1.2. Зона действия котельной микрорайона Каринторф (выделена красным) с указанием тепловых сетей (выделены синим)**

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

## **2.2. Перспективные тепловые нагрузки существующих источников теплоснабжения г. Кирово-Чепецка**

### **2.2.1. Общие положения**

На основании данных, предоставленных Департаментом архитектуры и строительства администрации г. Кирово-Чепецка были определены величины прироста тепловой нагрузки за расчётный период (2014 – 2033 гг.) в каждом из элементов территориального деления (см. Книга 2 Обосновывающих материалов Схемы теплоснабжения). При этом теплоснабжение части перспективных площадок строительства предполагается осуществлять за счёт индивидуальных источников теплоснабжения. В первую очередь это касается индивидуальной (малоэтажной) жилой застройки и части общественных и производственных зданий.

При определении источника централизованного теплоснабжения для перспективных площадок строительства учитывались следующие данные:

- выданные технические условия на подключения строящихся зданий к тепловым сетям существующих источников теплоснабжения;

- планы застройщиков по установке индивидуальных источников теплоснабжения;

- близость перспективных площадок строительства к зоне действия существующего источника теплоснабжения.

- возможность подключения перспективных площадок строительства к тепловым сетям существующего источника теплоснабжения исходя из гидравлического расчёта тепловых сетей;

- экономическая целесообразность подключения удалённых перспективных площадок строительства к существующим тепловым сетям города.

По результатам проведённого анализа для осуществления централизованного теплоснабжения перспективных площадок строительства предполагается использовать тепловые мощности Кировской ТЭЦ-3. Необходимо отметить, что существует несколько перспективных площадок строительства, которые сильно удалены от существующей зоны действия источника тепловой энергии и не могут быть подключены к централизованному теплоснабжению. Комплекс мероприятий по покрытию перспективных тепловых нагрузок данных площадок, предполагающий строительство индивидуальных источников теплоснабжения, приведён в Мастер-плане (см. Книгу 5 Обосновывающих материалов Схемы теплоснабжения).

### **2.2.2. Перспективные изменения тепловой нагрузки существующих источников централизованного теплоснабжения и индивидуальных источников теплоснабжения**

В табл. 2.2.1 приведены данные по перспективным изменениям тепловой нагрузки существующих источников централизованного теплоснабжения, а также индивидуальных источников теплоснабжения. Общий прирост перспективной тепловой нагрузки централизованного теплоснабжения в г. Кирово-Чепецке за счёт нового строительства и сноса аварийного жилья в период с 2014 по 2033 гг. должен составить 14,2926 Гкал/ч.

На основании табл. 2.1 можно сделать вывод о том, что на долю ТЭЦ-3 приходится около 81,1 % всей перспективной тепловой нагрузки г. Кирово-Чепецка. Остальные 18,9 % приходятся на перспективные площадки, которые не обеспечены источниками централизованного теплоснабжения.

Таблица 2.2.1

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Расчётный период								
			2014	2015	2016	2017	2018	2019 - 2023	2024 - 2028	2029 - 2033	2014 - 2033
<b>Приросты перспективной нагрузки ТЭЦ-3</b>											
1	Общая нагрузка, Гкал/ч	Гкал/ч	0,5617	0,2476	0,6573	1,2085	0,8991	3,024	2,7879	2,999	12,39
	Общая нагрузка на отопление, Гкал/ч	Гкал/ч	0,4932	0,2306	0,5969	1,0906	0,8136	2,7266	2,5218	2,7106	11,18
	Общая нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Гкал/ч	0,0685	0,017	0,0604	0,1179	0,0855	0,2974	0,2661	0,2884	1,2
<b>Приросты перспективной нагрузки индивидуальных источников тепловой энергии</b>											
2	Общая нагрузка, Гкал/ч	Гкал/ч	0,0905	0,0814	0,0995	0,3438	0,3619	0,7675	0,4215	0,5365	2,7026
	Общая нагрузка на отопление, Гкал/ч	Гкал/ч	0,0825	0,0742	0,0907	0,3134	0,3299	0,6995	0,3842	0,489	2,4634
	Общая нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Гкал/ч	0,008	0,0072	0,0088	0,0304	0,032	0,068	0,0373	0,0475	0,2392
<b>Приросты перспективной нагрузки суммарно по всем источникам теплоснабжения</b>											
3	Общая нагрузка, Гкал/ч	Гкал/ч	0,6522	0,329	0,7568	1,5523	1,261	3,7915	3,2094	3,5355	15,0926
	Общая нагрузка на отопление, Гкал/ч	Гкал/ч	0,5757	0,3048	0,6876	1,404	1,1435	3,4261	2,906	3,1996	13,6434
	Общая нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Гкал/ч	0,0765	0,0242	0,0692	0,1483	0,1175	0,3654	0,3034	0,3359	1,4392

## 2.3. Перспективные балансы источников тепловой мощности г. Кирово-Чепецка

### 2.3.1. Перспективные балансы Кировской ТЭЦ-3

Установленная электрическая мощность Кировской ТЭЦ-3 на 01.01.2014 г. равна 149 МВт. Установленная тепловая мощность Кировской ТЭЦ-3 – 813 Гкал/ч, из которой тепловая мощность отборов паровых турбин 413 Гкал/ч, мощность пиковых водогрейных котлов 400 Гкал/ч. Тепловая мощность отборов паровых турбин складывается из мощности теплофикационных отборов – 273 Гкал/ч и мощности производственных отборов – 140 Гкал/ч.

В состав основного оборудования Кировской ТЭЦ-3 входят 7 энергетических котлов, 5 паровых турбин и 4 водогрейных котла. Состав установленного основного энергетического оборудования приведен в таблице 2.3.1.

Таблица 2.3.1

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

В конце 2014 года введен в эксплуатацию блок ПГУ электрической мощностью 220 МВт на базе газовой турбины ГТЭ – 160, котла-утилизатора и паровой турбины Т-63/76-8,8 номинальной тепловой мощностью 136 Гкал/ч. С паровой турбиной Т-63/76-8,8 комплектуется два сетевых подогревателя ПСГ-1300 и конденсатор К-6000 поверхностью теплообмена 6000 м<sup>2</sup> и расходом охлаждающей воды до 13500 м<sup>3</sup>/ч. Регулирование давления в камере отбора на ПСГ-2 при двухступенчатом подогреве сетевой воды и давление в отборе пара на ПСГ-1 при одноступенчатом подогреве сетевой воды осуществляется регулирующей диафрагмой 20 ступени.

Таким образом, после реконструкции установленная тепловая мощность Кировской ТЭЦ-3 составит 949 Гкал/ч, из которой тепловая мощность отборов паровых турбин 549 Гкал/ч, мощность пиковых водогрейных котлов 400 Гкал/ч. Тепловая мощность отборов паровых турбин складывается из мощности теплофикационных отборов – 409 Гкал/ч и мощности производственных отборов – 140 Гкал/ч.

Состав парка турбинного оборудования с параметрами пара на входе в турбину приведен в табл. 2.3.2;

Перечень энергетических котлов с параметрами свежего пара приведен в табл. 2.3.3.

**Таблица 2.3.2**

Ст. №	Тип (марка) турбины, завод-изготовитель	Установленная электрическая мощность, МВт	Параметры острого пара	
			Давление, кгс/см <sup>2</sup>	Температура, °С
3	ПТ-25-90-10/2,5, ЛМЗ	25	90	535
4	Т-25-90, БМЗ	25	90	535
5	Т-25-90, БМЗ	27	90	535
6	Т-42/50-90-3, ЛМЗ	42	90	535
8	ПТ-30-90-10/2,5, ТМЗ	30	90	535
<b>Итого</b>		149		

**Таблица 2.3.3**

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

Принятый в «Схеме теплоснабжения» вариант развития предполагает следующие изменения в составе основного оборудования ТЭЦ-3:

На 2014 – 2015 гг. запланированы следующие работы по выводу из эксплуатации и консервации оборудования:

1. Вывод в консервацию турбоагрегатов:
  - турбоагрегат ПТ-25-90-10/2,5 ст. № 3;
  - турбоагрегат Т-25-90 ст. № 4;
  - турбоагрегат Т-27-90 ст. № 5.

2. Вывод из эксплуатации паровых котлов с последующим демонтажом:
  - котлоагрегат ТП-170-1 ст. № 5;
  - котлоагрегат ТП-170-1 ст. № 6.
3. Вывод в консервацию котлоагрегата ТП-170-1 ст. № 7.
4. Вывод в консервацию (аварийный резерв) котлоагрегата ТП-170-1 ст. № 8.
5. Вывод в консервацию пиковых водогрейных котлов:
  - КВГМ-100-150 ст. № 1;
  - КВГМ-100-150 ст. № 2.

В 2014 году введен работу блок ПГУ-220 в моноблочном исполнении на базе газотурбинной установки мощностью 160 МВт, паровой теплофикационной турбины типа Т мощностью 63 МВт и одного двухконтурного котла-утилизатора со всем необходимым тепло- и электротехническим оборудованием.

На период с 2014 по 2027 гг. запланированы следующие мероприятия по техническому перевооружению и реконструкции станции:

1. Модернизация котла ст. № 10 с заменой водоперепускных труб.
2. Техническое перевооружение котла ст. № 9 с заменой коробов дымососов.
3. Реконструкция мазутного хозяйства и горелочных устройств и подвода мазута котла № 8 Кировской ТЭЦ-3.
4. Установка регулируемого привода на ПЭН №10 на Кировской ТЭЦ-3.
5. Модернизация котла ПК-14 ст.№11.
6. Модернизация оборудования КИП и А ПК-14 ст.№11.
7. Модернизация котла ТП-170 ст. № 8 Модернизация оборудования КИПиА.
8. Модернизация котла ПК-14 ст.№9 Реконструкция системы управления газовыми горелками котла ПК-14 ст.№9 с системой автоматического регулирования.
9. Модернизация котла ПК-14 ст.№ 10.
10. Модернизация КИПиА ГРП.
11. Реконструкция котлоагрегата ст. № 9.
12. Модернизация оборудования КИПиА деаэраторов ПВК.
13. Реконструкция котлоагрегата ст. № 10.
14. Модернизация оборудования КИП и А КВГМ-100 №1.
15. Реконструкция котлоагрегата № 11.
16. Модернизация оборудования КИП и А КВГМ-100 ст. № 2.
17. Модернизация оборудования КИП и А КВГМ-100 ст. № 3.
18. Реконструкция бойлерной установки.
19. Реконструкция приводов питателей котлов № 9-11.
20. Модернизация оборудования КИП и А КВГМ-100 ст. № 4.

При расчёте суммарной, подключенной к ТЭЦ-3, тепловой нагрузки на расчётный период (2014 – 2033 гг.) и установленной тепловой мощности ТЭЦ учитывались:

- фактическая тепловая нагрузка, подключенная к ТЭЦ-3 в 2014 г.;
- перспективная тепловая нагрузка ТЭЦ-3 на период с 2015 по 2033 гг.;
- изменение установленной тепловой мощности ТЭЦ.

Составленные балансы установленной, располагаемой, тепловой мощности нетто и перспективной тепловой нагрузки в существующей зоне действия ТЭЦ-3 представлены в табл. 2.3.4.

По результатам составления балансов можно сделать вывод о том, что дефицит установленной тепловой мощности ТЭЦ-3к концу расчётного периода (2033 г.) отсутствует. Резерв тепловой мощности на конец прогнозируемого периода ТЭЦ-3 составит 83,2 Гкал/ч.

Таблица 2.3.4

№ п/п	Наименование показателя	Значения показателя по годам расчётного периода, Гкал/ч							
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024-2028 гг.	2029-2033 гг.
1	Установленная тепловая мощность источника	949,0	521,0	521,0	521,0	521,0	521,0	521,0	521,0
2	Располагаемая тепловая мощность источника	<b>949,0</b>	<b>521,0</b>	<b>521,0</b>	<b>521,0</b>	<b>521,0</b>	<b>521,0</b>	<b>521,0</b>	<b>521,0</b>
3	Расход тепла на собственные нужды источника	8,5	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
4	Располагаемая тепловая мощность источника нетто	940,5	516,0	516,0	516,0	516,0	516,0	516,0	516,0
5	Тепловая нагрузка потребителей	<b>393,9</b>	<b>394,2</b>	<b>395,1</b>	<b>396,7</b>	<b>397,6</b>	<b>401,5</b>	<b>405,6</b>	<b>406,9</b>
6	Тепловые потери при передаче тепловой энергии	38,7	38,4	36,0	35,7	30,7	26,1	25,9	25,9
7	Резерв/дефицит тепловой энергии	<b>+507,8</b>	<b>+83,5</b>	<b>+84,8</b>	<b>+83,6</b>	<b>+87,7</b>	<b>+88,4</b>	<b>+84,5</b>	<b>+83,2</b>

На графике рис. 2.3.1. приведен баланс располагаемой тепловой мощности ТЭЦ-3 и тепловой нагрузки потребителей, показан резерв тепловой мощности по периоду 2013 – 2033 гг.

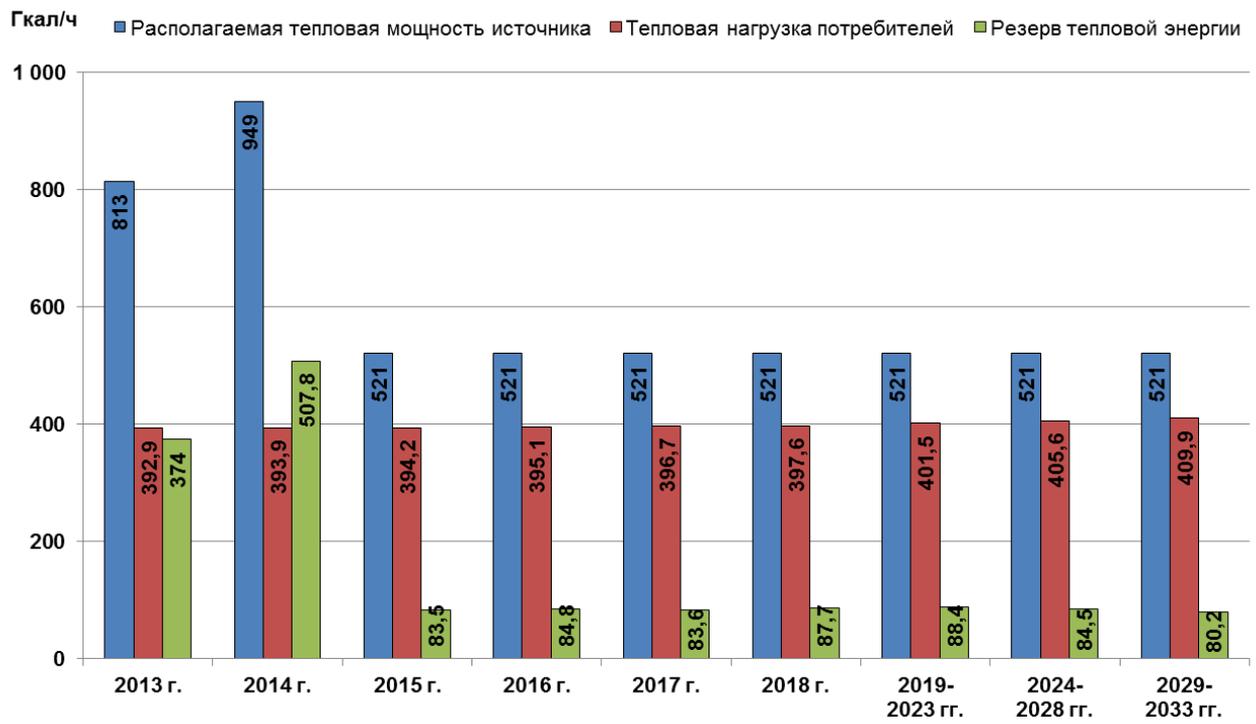


Рис. 2.3.1. Баланс располагаемой тепловой мощности ТЭС-3 и тепловой нагрузки потребителей

### 2.3.1. Перспективные балансы котельной микрорайона Каринторф БМК-8,0

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

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

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

Структура основного оборудования котельной микрорайона Каринторф приведена в табл. 2.3.6.

Таблица 2.3.6

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

Описание основного оборудования котельной Каринторф выполнено в табл. 2.3.7. по режимным картам котлов.

Таблица 2.3.7

Наименование котельной	Тип, модификация котла	Завод-изготовитель	Топливо основное	Установленная тепловая мощность котла Гкал/ч	Коэффициент полезного действия котла, %	Температура воды на входе / выходе котла, °С	Давление воды на входе в котёл выходе и выходе из котла, кгс/см <sup>2</sup>	Расход воды через котёл, min/max т/ч
Котельная мкр. Каринторф	КВаГн «Вулкан» VK-2000	ЗАО "Белогорье" г. Шебекино, Белгородская область	газ	2,0	89,82	65 / 90*	3,8/3,3	80/85
	КВаГн «Вулкан» VK-1500	ЗАО "Белогорье" г. Шебекино, Белгородская область	газ	1,5	92	70 / 95*	3,8/3,3	60/64

Вспомогательное оборудование, установленное на котельной:

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

На котельной используются разборные пластинчатые теплообменники фирмы ЗАО «Ридан».

Основные характеристики теплообменника приведены в табл. 2.3.8.

**Таблица 2.3.8**

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

Перспективный прирост тепловой нагрузки и тепловой баланс котельной микрорайона Каринторф по годам расчетного периода 2014 – 2033 гг. приведен в табл. 2.3.9.

Таблица 2.3.9

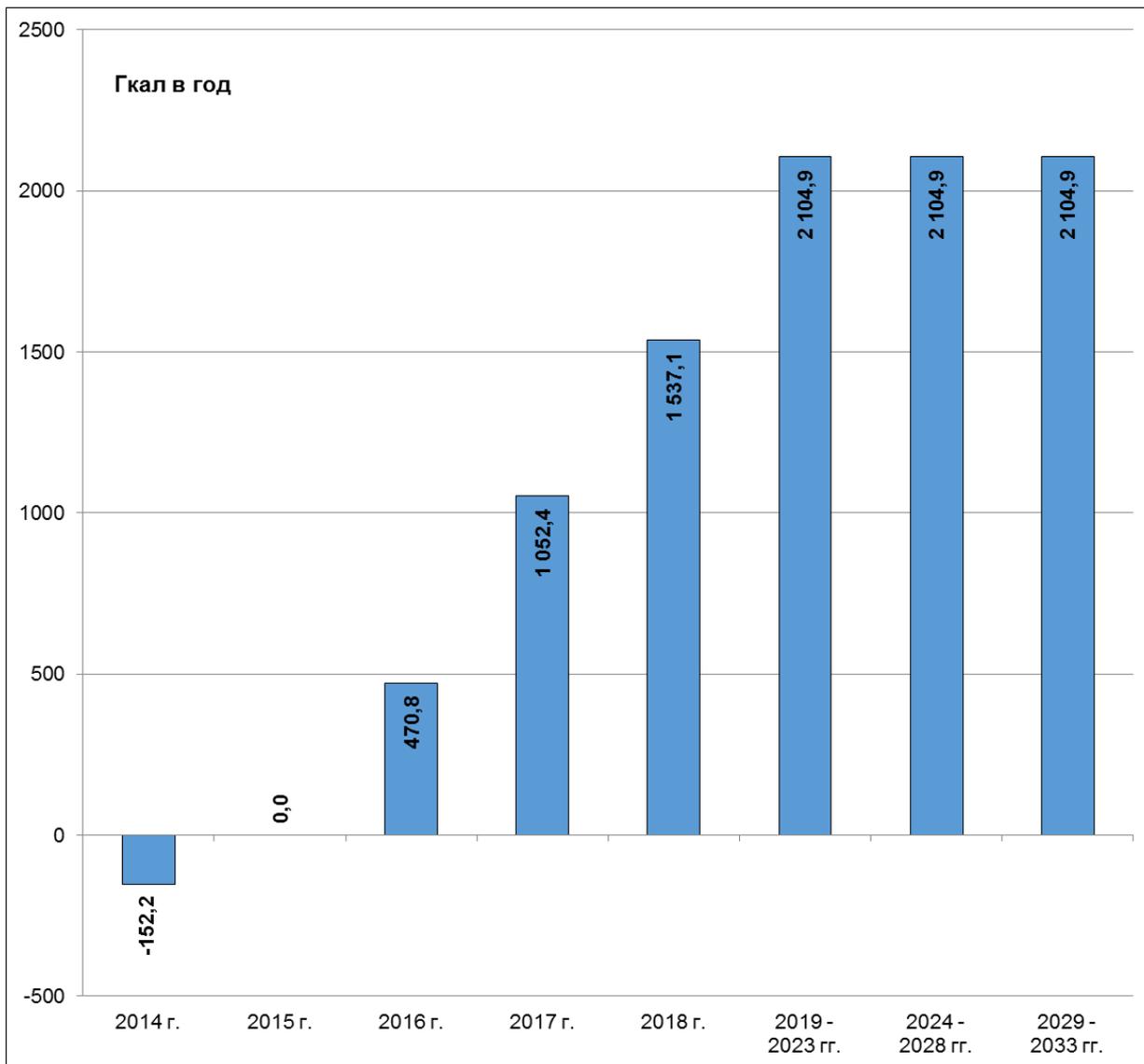
№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Значения показателя по годам расчётного периода, Гкал/ч							
			2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 – 2023 гг.	2024 - 2028 гг.	2029 - 2033 гг.
1	Ежегодный планируемый прирост нагрузки ГВС потребителей	Гкал/ч	0,0	0,0	0,136	0,168	0,143	0,163	0,0	0,0
2	Тепловая нагрузка ГВС потребителей	Гкал/ч	0,0	0,0	0,136	0,304	0,447	0,61	0,61	0,61
3	Тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	4,0	4,0	4,136	4,304	4,447	4,61	4,61	4,61
4	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
5	Резерв тепловой мощности	Гкал/ч	1,5	1,5	1,364	1,196	1,053	0,89	0,89	0,89

Анализ данных, приведенных в табл. 2.3.9 показывает, что в перспективном периоде 2014 – 2033 гг. рост тепловой нагрузки в микрорайоне Каринторф будет происходить только из-за ежегодного прироста нагрузки ГВС потребителей после ввода систем горячего водоснабжения в зданиях микрорайона в период 2016 – 2020 гг.

Суммарный прирост тепловой нагрузки ГВС потребителей составит 0,61 Гкал/ч. Соответственно общая тепловая нагрузки потребителей достигнет величины 4,61 Гкал/ч в 2020 г. и до 2033 г. будет оставаться неизменной. Изменение отпуска тепловой энергии потребителям микрорайона Каринторф по сравнению со средними значениями отпуска тепловой энергии за 2010 – 2014 гг. в перспективном периоде 2014 – 2033 гг. приведено в табл. 2.3.10 и на графике рис. 2.3.1.

Таблица 2.3.10

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Рассматриваемый период, год							
			2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 – 2023 гг.	2024 - 2028 гг.	2029 - 2033 гг.
1	Общий годовой отпуск тепловой энергии потребителям	Гкал/год	13 696,0	13 848,0	14 318,8	14 900,4	15 385,1	15 952,9	15 952,9	15 952,9
2	Изменение отпуска тепловой энергии потребителям по сравнению со средними значениями за 2010 – 2014 гг.	Гкал/год	-152,0	0,00	470,83	1 052,45	1 537,13	2 104,90	2 104,90	2 104,90



**Рис. 2.3.1. Изменение отпуски тепловой энергии потребителям микрорайона Каринторф по сравнению со средними значениями отпуски тепловой энергии за 2010 – 2014 гг. в перспективном периоде 2014 – 2033 гг.**

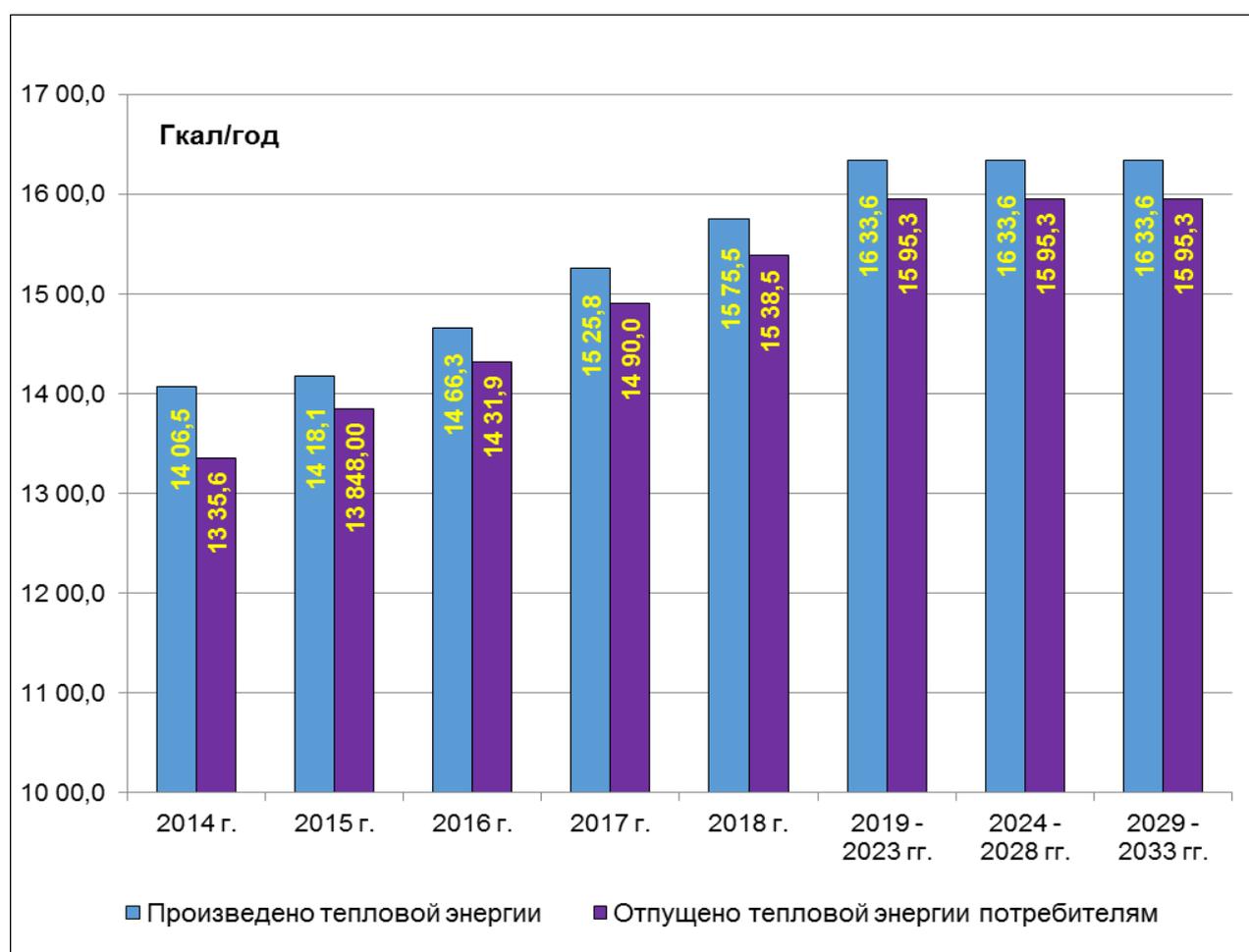
Следует отметить, средние значения отпуски тепловой энергии за 2010 – 2014 гг. составило 13 848 Гкал/год, снижение отпуски в 2014 г. было обусловлено более высокими температурами зимнего периода в г. Кирово-Чепецке. Прогнозные отпуски тепловой энергии строились исходя из запланированного в Схеме теплоснабжения введения в эксплуатацию в зданиях микрорайона систем закрытого горячего водоснабжения.

Предварительная оценка величины отпуски тепловой энергии показывает, что введения в эксплуатацию в зданиях микрорайона систем закрытого горячего водоснабжения приведет к росту отпуски тепловой энергии потребителям примерно на 2 100 Гкал/год или на 15 %.

Данные о прогнозируемом производстве и отпуске тепловой энергии потребителям от котельной микрорайона Каринторф показаны в табл. 2.3.11 и на графике рис. 2.3.2.

Таблица 2.3.11

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Рассматриваемый период, год							
			2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 – 2023 гг.	2024 - 2028 гг.	2029 - 2033 гг.
1	Произведено тепловой энергии	Гкал/год	14 065	14 181	14 663	15 258	15 755	16 336	16 336	16 336
2	Отпущено тепловой энергии потребителям	Гкал/год	13 696	13 848	14 319	14 900	15 385	15 953	15 953	15 953



**Рис. 2.3.2. Прогнозируемый уровень производства и отпуска тепловой энергии потребителям от котельной микрорайона Каринторф в период 2014 – 2033 гг.**

Анализ данных о прогнозируемом производстве и отпуске тепловой энергии потребителям от котельной микрорайона Каринторф показанных в табл. 2.3.11 и на графике рис. 2.3.2 показывает, что в перспективном периоде 2014 – 2033 гг. производство и отпуск тепловой энергии изменятся на 2 271 Гкал/год и на 2 257 Гкал/год соответственно.

Производство тепловой энергии возрастет с 14 065 Гкал/год до 16 336 Гкал/год, т.е. 16,15 %, а отпуск тепловой энергии возрастет с 13 696 Гкал/год до 15 953 Гкал/год т.е. 16,4 % по сравнению с уровнем 2014 г.

#### **2.4. Значения существующей и перспективной тепловой нагрузки потребителей, устанавливаемые по договорам теплоснабжения, договорам на поддержание резервной тепловой мощности, долгосрочным договорам теплоснабжения, в соответствии с которыми цена определяется по соглашению сторон, и по долгосрочным договорам, в отношении которых установлен долгосрочный тариф**

Значения существующей и перспективной тепловой нагрузки потребителей, устанавливаемые по договорам теплоснабжения, договорам на поддержание резервной тепловой мощности в г. Кирово-Чепецке не определены.

Долгосрочные договора теплоснабжения, в соответствии с которыми цена определяется по соглашению сторон, и по долгосрочные договора, в отношении которых установлен долгосрочный тариф в г. Кирово-Чепецке отсутствуют.

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей в городе Кирово-Чепецке не предусмотрена.

## 2.5. Расчет эффективного радиуса теплоснабжения источников тепловой энергии г. Кирово-Чепецка

### 2.5.1. Расчет эффективного радиуса теплоснабжения от Кировской ТЭЦ-3

Эффективный радиус теплоснабжения согласно методике [9] представляет собой расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при котором подключение теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе.

Для оценки эффективного радиуса теплоснабжения применяется методика, которая основывается на допущении, что в среднем по системе теплоснабжения затраты на транспорт тепловой энергии для каждого конкретного потребителя пропорциональны расстоянию до источника и мощности потребителя. Для упрощения расчётов зону действия централизованного теплоснабжения рассматриваемого источника условно разбиваем на несколько крупных зон нагрузок. Для каждой из этих зон рассчитываем усреднённое расстояние от источника до условного центра присоединённой нагрузки ( $L_i$ ) и суммарное теплопотребление зоны ( $Q_i$ ).

Расчёт эффективного радиуса теплоснабжения ТЭЦ-3 приведён в табл. 2.5.1.

Таблица 2.5.1

Показатель	№ зоны					Сумма
	1	2	3	4	5	
<b>Исходные данные</b>						
Расстояние $L_i$ , км	1,539	0,186	1,22	1,626	1,715	6,286
Мощность $Q_i$ , Гкал/ч	20,164	31,481	25,676	0,692	18,929	96,9407
Годовой отпуск $A_i$ , тыс. Гкал	86,1	134,4	109,7	2,95	80,8	414,2
<b>Расчёт с учётом расстояния до источника</b>						
$L_i \times Q_i$ , км×Гкал	31,0	5,9	31,3	1,1	32,5	101,8
Средний радиус теплоснабжения $L_{cp}$ , км	-	-	-	-	-	1,25
Годовые затраты на транспорт тепла по каждой зоне $B_i$ , тыс. руб.	31550	5953	31847	1143	33004	103500
Удельные затраты на транспорт тепла $Z$ , руб/ч / ((Гкал/ч) × км)	-	-	-	-	-	2,52
Среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне $C_i$ , руб/ч	3,8	0,7	3,8	0,14	3,96	12,42
Удельные на единицу отпуска тепла среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне $S_i$ , руб/ч/Гкал	0,044	0,00531	0,0349	0,0465	0,049	
<b>Расчёт без учета расстояния</b>						
Годовые затраты на транспорт тепла $B_{i0}$ , тыс. руб	21528,3	33610,57	27413,32	738,3957	20209,37	103500
Годовая разница, тыс. руб	10022,4	-27657,4	4434,64	404,9298	12795,42	

Радиус зоны эффективного теплоснабжения составляет 3,1 км и представлен на рис. 2.5.1.

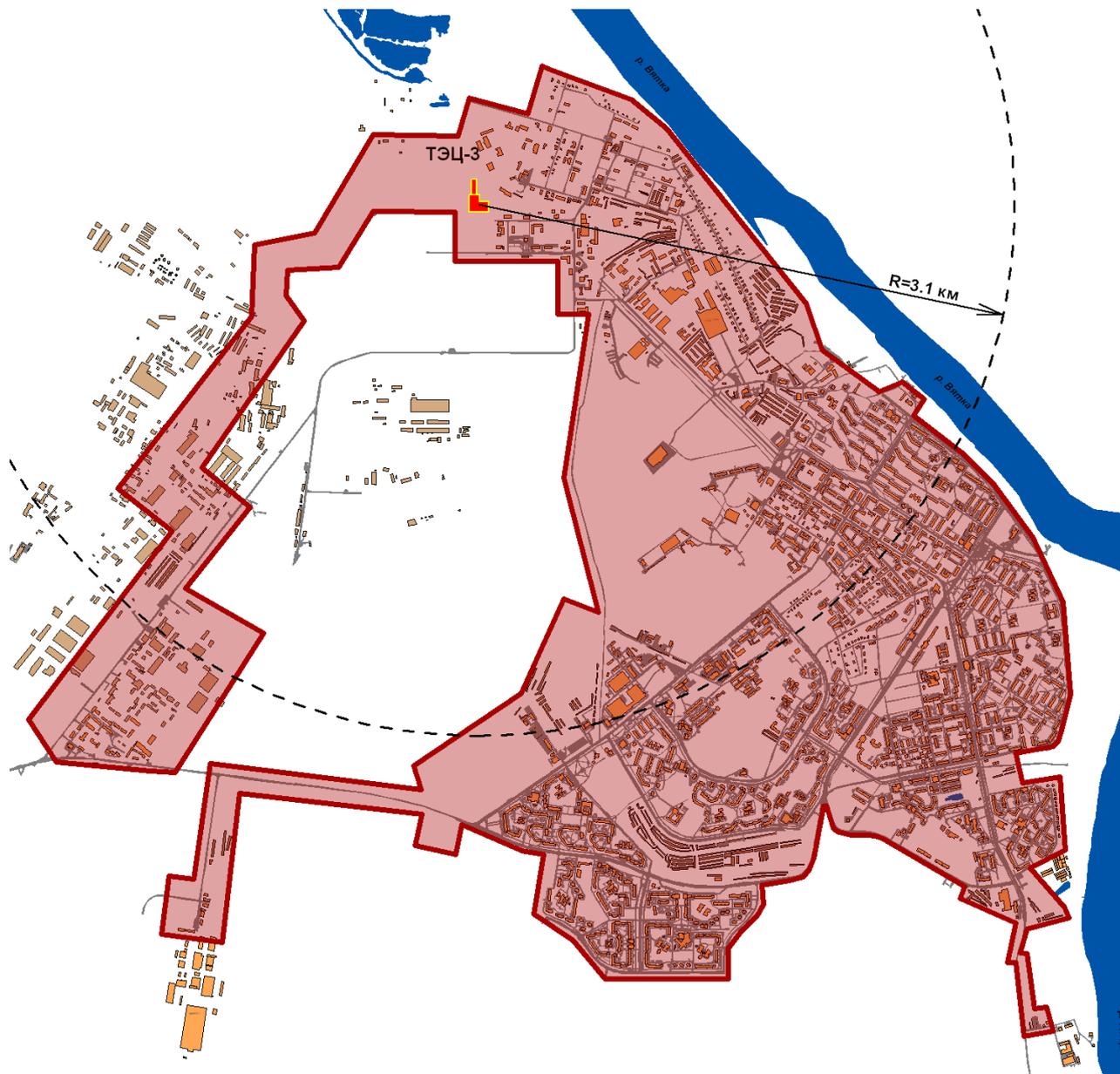


Рис. 2.5.1. Зона эффективного теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3

## 2.5.2. Расчёт эффективного радиуса теплоснабжения от котельной микрорайона Каринторф

Расчётная схема для определения эффективного радиуса теплоснабжения от котельной представлена на рис. 2.5.2. и в таблице 2.5.1.



Рис. 2.5.2. Расчетная схема для определения эффективного радиуса теплоснабжения

Таблица 2.5.1

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

Стоимость передачи тепловой энергии теплоснабжающей организацией от источников теплоснабжения до потребителей в 2014 г. составляла 368,6 руб/Гкал.

Радиус эффективного теплоснабжения котельной БМК-8,0 в 2014 г. составил 1,163 км и приведен на рис. 2.5.3.

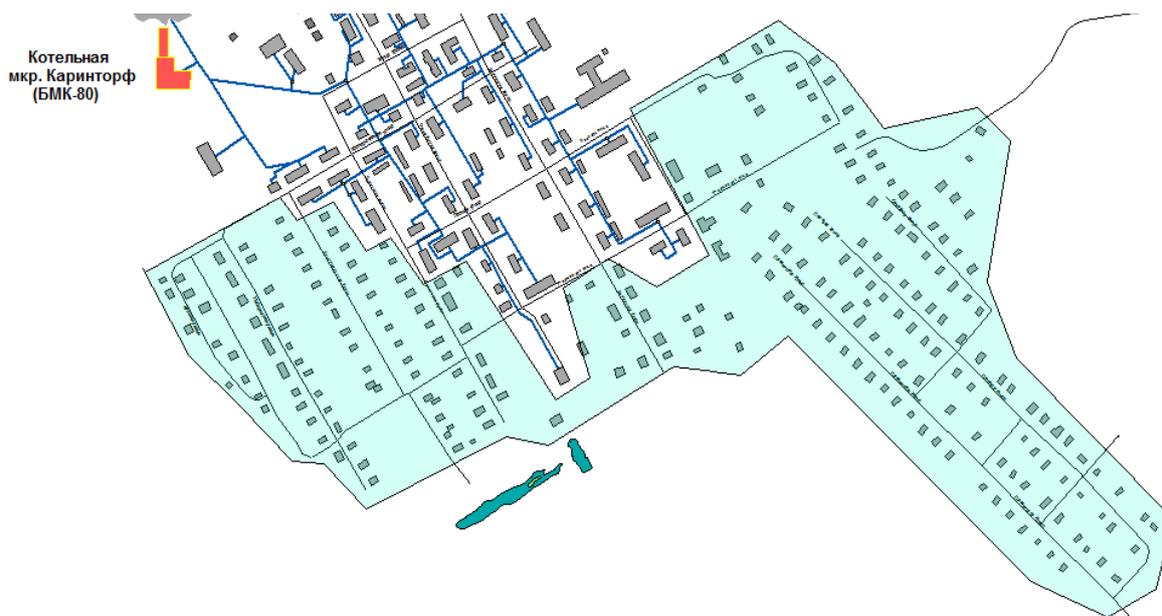


**Рис. 2.5.3. Зона действия и радиус эффективного теплоснабжения котельной микрорайона Каринторф**

## 2.6. Описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии

В ГО «Город Кирово-Чепецк» существуют зоны действия индивидуальных источников тепловой энергии. В основном это постройки малой этажности, находящиеся на значительном удалении от источника тепловой энергии, не входящие в зоны их действия и находящиеся вне черты города Кирово-Чепецка.

На рис. 2.6.1 приведена зона действия индивидуального теплоснабжения в городе Кирово-Чепецке в микрорайоне Каринторф.



**Рис. 2.6.1. Зона действия индивидуального теплоснабжения (выделено зеленым цветом) в городе Кирово-Чепецке в микрорайоне Каринторф**

Так же в ГО «Город Кирово-Чепецк» планируется застройка площадей, находящихся вне зоны действия существующего источника тепловой энергии. Теплоснабжение потребителей, находящихся в этих зонах, будет осуществляться от индивидуальных источников тепловой энергии.

На рис. 2.6.2 представлены перспективные зоны действия индивидуальных источников тепловой энергии. При формировании перспективных балансов тепловой энергии учитывались перспективный радиус теплоснабжения и плотность перспективной тепловой нагрузки. На их основе был проведен анализ и выявлены зоны перспективной застройки, теплоснабжение которых предлагается выполнить от индивидуальных источников.

Более подробно обоснование теплоснабжения зон с индивидуальной застройкой приведено в Книге 5 «Мастер-план разработки вариантов развития схемы теплоснабжения ГО «Город Кирово-Чепецк».

Зоны перспективной застройки, предлагаемые к подключению к индивидуальным источникам теплоснабжения приведены в табл. 2.6.1.

Таблица 2.6.1

№ п/п	Номер прогнозной зоны нового строительства	Квартал прогнозной зоны нового строительства	Сроки строительства	Прирост площади строительных фондов, м <sup>2</sup>	Подключаемая тепловая нагрузка, Гкал/ч	Источник тепловой мощности
1	№ 3	43:42:60	2017 – 2018 гг.	6 960	0,5247	Индивидуальные водогрейные двухконтурные газовые котлы
2	№ 6	43:42:200073	2029 – 2033 гг.	10 080	0,5365	Индивидуальные водогрейные двухконтурные газовые котлы
3	№ 8	43:42:300078	2014 – 2028 гг.	26 280	1,6414	Индивидуальные водогрейные двухконтурные газовые котлы
<b>9</b>	<b>Итого</b>			<b>43 320</b>	<b>2,7026</b>	

Таким образом, в Схеме теплоснабжения г. Кирово-Чепецка предусмотрено строительство индивидуальных жилых домов с обеспечением теплоснабжения от индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов в 3 кадастровых кварталах, отведенных под новое строительство в период 2014 – 2033 гг. Суммарная подключенная нагрузка за 2014-2033 гг. составит 2,7026 Гкал/ч. Прирост площади строительных фондов составит 43 320 м<sup>2</sup>.

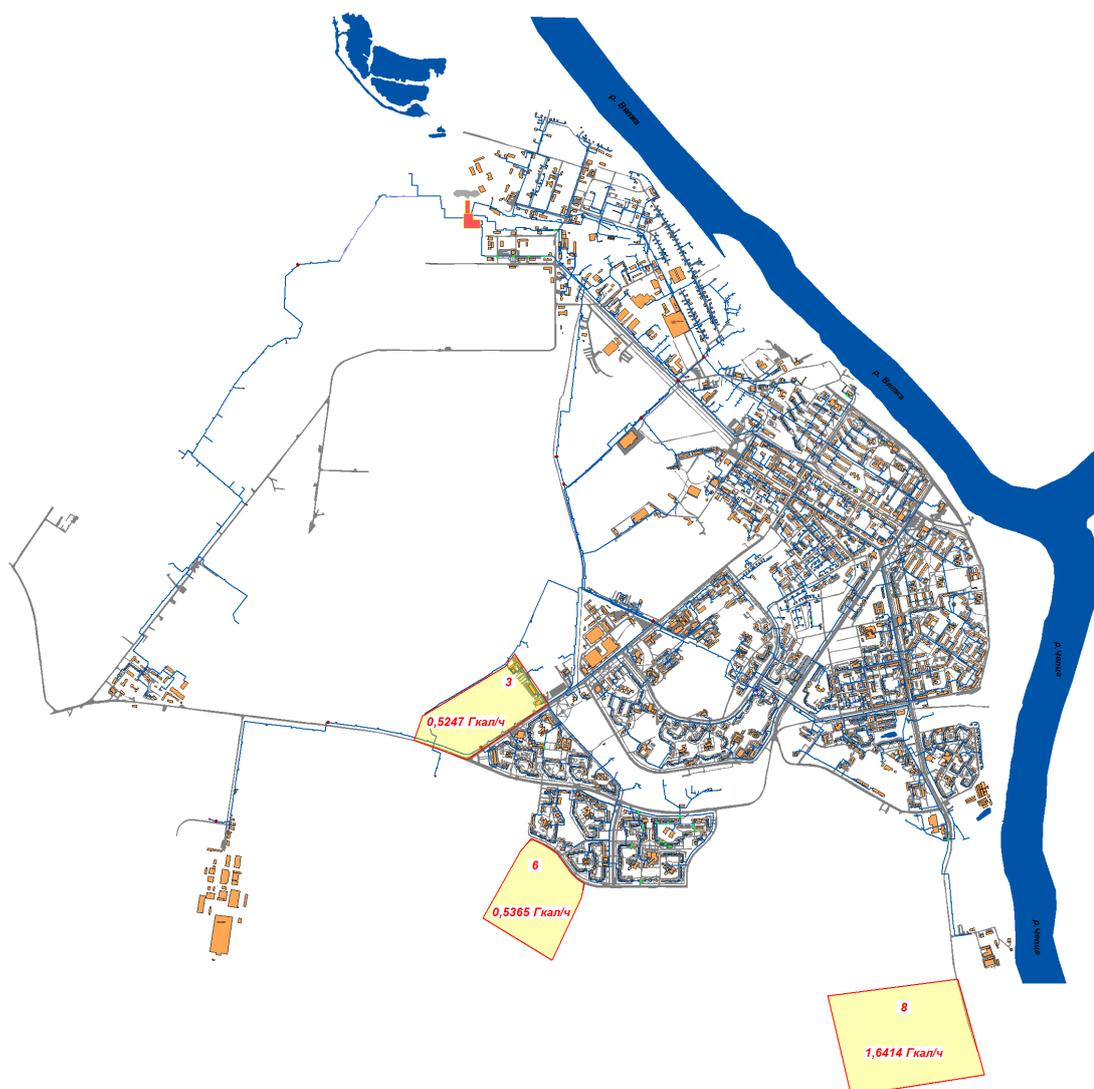


Рис. 2.6.2. Перспективные зоны действия индивидуальных источников тепловой энергии

## **Раздел 3. Перспективные балансы теплоносителя**

### **3.1. Перспективные нормативные потери теплоносителя в тепловых сетях г. Кирово-Чепецка**

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

Расчеты проведены с учетом перспективных планов строительства и реконструкции тепловых сетей и планируемого присоединения к ним систем теплоснабжения потребителей г. Кирово-Чепецка на период 2013 – 2033 гг. с разбивкой по годам.

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

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

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

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

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

- увеличение внутреннего объема систем теплоснабжения определено расчетным путем в соответствии с перспективным планом подключения отопительно-вентиляционной нагрузки новых абонентов по удельному объему воды при температурном графике отопления 95/70 °С [2].

Перспективное изменение объема тепловых сетей в системе теплоснабжения г. Кирово-Чепецка на период 2014 – 2033 гг. приведены в табл. 3.1.1 и рис. 3.1.1.

Таблица 3.1.1

Период	Объем трубопроводов магистральных тепловых сетей, м <sup>3</sup>	Объем трубопроводов квартальных тепловых сетей (включая объем систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения зданий потребителей), м <sup>3</sup>	Объем систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения зданий потребителей, м <sup>3</sup>	Объем трубопроводов в отопительный период, м <sup>3</sup>	Объем трубопроводов в летний период, м <sup>3</sup>	Суммарный среднегодовой объем трубопроводов тепловых сетей, м <sup>3</sup>
<b>Кировская ТЭЦ-3</b>						
2014 г.	14144,87	2605,9	1165,09	17915,86	14144,87	17182,16
2015 г.	14144,87	2623,9	1170,16	17938,93	14144,87	17197,3
2016 г.	14144,87	2673,9	1185,79	18004,56	14144,87	17240,37
2017 г.	14144,87	2675,9	1214,63	15035,4	14144,87	17260,61
2018 г.	14144,87	2675,9	1235,4	18056,17	14144,87	17274,24
2019 – 2023 гг.	14144,87	2708,8	1323,8	18177,47	14144,87	17353,84
2024 – 2028 гг.	14144,87	2708,8	1391,46	18245,13	14144,87	17398,25
2029 – 2033 гг.	14144,87	2722,3	1474,26	18341,43	14144,87	17461,44

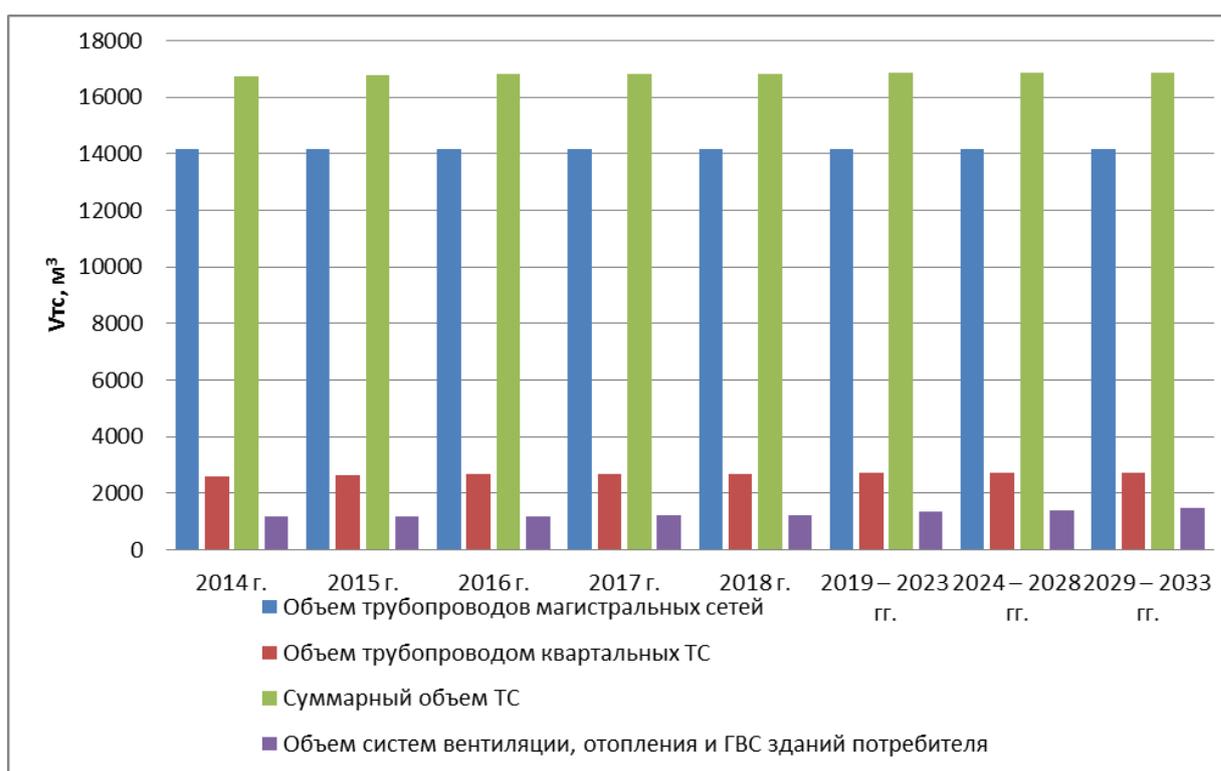


Рис. 3.1.1 Перспективные объемы тепловых сетей г. Кирово-Чепецка на период 2014 – 2033 гг.

Анализ данных, приведенных в табл. 3.1.1 и рис. 3.1.1 показывает, что к 2033 г. объем тепловых сетей увеличится на 0,24 % (с 17,899 тыс. м<sup>3</sup> в 2013 г. до 18,341 тыс. м<sup>3</sup> в 2033 г.).

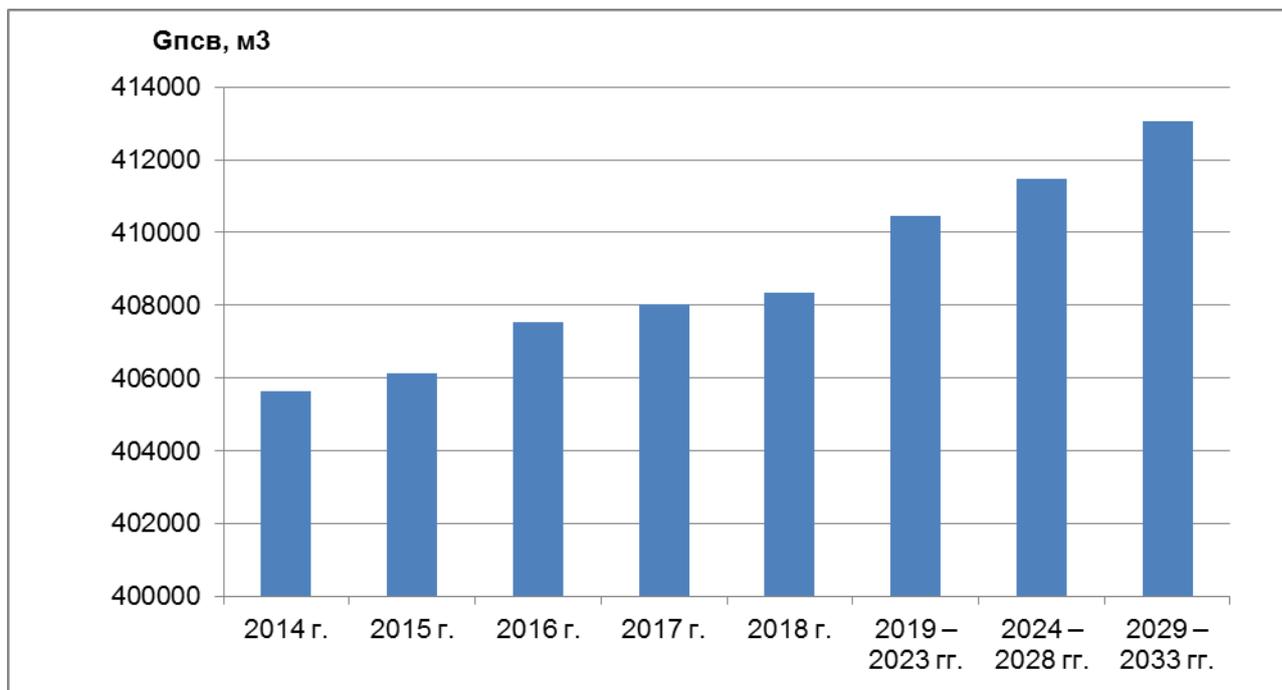
Увеличение объемов связано со строительством новых тепловых сетей в г. Кирово-Чепецке. Результаты расчета перспективных нормативных потерь сетевой воды (ПСВ) в тепловых сетях г. Кирово-Чепецка приведены в табл. 3.1.2 и рис. 3.1.2.

Таблица 3.1.2

Год	Магистральные тепловые сети						Квартальные тепловые сети					
	ПСВ, м <sup>3</sup>						ПСВ, м <sup>3</sup>					
	с нормативной утечкой	технологические				Итого	с нормативной утечкой	технологические				Итого
пусковое заполнение		регламентные испытания	Сливы из САРЗ	Другие	пусковое заполнение			регламентные испытания	Сливы из САРЗ	Другие		
<b>Кировская ТЭЦ-3</b>												
2014	298739,65	21217,31	7072,44	498,96	0	327528,35	55036,61	3908,85	1302,95	0	0	60248,41
2015	298739,65	21217,31	7072,44	498,96	0	327528,35	55416,77	3935,85	1311,95	0	0	60664,57
2016	298739,65	21217,31	7072,44	498,96	0	327528,35	56472,77	4010,85	1336,95	0	0	61820,57
2017	298739,65	21217,31	7072,44	498,96	0	327528,35	56515,01	4013,85	1337,95	0	0	61866,81
2018	298739,65	21217,31	7072,44	498,96	0	327528,35	56515,01	4013,85	1337,95	0	0	61866,81
2019 – 2023	298739,65	21217,31	7072,44	498,96	0	327528,35	57209,86	4063,2	1354,4	0	0	62627,46
2024 – 2028	298739,65	21217,31	7072,44	498,96	0	327528,35	57209,86	4063,2	1354,4	0	0	62627,46
2029 – 2033	298739,65	21217,31	7072,44	498,96	1	327529,35	57494,98	4083,45	1361,15	0	0	62939,58

Продолжение таблицы 3.1.2

Год	Теплопотребители						Итого						Всего по системе теплоснабжения
	ПСВ, м <sup>3</sup>						ПСВ, м <sup>3</sup>						
	с нормативной утечкой	технологические				Итого	с нормативной утечкой	технологические				Итого	
пусковое заполнение		регламентные испытания	Сливы из САРЗ	Другие	пусковое заполнение			регламентные испытания	Сливы из САРЗ	Другие			
<b>Кировская ТЭЦ-3</b>													
2014	15530,39	1747,63	582,54	0	0	17860,56	369306,65	26873,78	8957,93	498,96	0	405637,32	405637,32
2015	15597,97	1755,23	585,08	0	0	17938,28	369754,4	26908,39	8969,46	498,96	0	406131,21	406131,21
2016	15806,32	1778,68	592,89	0	0	18177,89	371018,74	27006,83	9002,28	498,96	0	407526,81	407526,81
2017	16190,75	1821,94	607,31	0	0	18620	371445,41	27053,09	9017,7	498,96	0	408015,16	408015,16
2018	16467,68	1853,1	617,7	0	0	18938,48	371722,34	27084,26	9028,09	498,96	0	408333,64	408333,64
2019 – 2023	17645,97	1985,69	661,9	0	0	20293,56	373595,48	27266,2	9088,73	498,96	0	410449,37	410449,37
2024 – 2028	18547,93	2087,19	695,73	0	0	21330,85	374497,44	27367,7	9122,57	498,96	0	411486,66	411486,66
2029 – 2033	19651,64	2211,39	737,13	0	0	22600,16	375886,27	27512,15	9170,72	498,96	0	413068,09	413069,09



**Рис. 3.1.2 Прогноз изменения нормативных потерь сетевой воды в тепловых сетях г. Кирова-Чепецка на период 2014 – 2033 гг.**

Анализ данных рис. 3.1.2 показывает, что нормативные потери сетевой воды к 2033 г. увеличатся на 1,8 % (с 405,637 тыс. м<sup>3</sup>/год в 2013 г. до 413,069 тыс. м<sup>3</sup>/год в 2033 г.).

Увеличение значения норматива вызвано ростом объема трубопроводов тепловых сетей в системе теплоснабжения г. Кирова-Чепецка за счет строительства новых участков тепловой сети.

### 3.2. Сравнительный анализ нормативных и фактических потерь теплоносителя в тепловых сетях г. Кирово-Чепецка за последний отчетный период

Проведен сравнительный анализ нормативных и фактических потерь теплоносителя в тепловых сетях г. Кирово-Чепецка путем сопоставления фактической подпитки теплосети с нормативной. Сравнительный анализ фактических и нормативных ПСВ приведен в табл. 3.2.1.

Таблица 3.2.1

Месяцы	Фактическая величина подпитки, м <sup>3</sup>	Нормативные месячные ПСВ по СЦТ, м <sup>3</sup>	Нормативные месячные ПСВ по СЦТ с учетом систем теплоснабжения, м <sup>3</sup>
Январь	291974,4	378448.1	379965
Февраль	286248	341824.1	343194.2
Март	302304	378448.1	379965
Апрель	357240	366240.1	367708.1
Май	349968	378448.1	379965
Июнь	303432	366240.1	367708.1
Июль	194451,84	378448.1	379965
Август	258391,2	378448.1	379965
Сентябрь	280560	366240.1	367708.1
Октябрь	303024	378448.1	379965
Ноябрь	272496	366240.1	367708.1
Декабрь	273216	378448.1	379965
Год	3473305,44	4455921	4473781

Фактическая и нормативная подпитки теплосети за отопительный период приведены на рис. 3.2.1.

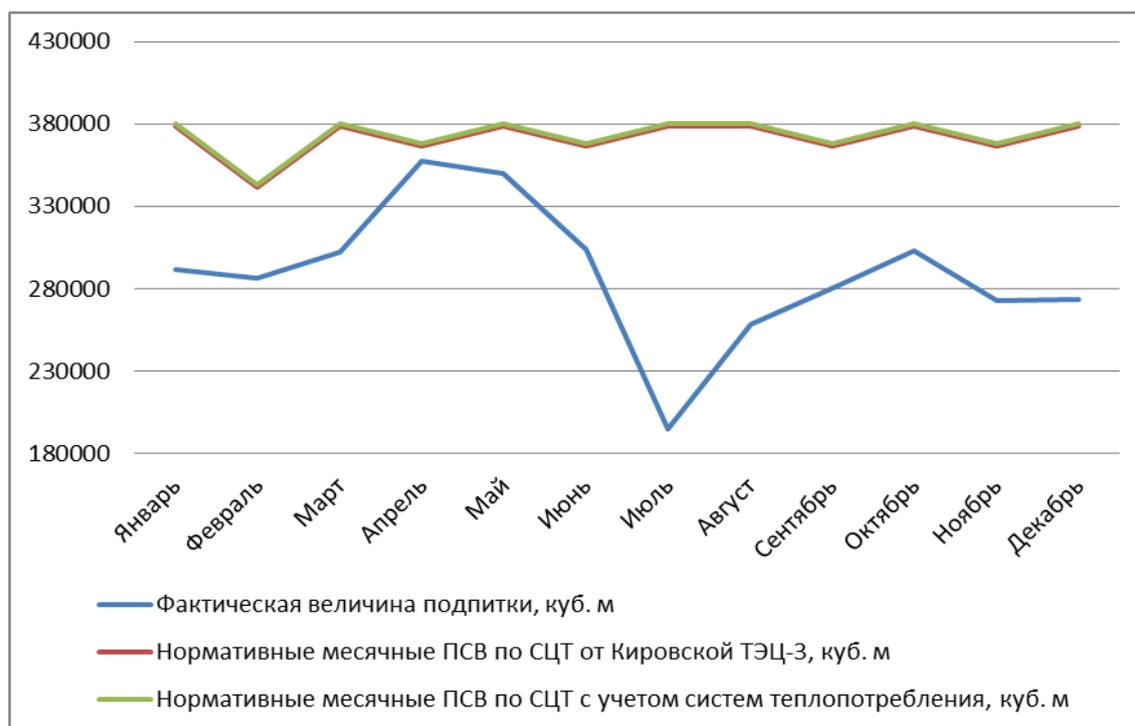
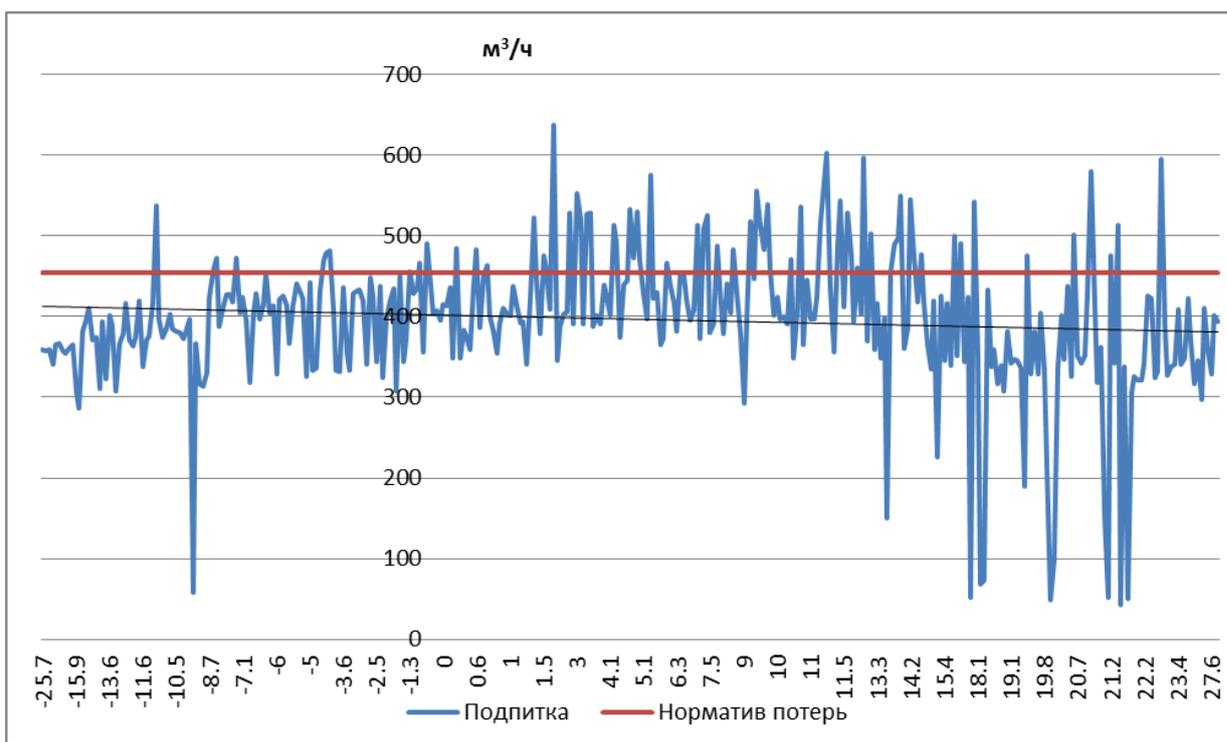


Рис. 3.2.1 Сопоставление нормативной и фактической подпитки теплосети

Анализ данных, приведенных на графиках рис. 3.2.1 показывает, что в отопительный период и неотопительный период значения фактической подпитки теплосети ниже норматива.

Также, есть достаточные основания полагать, что в тепловых сетях в системе теплоснабжения г. Кирово-Чепецка имеются утечки теплоносителя, превышающие нормативные значения, определенные в разделе 2.1. Превышение норматива над фактической подпиткой обусловлено открытой системой горячего водоснабжения, так как большая часть теплоносителя из ПСВ расходуется на горячее водоснабжение.

Фактическая и нормативная подпитки теплосети от Кировской ТЭЦ-3 приведены на рис. 3.2.2.



**Рис. 3.2.2 Сопоставление нормативной и фактической подпитки теплосети от Кировской ТЭЦ-3**

Анализ данных, приведенных на графиках рис. 3.2.2 показывает, что фактические значения подпитки тепловой сети от Кировской ТЭЦ-3 находятся ниже нормативного уровня.

Основными мероприятиями по снижению потерь теплоносителя до нормативных значений являются перекладки существующих магистральных и квартальных тепловых сетей на основании проведенных обследований. Подробные данные по участкам тепловых сетей, предлагаемых к перекладке в период с 2014 по 2033 гг., представлены в Книге 7.

### 3.3. Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей от Кировской ТЭЦ-3

#### 3.3.1. Краткое описание ВПУ Кировской ТЭЦ-3

Данные о номинальной и располагаемой производительности водоподготовительной установки подпитки теплосети ТЭЦ-3, а также емкости и количестве баков-аккумуляторов приведены в таблице 3.3.1.

Таблица 3.3.1

Наименование показателя	Единица измерения	Отчётный год		
		2010 г.	2011 г.	2012 г.
Производительность ВПУ	тонн/ч	830	830	830
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	830	830	830
Потери располагаемой производительности	%	0,0	0,0	0,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	Ед.	3	3	3
Емкость баков аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	9	9	9
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тонн/ч	427,6	425,7	458
нормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	41,9	41,9	41,9
сверхнормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	385,7	383,8	416,1
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	тонн/ч	637	656	638
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	тонн/ч	358	358	358
Резерв(+)/дефицит (-) ВПУ	тонн/ч	402,4	404,3	372,0
Доля резерва	%	48,5	48,7	44,8

#### 3.3.2. Определение расчетной производительности ВПУ Кировской ТЭЦ-3 и аварийной подпитки теплосети

При определении перспективной расчетной производительности ВПУ Кировской ТЭЦ-3 учитывалось следующее:

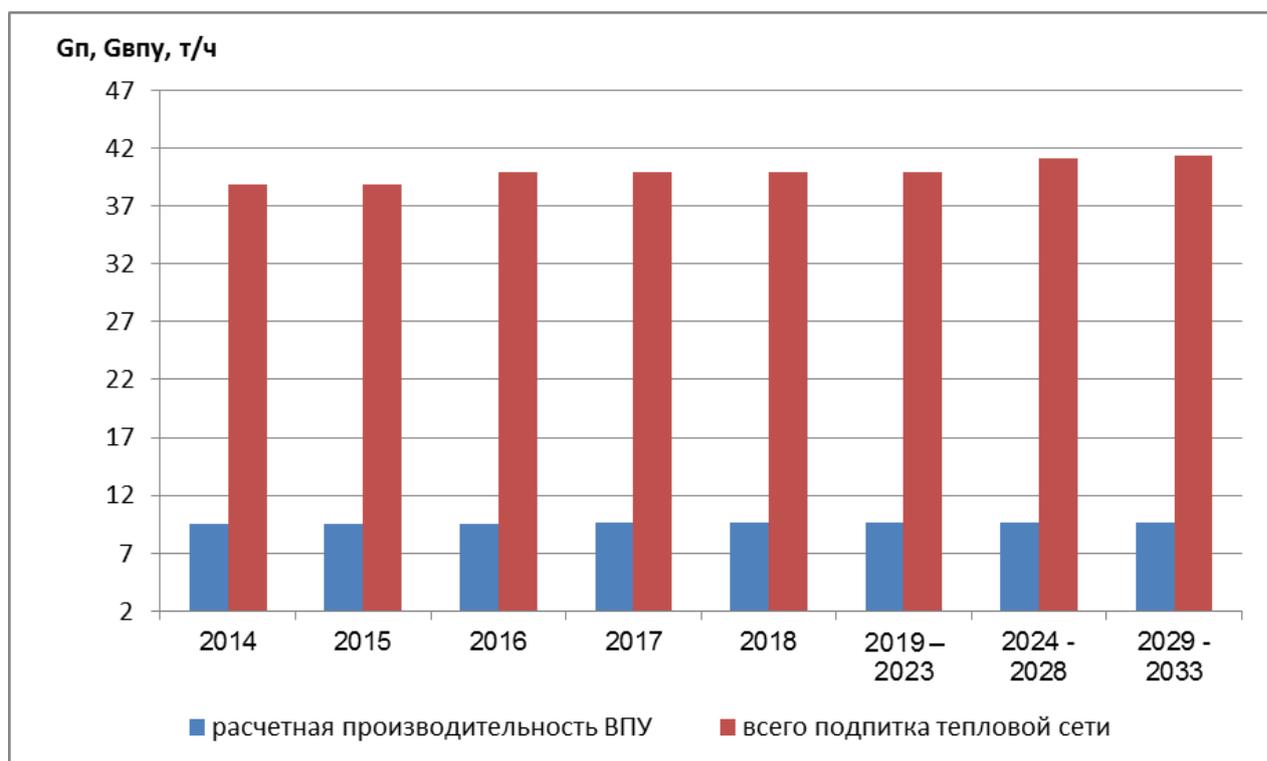
- подключение к Кировской ТЭЦ-3 дополнительной отопительной нагрузки и вследствие чего увеличение объема квартальных тепловых сетей.

Балансы перспективной производительности ВПУ и подпитки тепловой сети в зоне действия Кировской ТЭЦ-3 представлены в табл. 3.3.2.

Таблица 3.3.2

Год	Установленная производительность водоподготовительной установки, т/ч	Располагаемая производительность водоподготовительной установки, т/ч	Собственные нужды водоподготовительной установки, т/ч	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя, шт.	Емкость баков аккумуляторов, тыс. м <sup>3</sup>	Расчетные собственные нужды водоподготовительной установки, т/ч	Всего подпитка тепловой сети, т/ч	Нормативные утечки теплоносителя, т/ч	Сверхнормативные утечки теплоносителя, т/ч	Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме, т/ч	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка, т/ч
<b>Кировская ТЭЦ-3</b>											
2013	80	80	5	0	0	7,7	37,8	3,4	34,4	69,5	95,3
2014	80	80	5	0	0	7,8	36,8	3,4	33,4	69,5	95,4
2015	80	80	5	0	0	7,8	35,4	3,4	32,0	69,5	95,7
2016	80	80	5	0	0	7,8	34,2	3,5	30,7	69,5	95,9
2017	80	80	5	0	0	7,9	33,2	3,5	29,7	69,5	95,9
2018	80	80	5	0	0	7,9	32,3	3,5	28,8	69,5	95,9
2019 – 2023	80	80	5	0	0	8,0	24,2	3,5	20,7	69,5	96,2
2024 - 2028	80	80	5	0	0	8,1	18,4	3,6	14,8	69,5	96,6
2029 - 2033	80	80	5	0	0	8,2	15	3,7	11,3	69,5	97,1

Балансы перспективной производительности ВПУ, подпитки тепловой сети и перспективной максимальной подпитки в период повреждения участка теплосети в зоне действия Кировской ТЭЦ-3 представлены на графиках рис. 3.3.1.



**Рис. 3.3.1. Перспективная подпитка теплосети и расчетная производительность ВПУ Кировской ТЭЦ-3 на период 2014 – 2033 гг.**

Анализ данных, приведенных на графике рис. 3.3.1 показывает, что перспективная подпитка теплосети от Кировской ТЭЦ-3 к 2033 г. в целом повысится на 6,4 % (с 38,8 т/ч в 2013 г. до 41,3 т/ч к 2033 г.). Увеличение обусловлено подключением дополнительной нагрузки и строительством новых тепловых сетей. Увеличение часового расхода перспективной максимальной подпитки в период повреждения участка теплосети, принятого в размере 0,75 % от общего перспективного объема тепловых сетей от Кировской ТЭЦ-3, составит 1,8 т/ч или 7 % (с 25,8 т/ч в 2013 г. до 27,6 т/ч к 2033 г.) (рис. 3.3.2).

### 3.4. Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей от котельной микрорайона Каринторф

#### 3.4.1. Краткое описание ВПУ котельной микрорайона Каринторф

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

Общая информация по водоподготовительной установке на котельной микрорайона Каринторф приведена в табл. 3.4.1.

Таблица 3.4.1

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

Водоподготовительная установка котельной включает в себя:

Фильтр 1-й степени STRUCTURAL C-1665-A3 обезжелезывание – 2 шт.

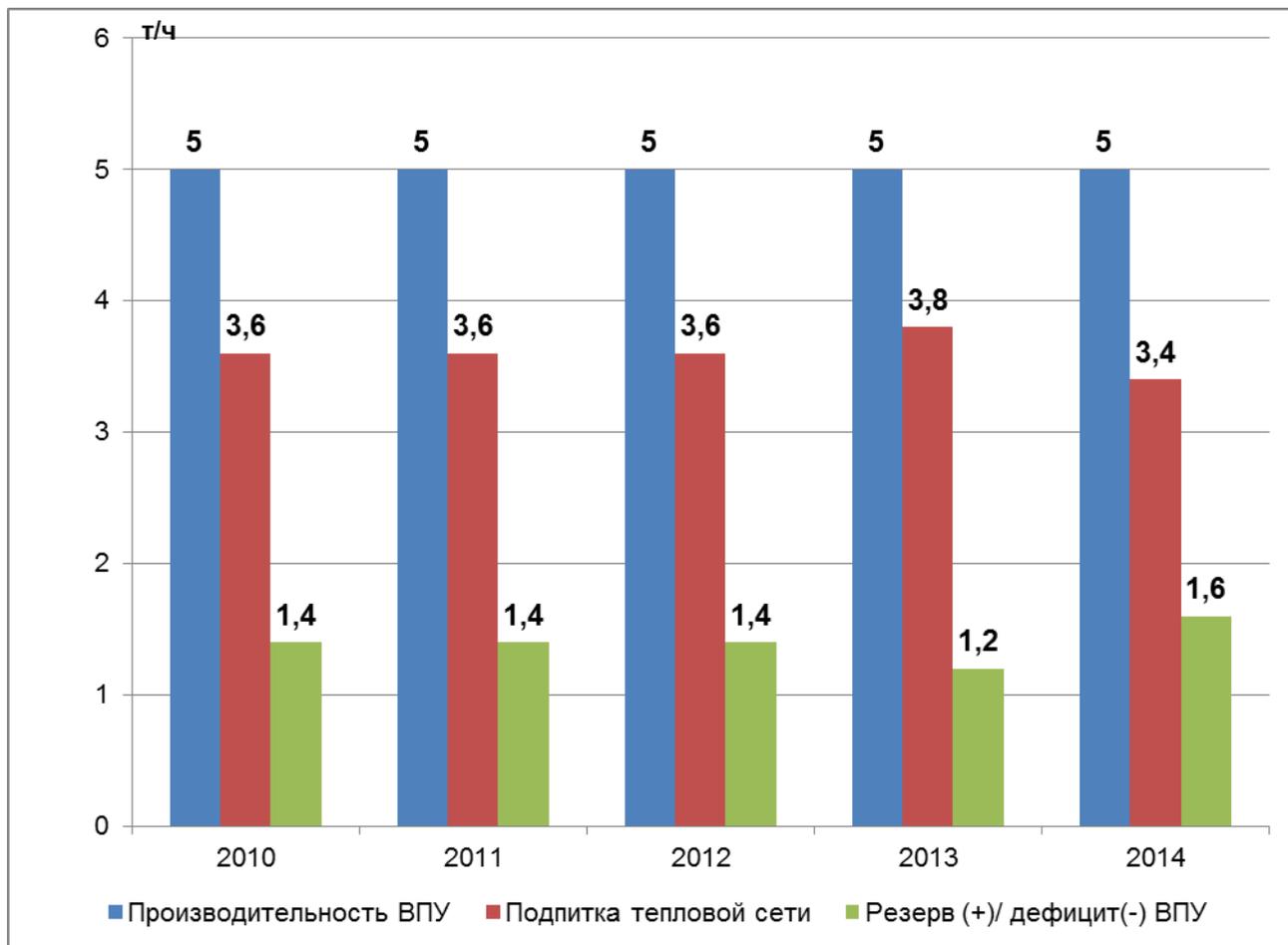
Фильтр 2-й степени STRUCTURAL C-1665-A3 Na-катионирование – 2 шт.

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

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

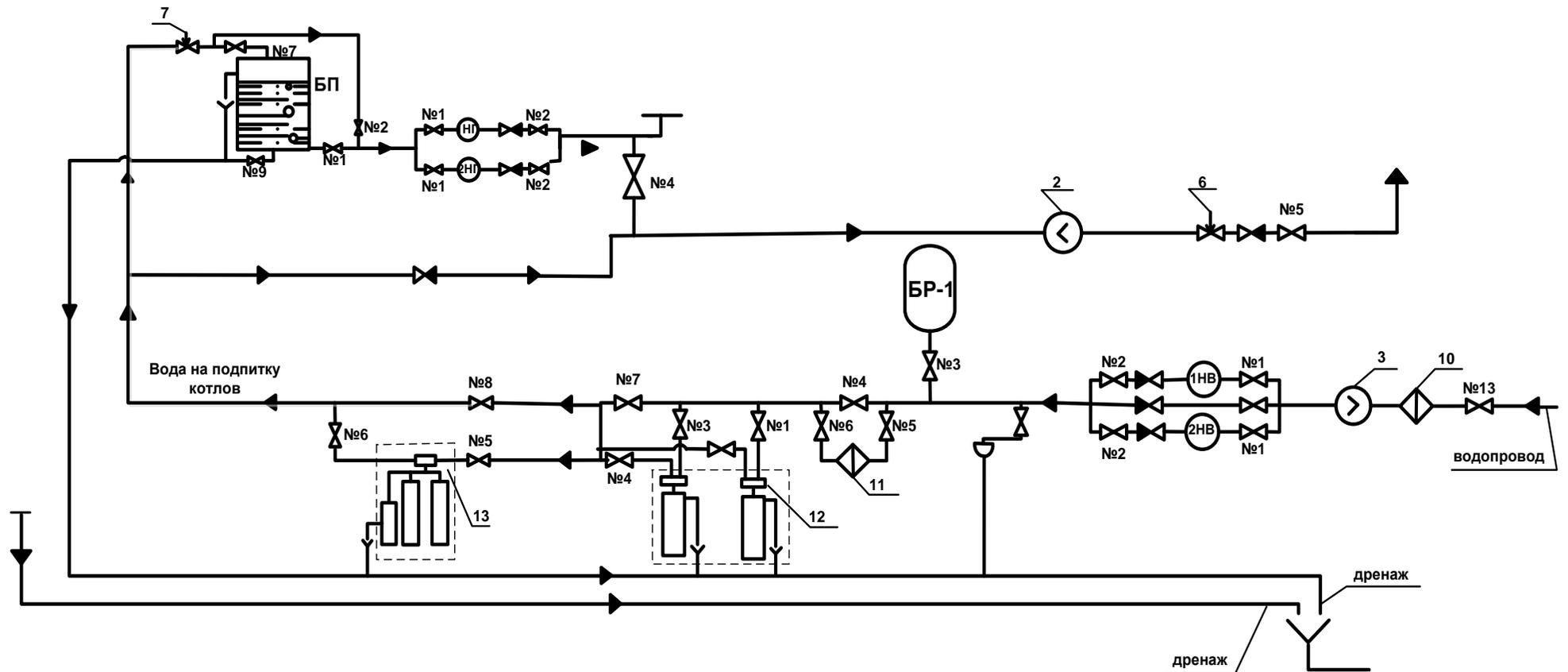
Подпиточные насосы WILO MHI 204-1/E производительностью 5 м<sup>3</sup>/ч – 2 шт.

На рис 3.4.1. .Произведен анализ производительности водоподготовительной установки, общей подпитки тепловой сети, резерва/дефицита на котельной микрорайона Каринторф за период 2010-2014 гг.



**Рис. 3.4.1. Балансы производительности водоподготовительной установки, общей подпитки тепловой сети, резерва/дефицита котельной БМК-8,0 на период 2010-2014 гг.**

Схема водоподготовительной установки котельной микрорайона Каринторф приведена на рис. 3.4.2.



**Условные обозначения:**

БП – бак подпиточный	5 – электромагнитный клапан (Ду 23)	10 – фильтр самоочищающийся
1 - электромагнитный преобразователь расхода Ду 130	6 – электромагнитный клапан (Ду 32)	11 – фильтр
2 - электромагнитный преобразователь расхода Ду 23	7 – электромагнитный клапан (Ду 40)	12 – установка обезжелезивания воды
3 – счетчик холодной воды ВСХ-32	8 – вентиль 3-х ходовой	13 – система умягчения воды
4 – счетчик холодной воды ВСХ-20	9 – фильтр ФМФ-250	

**Рис. 3.4.2. Схема водоподготовительной установки котельной микрорайона Каринторфф**

### 3.4.2. Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей котельной микрорайона Каринторф

Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей котельной микрорайона Каринторф представлен в табл. 3.4.2.

В таблице приведены среднемесячные часовые расходы сетевой воды в прямом и обратном трубопроводах, а также разность среднемесячных часовых расходов сетевой воды в прямом и обратном трубопроводах.

Таблица 3.4.2

Месяц	Среднемесячный часовой расход в сетевой воды прямом трубопроводе т/ч	Среднемесячный часовой расход сетевой воды на подпитку тепловой сети, т/ч	Среднемесячный часовой расход сетевой воды в обратном трубопроводе т/ч
январь	212,64	5,40	207,2
февраль	210,7	7,15	203,6
март	208,3	5,36	202,9
апрель	204,8	5,10	199,7
май	198,9	4,20	194,7
сентябрь	150,0	3,78	133,4
октябрь	211,9	5,24	206,8
ноябрь	213,3	4,73	208,6
декабрь	210,3	4,70	205,6

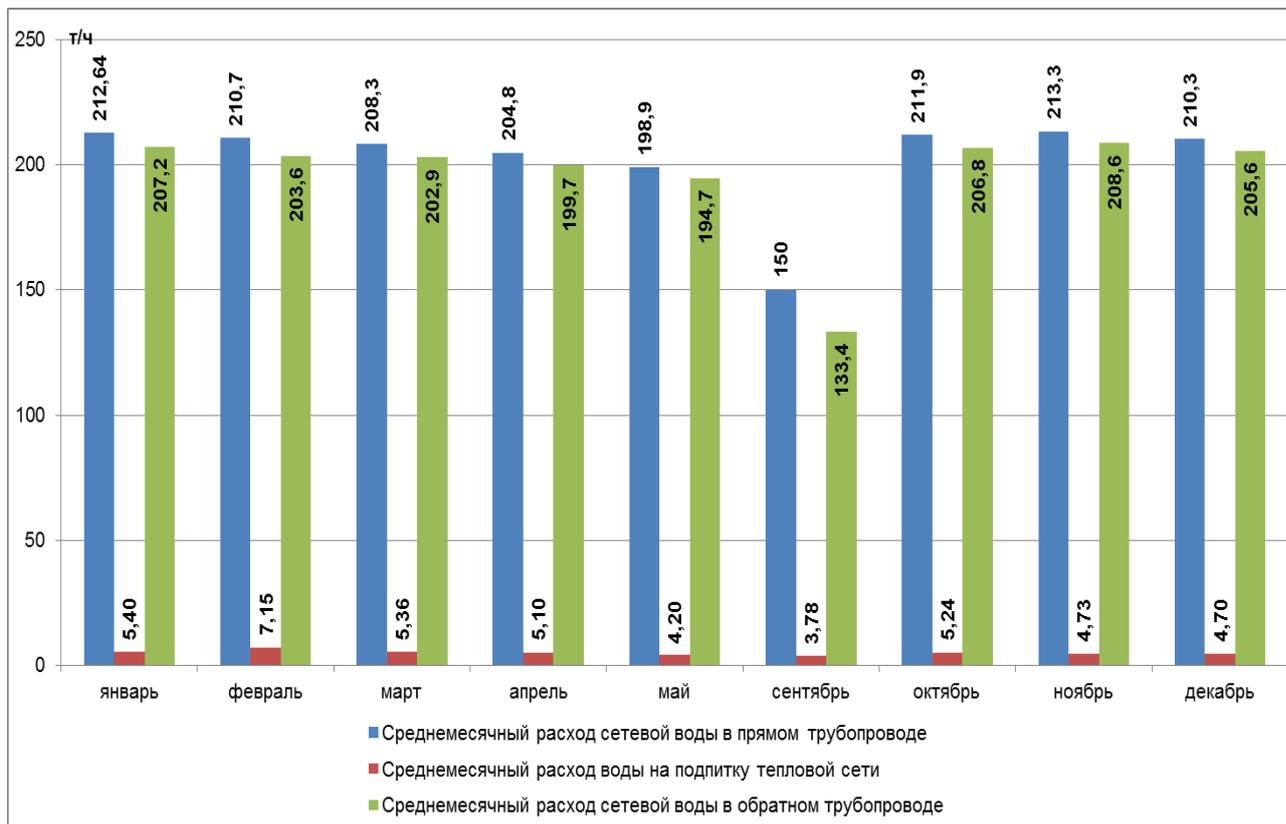
На графике рис. 3.4.3 приведены среднемесячные часовые расходы сетевой воды в прямом и в обратном трубопроводах, а также разность среднемесячных часовых расходов сетевой воды в прямом и обратном трубопроводах по девяти месяцам отопительного периода 2014 г.

Следует отметить значительную разность среднемесячных часовых расходов сетевой воды в прямом и обратном трубопроводах, которая изменяется от 7,15 т/ч в феврале 2014 г. до 3,78 т/ч в ноябре того же года.

Среднемесячные часовые расходы сетевой воды в тепловой сети от котельной микрорайона Каринторф в прямом трубопроводе составляют 200 – 213 т/ч, в обратном трубопроводе 195 – 207 т/ч, среднемесячная часовая подпитка тепловой сети 3,8 – 5,4 т/ч.

Наиболее значительные разности среднемесячных часовых расходов сетевой воды в прямом и обратном трубопроводах имели место в феврале 2014 г.

Значения разностей среднемесячных часовых расходов сетевой воды в прямом и обратном трубопроводах приведены в мае за 12 дней и сентябре за 7 дней.



**Рис. 3.4.3 Среднемесячные часовые расходы сетевой воды в прямом и обратном трубопроводах и среднемесячная часовая подпитка тепловой сети**

### 2.4.3. Перспективный баланс производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей котельной микрорайона Каринторф на период 2015 – 2033 гг.

Перспективный баланс производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей котельной микрорайона Каринторф на период 2015 – 2033 гг. будет изменяться в связи с запланированным в Схеме теплоснабжения г. Кирово-Чепецка монтажом теплообменного оборудования для обеспечения горячего водоснабжения потребителей микрорайона Каринторф.

Перспективный прирост тепловой нагрузки и расхода теплоносителя на ГВС для котельной микрорайона Каринторф по годам расчетного периода 2015 – 2033 гг. приведен в табл. 3.4.3.

**Таблица 3.4.3.**

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Рассматриваемый период, год							
			2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 – 2023 гг.	2024 - 2028 гг.	2029 - 2033 гг.
1	Тепловая нагрузка ГВС потребителей	Гкал/ч	0,0	0,0	0,136	0,304	0,447	0,61	0,61	0,61
2	Средне недельный часовой расход теплоносителя для обеспечения ГВС	м <sup>3</sup> /ч	0,0	0,0	6,1	13,7	20,1	27,5	27,5	27,5

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Рассматриваемый период, год							
			2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 – 2023 гг.	2024 - 2028 гг.	2029 - 2033 гг.
3	Расход теплоносителя для обеспечения нагрузки на отопление, вентиляцию и ГВС	м <sup>3</sup> /ч	210,3	210,3	216,4	224,0	230,3	237,8	237,8	237,8
4	Тепловая нагрузка потребителей на отопление, вентиляцию и ГВС	Гкал/ч	4,0	4,0	4,136	4,304	4,447	4,61	4,61	4,61

Таким образом, перспективный прирост расхода теплоносителя на ГВС для котельной микрорайона Каринторф за период 2015 – 2023 гг. составит 27,5 м<sup>3</sup>/ч.

На графике рис. 3.4.4 показан перспективный прирост расхода теплоносителя на ГВС для котельной микрорайона Каринторф за период 2015 – 2033 гг.

На графике рис. 3.4.5 показан перспективный расход теплоносителя для обеспечения нагрузки на отопление, вентиляцию и ГВС для котельной микрорайона Каринторф за период 2015 – 2033 гг.

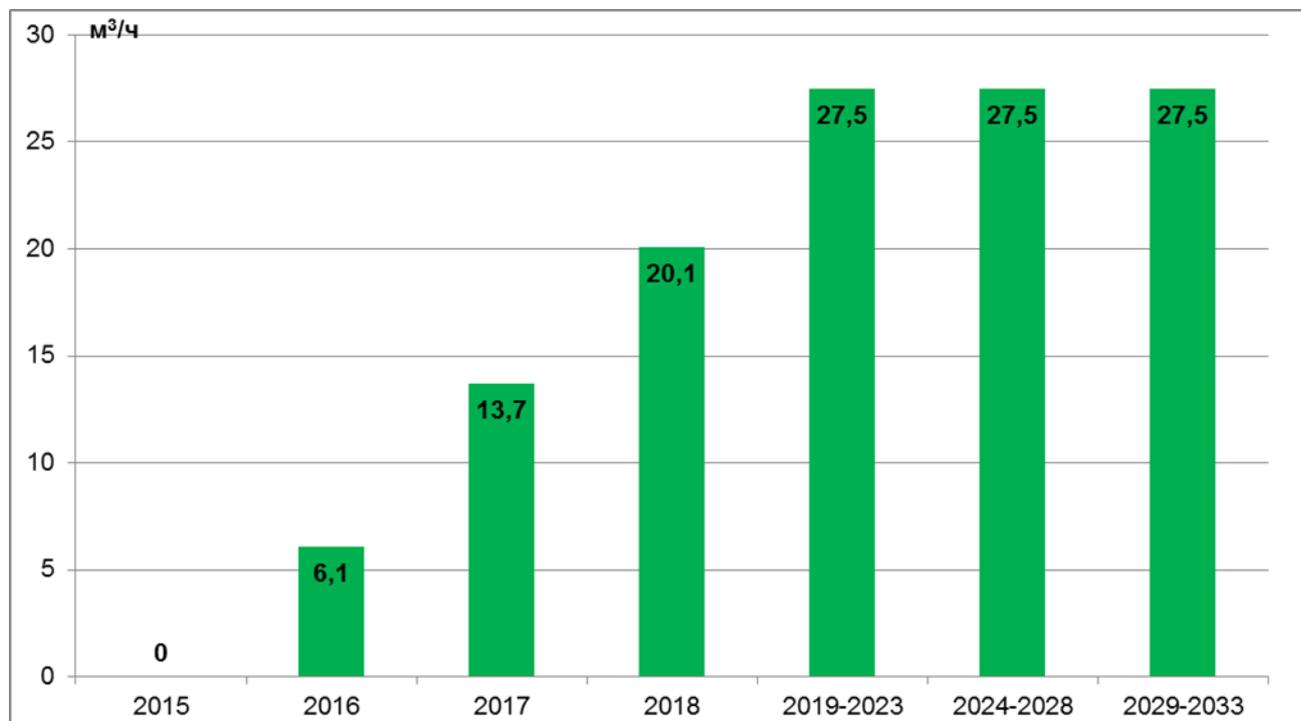
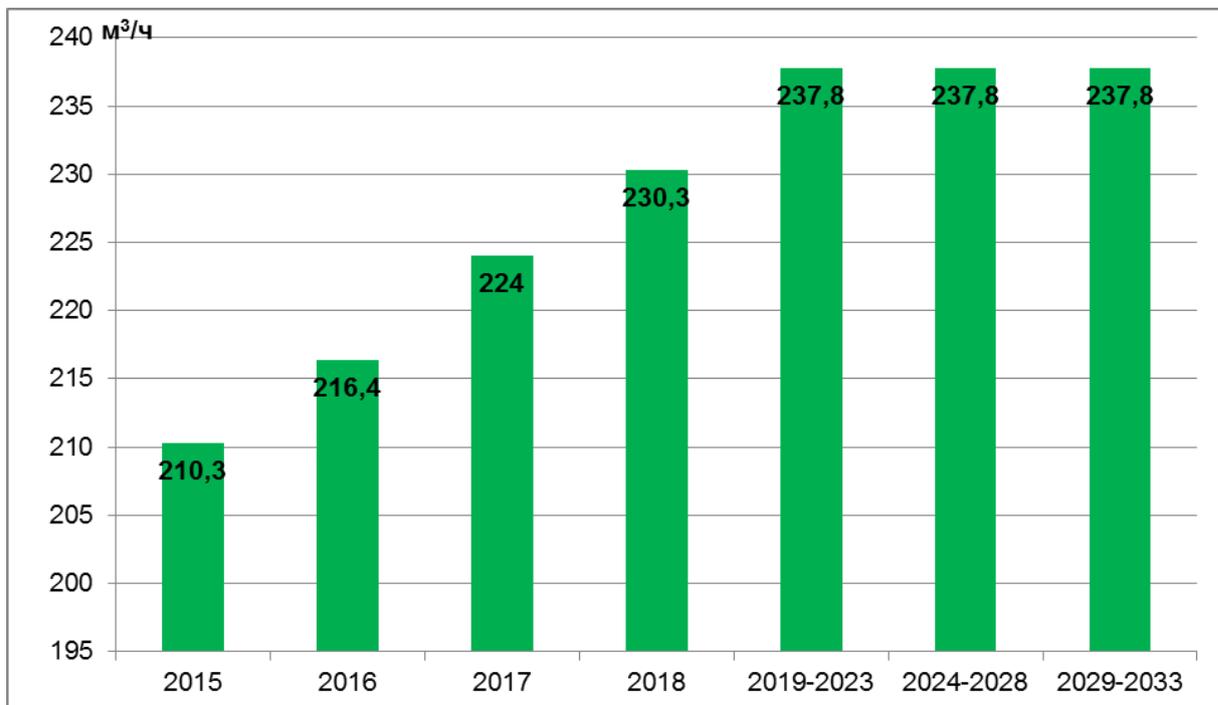


Рис. 3.4.4. Перспективный прирост расхода теплоносителя на ГВС за период 2015-2033 гг.



**Рис. 3.4.5. Перспективный расход теплоносителя для обеспечения нагрузки на отопление, вентиляцию и ГВС для котельной микрорайона Каринторф за периода 2015 – 2033 гг.**

Анализ данных, приведенных на графике рис. 3.4.5 показывает, что за период 2016 – 2023 гг. происходит рост расхода теплоносителя в системе теплоснабжения микрорайона Каринторф с 210,3 до 237,8 м<sup>3</sup>/ч.

Рост расхода теплоносителя вызван запланированными мероприятиями по монтажу и вводу в эксплуатацию систем горячего водоснабжения для потребителей микрорайона. Анализ гидравлического режима показывает, что тепловые сети от котельной БМК-8,0 способны обеспечить передачу увеличенного на 13% расхода теплоносителя.

## Раздел 4. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источника тепловой энергии

### 4.1. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источника тепловой энергии – Кировской ТЭЦ-3

#### 4.1.1. Общая характеристика Кировской ТЭЦ-3

Установленная электрическая мощность ТЭЦ – 149 МВт.

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

Состав и парковый ресурс основного оборудования Кировской ТЭЦ-3 приведен в табл. 4.1.1 и 4.1.2.

Таблица 4.1.1

Наименование источника	Установленная мощность источника тепловой и электрической энергии		Вид топлива (Основное / резервное)
	Электрическая, МВт	Тепловая, Гкал/ч	
Кировская ТЭЦ-3	149	813	Природный газ / мазут

Таблица 4.1.2

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

В составе оборудования Кировской ТЭЦ-3 используются:

- 7 паровых котлов ТП-170-1 (ст. №№ 5, 6, 7, 8), ПК-14/2 (ст. №№9, 10, 11).
- 5 турбоагрегатов ПТ-25-90-10/2,5 (ст. № 3), Т-25-90 (ст. № 4), Т-27-90 (ст. № 5), Т-42/50-90-3 (ст. № 6), ПТ-30-90-10/2,5 (ст. № 8).
- 4 водогрейных котла КВ-ГМ-100-150 (ст. №№ 1 – 4).

#### **4.1.2. Предложения по выбытию старых неэффективных, морально и физически изношенных и отработавших свой ресурс мощностей Кировской ТЭЦ-3**

В соответствии с планом развития Кировской ТЭЦ-3, предоставленным Кировским филиалом ОАО «ТГК-5», предполагается вывод из эксплуатации и консервация следующего оборудования, направленные на оптимизацию состава работающего оборудования:

1. Вывод в консервацию турбоагрегатов: 1.01.2015 г.
  - турбоагрегат ПТ-25-90-10/2,5 ст. № 3;
  - турбоагрегат Т-25-90 ст. № 4;
  - турбоагрегат Т-27-90 ст. № 5;
2. Вывод из эксплуатации паровых котлов с последующим демонтажом: 1.01.2015 г.
  - котлоагрегат ТП-170-1 ст. № 5;
  - котлоагрегат ТП-170-1 ст. № 6;
3. Вывод в консервацию котлоагрегата ТП-170-1 ст. № 7 1.07.2015 г.
4. Вывод в консервацию (аварийный резерв) котлоагрегата ТП-170-1 ст. № 8 1.09.2014 г.
5. Вывод в консервацию пиковых водогрейных котлов
  - КВГМ-100-150 ст. № 1 1.01.2015 г.
  - КВГМ-100-150 ст. № 2 1.05.2015 г.

### 4.1.3. Предложения по перспективной установленной тепловой мощности Кировской ТЭЦ-3 с учетом аварийного и перспективного резерва тепловой мощности с предложениями по сроку ввода в эксплуатацию новых мощностей

Изменение состава работающего оборудования ТЭЦ-3, а также установленной тепловой мощности основного теплофикационного оборудования по годам первой пятилетки приведены в табл. 4.1.3

Таблица 4.1.3

Ст. №	Наименование оборудования	Наименование показателя	Ед. изм.	Величина показателя по годам					
				2013	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Турбоагрегаты</b>									
3	ПТ-25-90	П-отбор	Гкал/ч	70	70	Вывод в консервацию			
		Т-отбор	Гкал/ч	50	50				
4	Т-25-90	Т-отбор	Гкал/ч	54	54				
5	Т-27-90	Т-отбор	Гкал/ч	54	54				
6	Т-42-90	Т-отбор	Гкал/ч	65	65	65	65	65	65
8	ПТ-30-90	П-отбор	Гкал/ч	70	70	70	70	70	70
		Т-отбор	Гкал/ч	50	50	50	50	50	50
-	ПГУ-220Т	Т-отпуск	Гкал/ч	монтаж	136	136	136	136	136
Всего по ТА		Всего	Гкал/ч	413	549	321	321	321	321
		П-отбор	Гкал/ч	140	140	70	70	70	70
		Т-отбор	Гкал/ч	273	409	251	251	251	251
<b>Пиковые водогрейные котлы</b>									
1	КВГМ-100-150	Тепловая мощность	Гкал/ч	100	100	Вывод в консервацию			
2	КВГМ-100-150	Тепловая мощность	Гкал/ч	100	100				
3	КВГМ-100-150	Тепловая мощность	Гкал/ч	100	100	100	100	100	100
4	КВГМ-100-150	Тепловая мощность	Гкал/ч	100	100	100	100	100	100
Всего по ПВК		Тепловая мощность	Гкал/ч	400	400	200	200	200	200
<b>По станции</b>									
Количество основного оборудования		Паровые турбины	шт	5	6	2	2	2	2
		Паровые котлы	шт	7	7	4	4	4	4
		ПВК	шт	4	2	2	2	2	2
Располагаемая мощность по сетевой воде		Всего	Гкал/ч	813	949	521	521	521	521
		сет. вода	Гкал/ч	673	809	451	451	451	451
		пар	Гкал/ч	140	140	70	70	70	70

Как следует из данных табл. 4.1.4 ввод нового блока ПГУ-220 приведёт в 2014 г. к увеличению располагаемой тепловой мощности ТЭЦ-3 до 949 Гкал/ч, а вывод из эксплуатации устаревшего оборудования в 2015 г. - к снижению тепловой мощности до 521 Гкал/ч. Данно-

го значения располагаемой тепловой мощности ТЭЦ-3 вполне достаточно для покрытия текущей тепловой нагрузки станции (см. рис. 4.1.1).

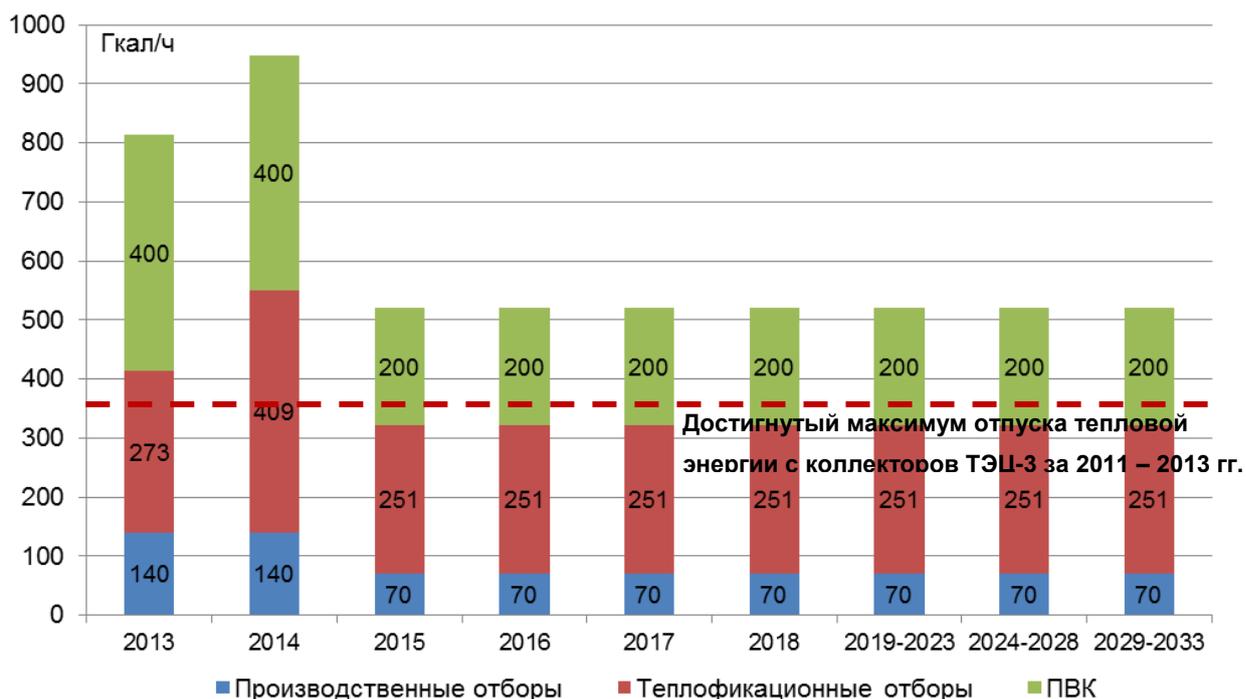


Рис. 4.1.1. Структура располагаемой тепловой мощности ТЭЦ-3 по годам расчётного периода

Составленные балансы установленной, располагаемой, тепловой мощности нетто и перспективной тепловой нагрузки в существующей зоне действия ТЭЦ-3 представлены в табл. 4.1.4. По результатам составления балансов можно сделать вывод о том, что дефицит установленной тепловой мощности ТЭЦ-3к концу расчётного периода (2033 г.) отсутствует. Резерв тепловой мощности на конец прогнозируемого периода ТЭЦ-3 составит 83,2 Гкал/ч.

Таблица 4.1.4

№ п/п	Наименование показателя	Значения показателя по годам расчётного периода, Гкал/ч								
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2023	2024-2028	2029-2033
1	Установленная тепловая мощность источника	813,0	949,0	521,0	521,0	521,0	521,0	521,0	521,0	521,0
2	Располагаемая тепловая мощность источника	813,0	<b>949,0</b>	<b>521,0</b>						
3	Расход тепла на собственные нужды источника	7,4	8,5	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
4	Располагаемая тепловая мощность источника нетто, в том числе:	805,6	940,5	516,0	516,0	516,0	516,0	516,0	516,0	516,0
5	Тепловая нагрузка потребителей	392,9	<b>393,9</b>	<b>394,2</b>	<b>395,1</b>	<b>396,7</b>	<b>397,6</b>	<b>401,5</b>	<b>405,6</b>	<b>406,9</b>
6	Тепловые потери при передаче тепла	38,6	38,7	38,4	36,0	35,7	30,7	26,1	25,9	25,9
7	Резерв/дефицит тепловой энергии	+374,0	<b>+507,8</b>	<b>+83,5</b>	<b>+84,8</b>	<b>+83,6</b>	<b>+87,7</b>	<b>+88,4</b>	<b>+84,5</b>	<b>+83,2</b>

#### 4.1.4. Предложения по техническому перевооружению Кировской ТЭЦ-3 с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения

На Кировской ТЭЦ-3 на период с 2014 по 2028 год разработаны мероприятия по техническому перевооружению и реконструкции станции (см. табл. 4.1.5). Данные мероприятия направлены на модернизацию действующего основного и вспомогательного оборудования станции с целью повышения эффективности, надёжности работы станции и экономии денежных средств за счёт сокращения расхода тепла и электроэнергии на собственные нужды.

При последующей разработке и реализации мероприятий по модернизации оборудования ТЭЦ-3 в период с 2014 по 2033 гг. не учтённых в Книге 6 корректировка схемы теплоснабжения г. Кирово-Чепецк будет производиться при актуализации Схемы теплоснабжения.

Таблица 4.1.5

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятия по годам, тыс. руб.						ИТОГО, тыс. руб. с НДС
		2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024 – 2028 гг.	
<b>Мероприятия по реконструкции и модернизации оборудования Кировской ТЭЦ-3</b>								
1	Стоимость реконструкции котлоагрегатов ст. №№ 9-11 на ТЭЦ-3.					177000,0		177 000,0
2	Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР.					280273,2		280 273,25
3	Стоимость реконструкции оборудования КиП и А на ТЭЦ-3.			17 776,50	17 776,50	38 921,50	28 094,10	102 568,60
4	Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР			22 903,90	24 049,10	57 497,90	49 163,70	153 614,60
5	Стоимость реконструкции вспомогательного оборудования котлоагрегатов ТЭЦ-3.	10 926,33	7 572,00		4 245,98			22 744,31
6	Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР	12 161,00	9 291,47		5 744,21			27 196,68
7	Стоимость реконструкции оборудования КиП и А деаэраторов ПВК на ТЭЦ-3.					4 245,98		4 245,98
8	Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР					6 719,92		6 719,92
9	Стоимость модернизации оборудования КиП и А ГРП на ТЭЦ-3.					15 568,60		15 568,60

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятия по годам, тыс. руб.						ИТОГО, тыс. руб. с НДС
		2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024 – 2028 гг.	
<b>Мероприятия по реконструкции и модернизации оборудования Кировской ТЭЦ-3</b>								
10	Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР					22 780,78		22 780,78
11	Стоимость внедрения регулируемого привода подпиточного насоса № 10 на ТЭЦ-3	29 500,00						29 500,00
12	Стоимость мероприятий индексов МЭР	32 833,50						32 833,50
13	Стоимость реконструкции приводов питателей котлов №№ 9-11 ТЭЦ-3.						64 900,0	64 900,00
14	Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР						116 728,1	116 728,10
15	Стоимость реконструкция системы водоснабжения на Кировской ТЭЦ-3					59 000,0		59 000,00
16	Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР					109 299,9		109 299,95
17	Стоимость реконструкции бойлера на Кир. ТЭЦ-3					29 500,0		29 500,00
18	Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР					51 500,0		51 512,84
<b>ИТОГО Кировская ТЭЦ-3 в ценах 2012 г.</b>		<b>40 426,33</b>	<b>7 572,00</b>	<b>17 776,50</b>	<b>22 022,48</b>	<b>324 236,1</b>	<b>92 994,1</b>	<b>505 027,49</b>
<b>ИТОГО Кировская ТЭЦ-3 в ценах с учетом индексов МЭР</b>		<b>44 994,50</b>	<b>9 291,47</b>	<b>22 903,90</b>	<b>29 793,31</b>	<b>528 084,6</b>	<b>165 891,8</b>	<b>800 959,62</b>

Таким образом, в период 2014 – 2028 г. запланировано выполнение мероприятий по реконструкции основного и вспомогательного оборудования и выполнение работ по программе ТПиР Кировской ТЭЦ-3 на общую сумму 505 млн. 27 тыс. руб. в ценах 2012 г.

#### **4.1.5. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии. Перевод тепловой нагрузки малых котельных на Кировскую ТЭЦ-3**

Мероприятий по расширению зон действия источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии не предлагается, так как в городе Кирово-Чепецк по состоянию на 2013 г. нет действующих котельных, осуществляющих централизованное теплоснабжение.

#### **4.1.6. Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных в зоне действия ТЭЦ-3 при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии**

В г. Кирово-Чепецк отсутствуют котельные, которые можно было бы вывести из эксплуатации с последующей передачей тепловой нагрузки на ТЭЦ-3.



Таблица 4.1.6

Номер застройки на рис. 2.1.3	Название квартала	Площадь квартала, м <sup>2</sup>	Прирост площади строительных фондов, м <sup>2</sup>	Объекты строительства
3	43:42:60	304 588	12 310	Общественные и жилые многоквартирные здания
			6 960	Индивидуальное жилищное строительство

Организация поквартирного отопления в зоне действия ТЭЦ-3в процессе разработки Схемы теплоснабжения признана нецелесообразной в связи с устойчивой работой ТЭЦ и более эффективным теплоснабжением потребителей тепловой энергией при организации централизованного теплоснабжения от ТЭЦ.

#### 4.1.8. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки г. Кирово-Чепецка малоэтажными жилыми зданиями в зоне действия Кировской ТЭЦ-3

Схема теплоснабжения г. Кирово-Чепецк предполагает организацию малоэтажной застройки на нескольких площадках в городе: № 3, 6, 8 (см. Книгу 5 обосновывающих материалов разработки схемы теплоснабжения ГО «Город Кирово-Чепецк»).

Организации индивидуального теплоснабжения в новых районах малоэтажной застройки является необходимой вследствие существенных капитальных затрат для организации централизованного отопления. Причиной этого являются:

- удаление новых площадок малоэтажной застройки от ТЭЦ-3 (в особенности для площадки № 8);
- низкая плотность тепловой нагрузки в застраиваемых районах;
- низкая пропускная способность существующих тепломагистралей (см. Книгу 4);
- необходимость строительства большого количества трубопроводов для подключения каждого дома в районе застройки к тепловым сетям ТЭЦ.

В табл. 4.1.7. приведены приросты тепловой мощности потребителей на площадках нового строительства № 3, 6 и 8.

Таблица 4.1.7

Номер площадки	Прирост тепловой мощности потребителей, Гкал/ч								Всего
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 – 2023 гг.	2024 – 2028 гг.	2029 – 2033 гг.	
3	-	-	-	0,2533	0,2714	-	-	-	0,5247
6	-	-	-	-	-	-	-	0,5365	0,5365
8	0,0905	0,0814	0,0995	0,0905	0,0905	0,7675	0,4215	-	1,6414

При организации индивидуального теплоснабжения на указанных площадках строительства все перечисленные негативные составляющие отсутствуют. В книге 5 приведён пример организации индивидуального теплоснабжения с помощью установки индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов Protherm Медведь 30 KLOM 10005725 в каждом из строящихся домов.

#### 4.1.9. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории г. Кирово-Чепецка в зоне действия Кировской ТЭЦ-3

По состоянию на 2013 г. Кировская ТЭЦ-3 осуществляет отпуск тепловой энергии с горячей водой и паром промышленным потребителям по заключенным договорам о теплоснабжении (см. табл. 4.1.8). Схема теплоснабжения г. Кирово-Чепецк на расчетный период 2014 - 2033 гг. не предусматривает организации дополнительного теплоснабжения промышленных площадок.

Таблица 4.1.8

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

#### 4.1.10. Обоснование перспективных балансов тепловой мощности Кировской ТЭЦ-3 и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения г. Кирово-Чепецка и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии

В г. Кирово-Чепецке существует только одна система централизованного теплоснабжения – от Кировской ТЭЦ-3. Поскольку другие системы централизованного теплоснабжения в городе отсутствуют, то распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии производится не может. В разработанной Схеме теплоснабжения города обоснование перспективных балансов тепловой мощности ТЭЦ, теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки выполнено в Книге 4 «Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки». Сводные данные по перспективным балансам установленной тепловой мощности ТЭЦ-3 приведены в табл. 4.1.4.

**4.1.11. Расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия Кировской ТЭЦ-3) 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 радиусов эффективного теплоснабжения в зоне действия Кировской ТЭЦ-3 **не выявил условий**, при которых подключение теплопотребляющих установок потребителей к системе теплоснабжения от ТЭЦ-3 нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в данной системе теплоснабжения.

**4.1.12. Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, и котельных**

В проекте Схемы теплоснабжения г. Кирово-Чепецк на период до 2033 г. не предусмотрены режимы совместной работы ТЭЦ-3 и котельных на одну тепловую сеть.

## 4.2. Предложения по покрытию перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью

### 4.2.1. Распределение подключения прогнозируемых зон нового строительства по источникам теплоснабжения

В Схеме теплоснабжения г. Кирово-Чепецка определено, что в зонах нового строительства № 1, № 2, № 4, № 5, № 7 теплоснабжение будет осуществляться от имеющегося источника тепловой энергии. Подробные сведения по обеспечению тепловой нагрузкой перспективных зон нового строительства представлены в Книге 5 Обосновывающих материалов к Схеме теплоснабжения.

Зоны перспективной застройки, предлагаемые к подключению к индивидуальным источникам теплоснабжения приведены в табл. 4.2.1.

Таблица 4.2.1

№ п/п	Номер прогнозной зоны нового строительства	Квартал прогнозной зоны нового строительства	Сроки строительства	Прирост площади строительных фондов, м <sup>2</sup>	Подключаемая тепловая нагрузка, Гкал/ч	Источник тепловой мощности
1	№ 3	43:42:60	2017 – 2018 гг.	6 960	0,5247	Индивидуальные водогрейные двухконтурные газовые котлы
2	№ 6	43:42:200073	2029 – 2033 гг.	10 080	0,5365	Индивидуальные водогрейные двухконтурные газовые котлы
3	№ 8	43:42:300078	2014 – 2028 гг.	26 280	1,6414	Индивидуальные водогрейные двухконтурные газовые котлы
	<b>Итого</b>			<b>43 320</b>	<b>2,7026</b>	

### 4.2.2. Подключение прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зонах нового строительства к Кировской ТЭЦ-3

В качестве источника тепловой энергии (мощности) в зонах нового строительства №№ 1, 2, 4, 5, 7 предлагается применить Кировскую ТЭЦ-3. Установленная мощность ТЭЦ-3 составляет 813 Гкал/ч. Основное топливо – природный газ, резервное – топочный мазут марки М100.

Для осуществления подключения перспективных нагрузок потребителей необходима прокладка новых участков тепловой сети. Вновь вводимые участки тепловой сети приведены в табл. 4.2.2.

Таблица 4.2.2

Номер площадки	Начало участка	Конец участка	Условный диаметр, мм	Длина в двухтрубном исполнении, м	Год прокладки	Тип прокладки
№1	ТК-7-01а	Проект. ТК	70	50	2015	Подземная бесканальная, ППМ
№ 2	ТК-16-3	Проект. ТК № 2	80	100	2014	Подземная бесканальная, ППМ
	Уз. Свердлова 2	Проект. ТК № 1	100	50	2016	Подземная бесканальная, ППМ
	ТК-22-4	Проект. ТК № 3	100	130	2016 – 2019	Подземная бесканальная, ППМ
	Уз. Г/К Б-24	Проект. ТК № 4	50	100	2017	Подземная бесканальная, ППМ
	ТК 4-23-3	Объект теплоснабжения	50	40	2018	Подземная бесканальная, ППМ
	ТК-22-1-1	Проект. ТК № 5	100	230	2024	Подземная бесканальная, ППМ
	Уз. России 31-1	Объект теплоснабжения	50	60	2029	Подземная бесканальная, ППМ
№ 3	ТК 7-10	Проект. ТК	150	300	2017	Подземная бесканальная, ППМ
№ 4	ТК 9-20	Проект. ТК	70	150	2029	Подземная бесканальная, ППМ
№ 5	ТК 10-8	Проект. ТК №1	70	50	2014	Подземная бесканальная, ППМ
	ТК 12-9	Проект. ТК №2	70	70	2024	Подземная бесканальная, ППМ
	ТК 12-7	Проект. ТК №3	100	50	2024	Подземная бесканальная, ППМ
№ 7	ТК 5-20А	Проект. ТК №1	300	600	2014	Подземная бесканальная, ППМ

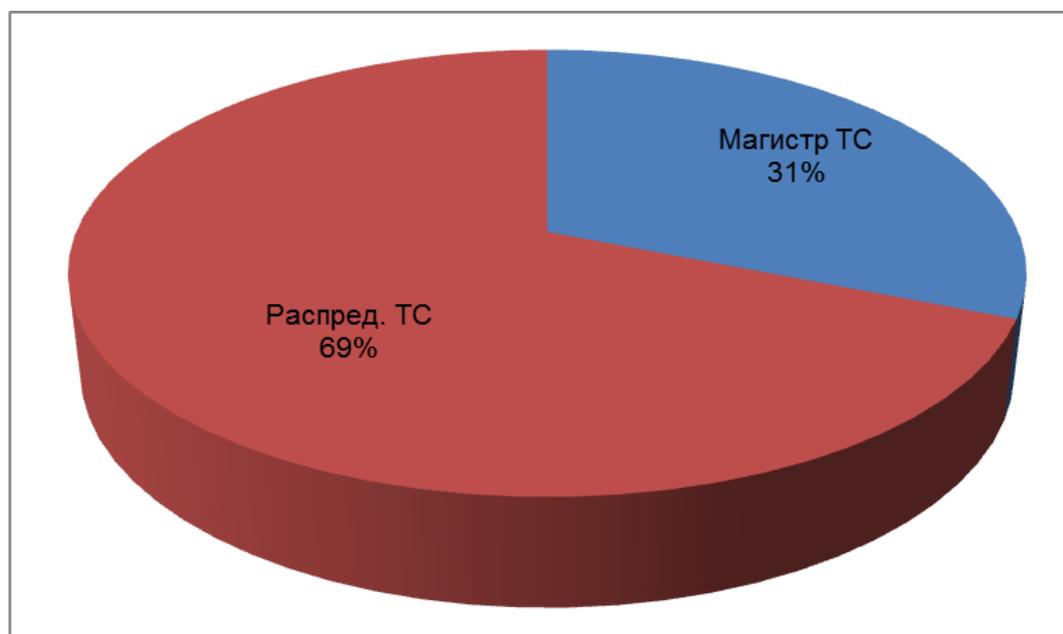
## Раздел 5. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей

### 5.1. Оценка текущего состояния сетей г. Кирово-Чепецка

Распределение материальной характеристики трубопроводов сетевой воды на магистральные и распределительные сети, а также суммарные характеристики участков тепловых сетей, находящихся на балансе ОАО «КТК», приведены в табл. 5.1.1 и рис. 5.1.1.

Таблица 5.1.1

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

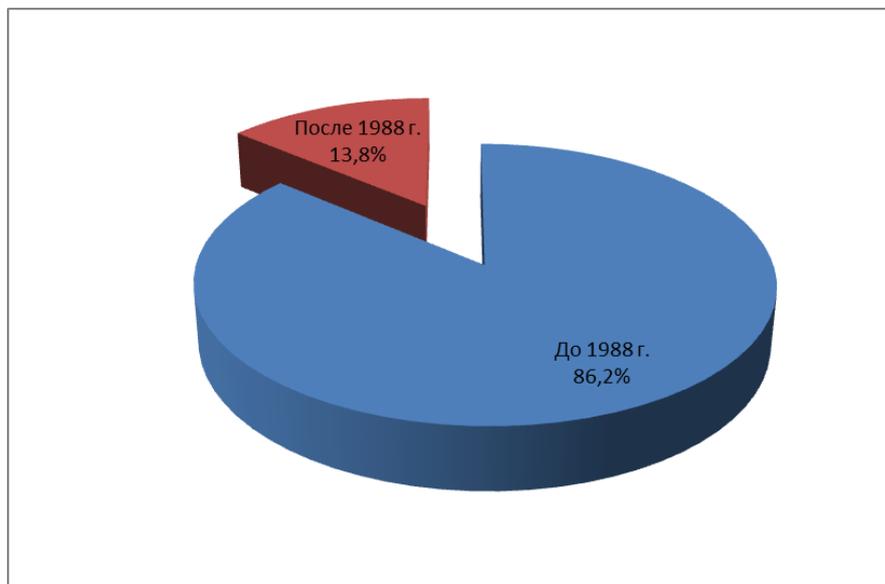


**Рис. 5.1.1. Распределение материальной характеристики трубопроводов между магистральными и распределительными сетями**

Распределение материальной характеристики магистральных трубопроводов тепловой сети по годам ввода в эксплуатацию приведено в табл. 5.1.2.

Таблица 5.1.2

Год ввода в эксплуатацию	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>	Проценты, %
До1988 г.	26 456,6	86,2
1988 – 1997гг.	4 044,99	13,2
1997 – 2003 гг.	61,2	0,2
После 2003 г.	137,15	0,4



**Рис. 5.1.2. Распределение материальной характеристики магистральных трубопроводов теплосети по годам ввода в эксплуатацию**

Из данных табл. 5.1.2 можно сделать вывод, что основная часть магистральных трубопроводов проложена до 1988 г.

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

Статистика отказов магистральных, распределительных и разветвительных тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 6 лет на трубопроводах в отопительный сезон и ремонтный период Кировского филиала ОАО «ТГК-5» представлена в таблице 5.1.9.

**Таблица 5.1.9**

Год	Продолжительность работы тепловых сетей						Итого
	0 - 5 лет	5 - 10 лет	10 - 15 лет	15 - 20 лет	20 - 25 лет	более 25 лет	
2010	24	56	152	204	309	842	1587
2011	25	45	157	230	347	1029	1833
2012	25	87	173	216	322	1214	2037
2013	44	70	172	256	353	1290	2185
2014	51	100	202	322	327	1271	2273

### 5.1.3. Состояние трубопроводов тепловых сетей в г. Кирово-Чепецке

Тепловые сети характеризуются высоким уровнем износа: 41% сетей старше 25 лет, в т.ч. 58,4% магистральных сетей старше 25 лет. Возраст тепловых сетей и доля протяженности в процентах приведены в табл. 5.1.10.

**Таблица 5.1.10**

Наименование	до 5 лет, %	до 10 лет, %	до 15 лет, %	до 20 лет, %	до 25 лет, %	свыше 25 лет, %	Магистральные свыше 25 лет, %
КФ ОАО «КТК»	5	9	12	18	15	41	59,5
ГО "Город Кирово-Чепецк"	3	10	15	13	18	41	28,3
Кировская ТЭЦ-3	4	9	14	15	17	41	58,4

## **5.2. Предложения по строительству и перекладке тепловых сетей для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей**

### **5.2.1. Анализ надёжности сетей теплоснабжения г. Кирово-Чепецка**

В настоящем анализе рассматривается надёжность каждой из магистралей и определяются последствия возникновения дефектов на различных участках. Основанием для заключений являются фактическое положение дел и опыт эксплуатации сетей.

Для большей наглядности сети разносятся на три категории согласно величины рисков возникновения дефектов в целях решения вопросов первоочередных вложений в сети:

- I категория - сети, на которых вероятность возникновения дефекта максимальна.
- II категория – сети, на которых вероятность возникновения дефекта реально существует, но при отключении которых остаётся без теплоснабжения меньшее количество домов нежели в I категории».
- III категория – сети, на которых возникновение дефектов в ближайшие 5 лет наименее вероятно, но негативные процессы влияющие на надёжность уже имеют место.

К первой категории отнесены следующие участки сетей:

1. Участок тепломагистрали Ø 700 подземный по территории предприятия «Север»;
2. Участок тепломагистрали Ø 700 от ТК7-03 до ТК7-07 (см. рис. 5.2.2);
3. Участок теплосети Ø 500 от ТК5-08 до ТК5-12 (см. рис. 5.2.3);
4. Участок теплосети Ø 500 от ТК5-13 до ТК5-14 (см. рис. 5.2.4);
5. Участок теплосети Ø 500 от 7 ПАВ-3 до 7НО -41 (см. рис. 5.2.5);
6. Участок теплосети от ТК3-31 до ТК3-36 (см. рис. 5.2.6);
7. Участок теплосети от ТК3-37 до ТК1-03 (см. рис. 5.2.7);
8. Участок теплосети от ТК1-06 до ТК1-08 (см. рис. 5.2.8);
9. Участок тепломагистрали Ø600 от 6 НО -25 до 6НО-27 (см. рис. 5.2.9);
10. Участок тепломагистрали Ø600 от опуска между 6НО-30 и 6НО-31 до 6ПАВ-1 (см. рис. 5.2.10);
11. Участок квартальной сети ТК2-02 до ТК2-04(см. рис. 5.2.11);
12. Участок квартальной сети от ТК2-32 до ТК2-27 (см. рис. 5.2.12);
13. Участок тепломагистрали БСИ подземный от 11НО28 до 11НО-30 (см. рис. 5.2.13).

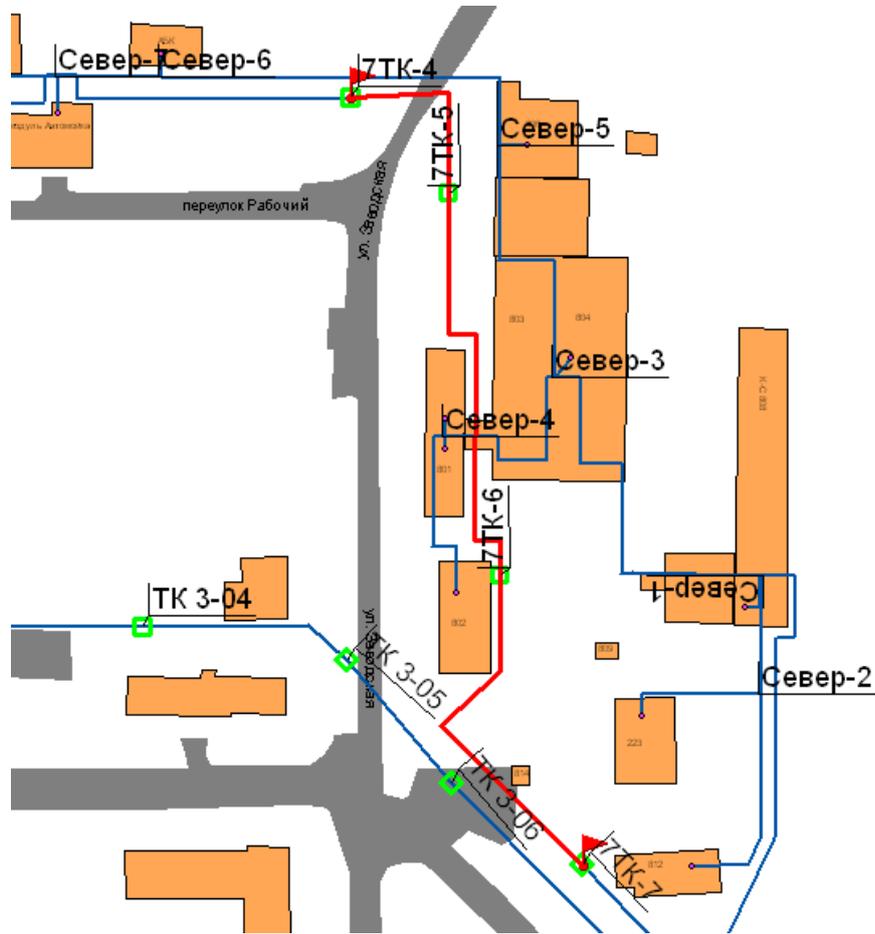


Рис. 5.2.1. Участок тепломагистрали Ø 700 подземный по территории предприятия «Север»

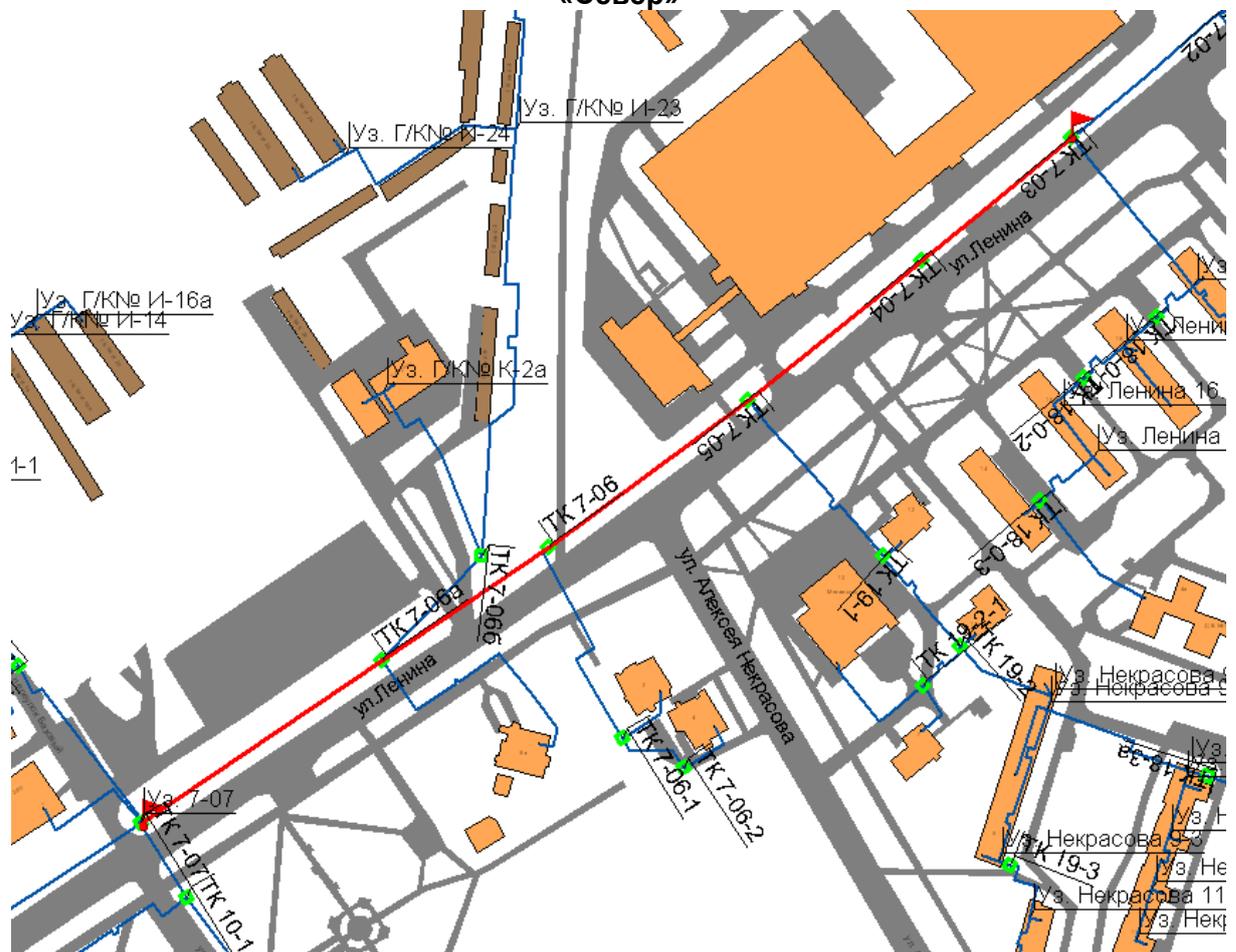


Рис. 5.2.2. Участок тепломагистрали Ø 700 от ТК7-03 до ТК7-07

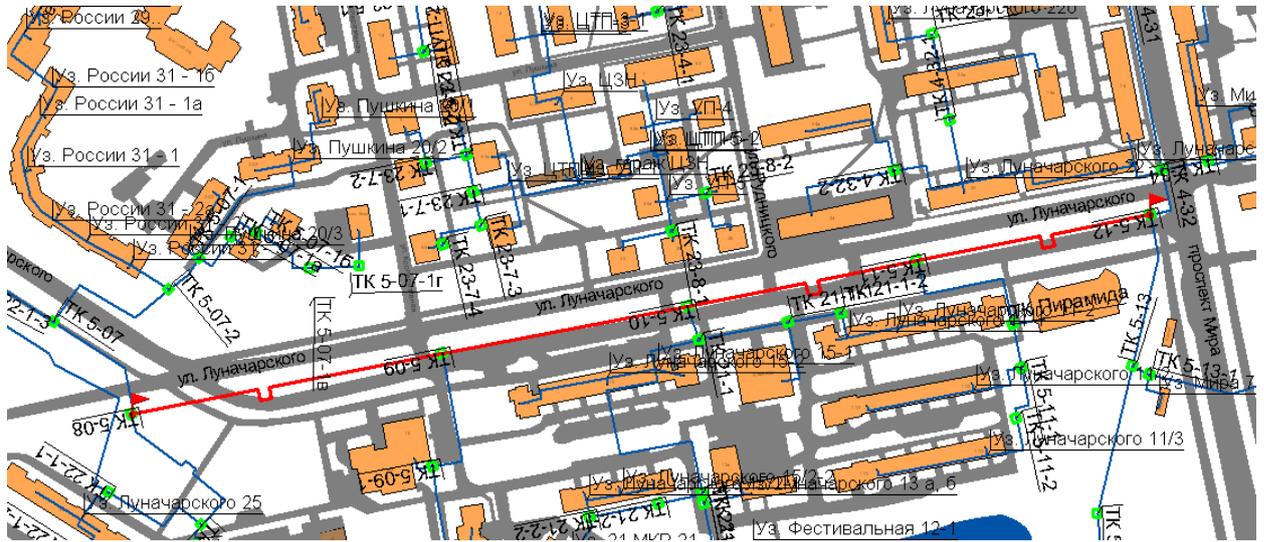


Рис. 5.2.3. Участок тепломагистрали Ø 500 от ТК5-08 до ТК5-12

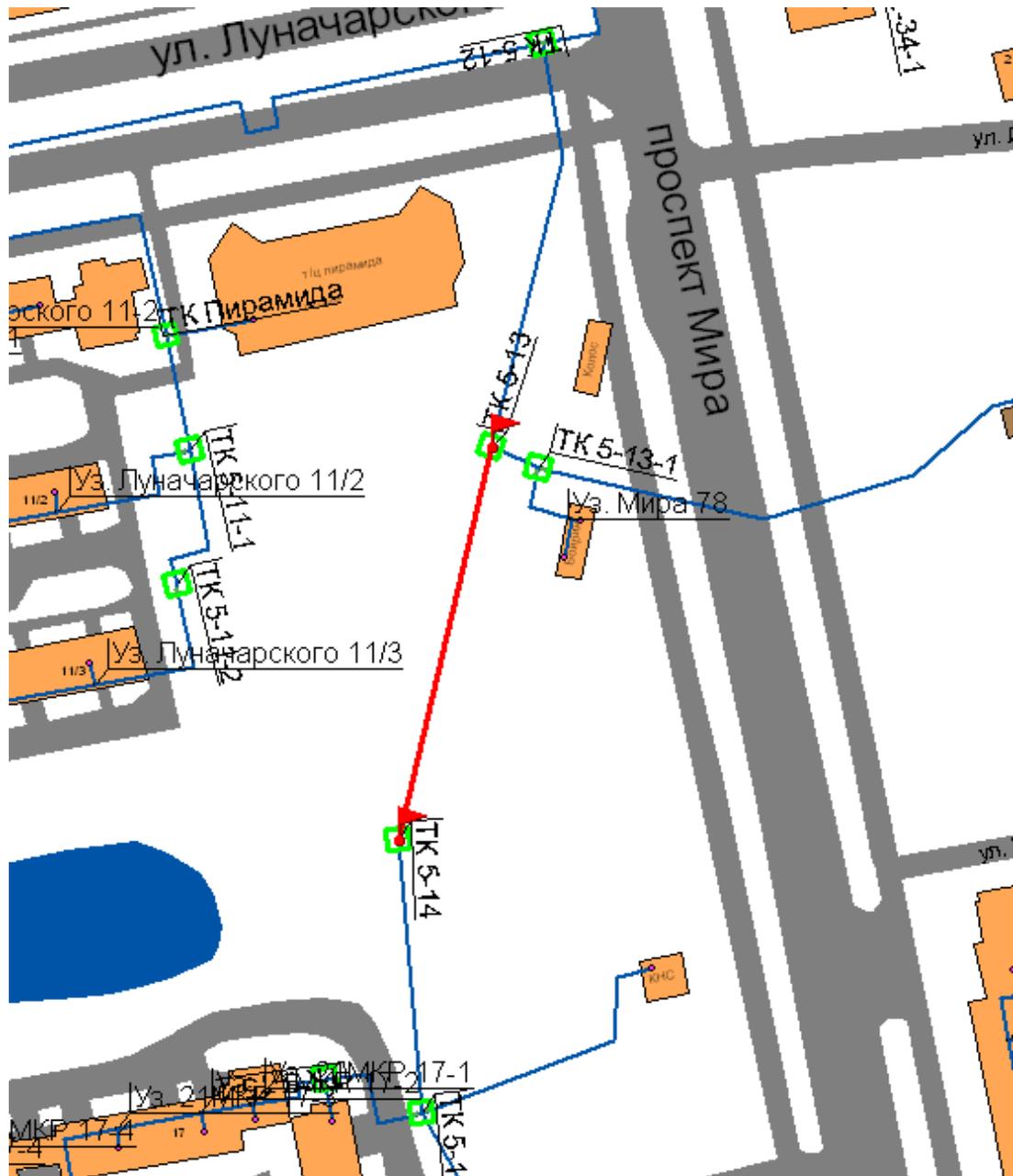


Рис. 5.2.4. Участок тепломагистрали Ø 500 от ТК5-13 до ТК5-14

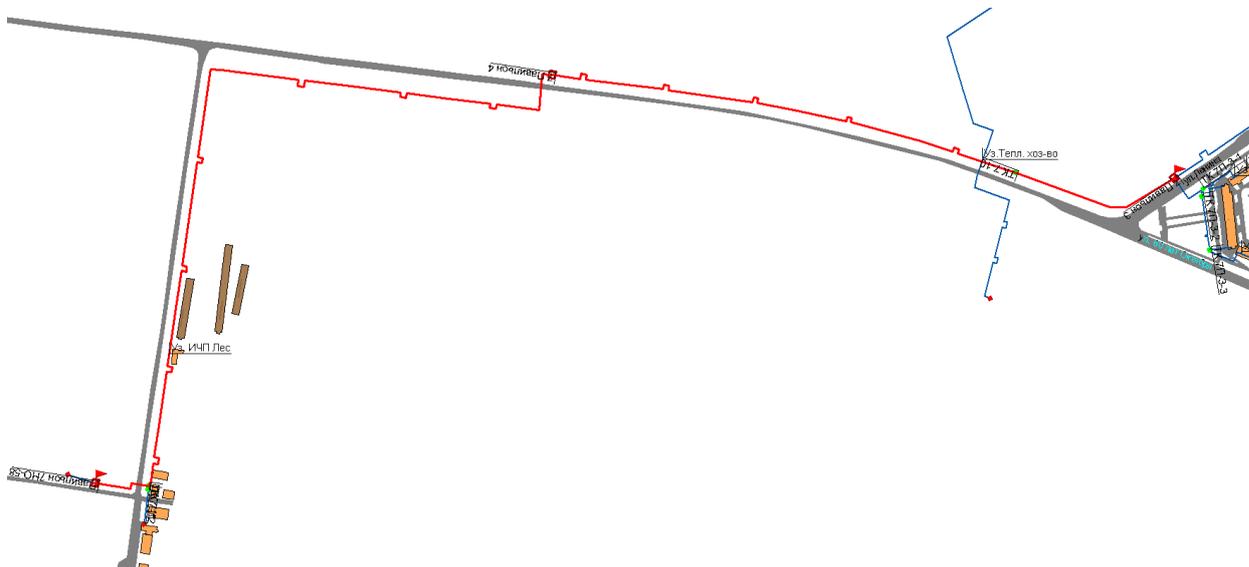


Рис. 5.2.5. Участок тепломатриалы Ø 500 от 7 ПАВ-3 до 7НО -41

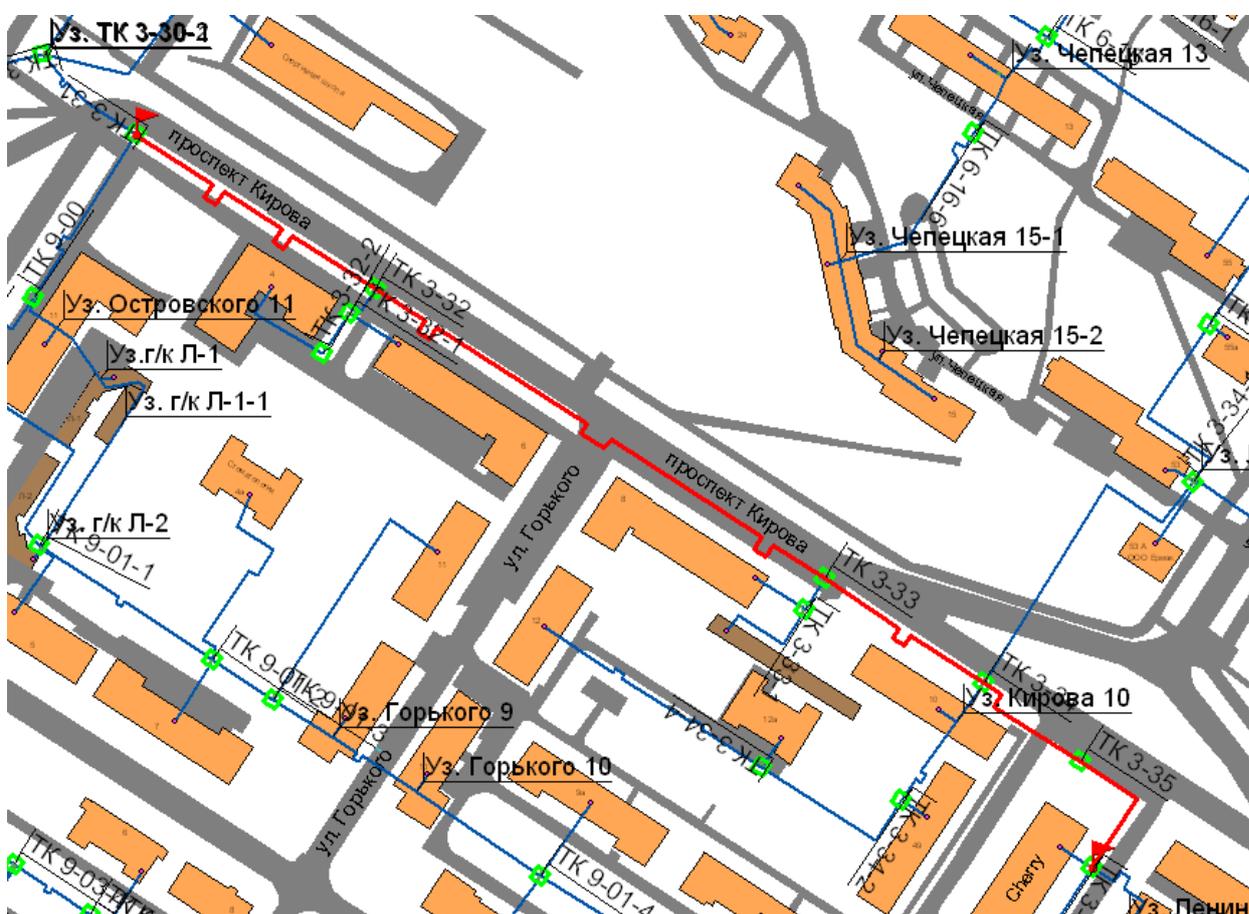


Рис. 5.2.6. Участок тепломатриалы от ТК3-31 до ТК3-36



Рис. 5.2.7. Участок тепломagистрaли отTK3-37 до TK 1-03



Рис. 5.2.8. Участок тепломagистрaли отTK1-06 до TK 1-08



Рис. 5.2.9 Участок тепломатриалы Ø 600 от 6 НО -25 до 6НО-27



Рис. 5.2.10. Участок тепломатриалы Ø 600 от опуска между 6НО-30 и 6НО-31 до 6ПАВ-1



Рис. 5.2.11. Участок тепломагистрали отTK2-02 до TK2-04

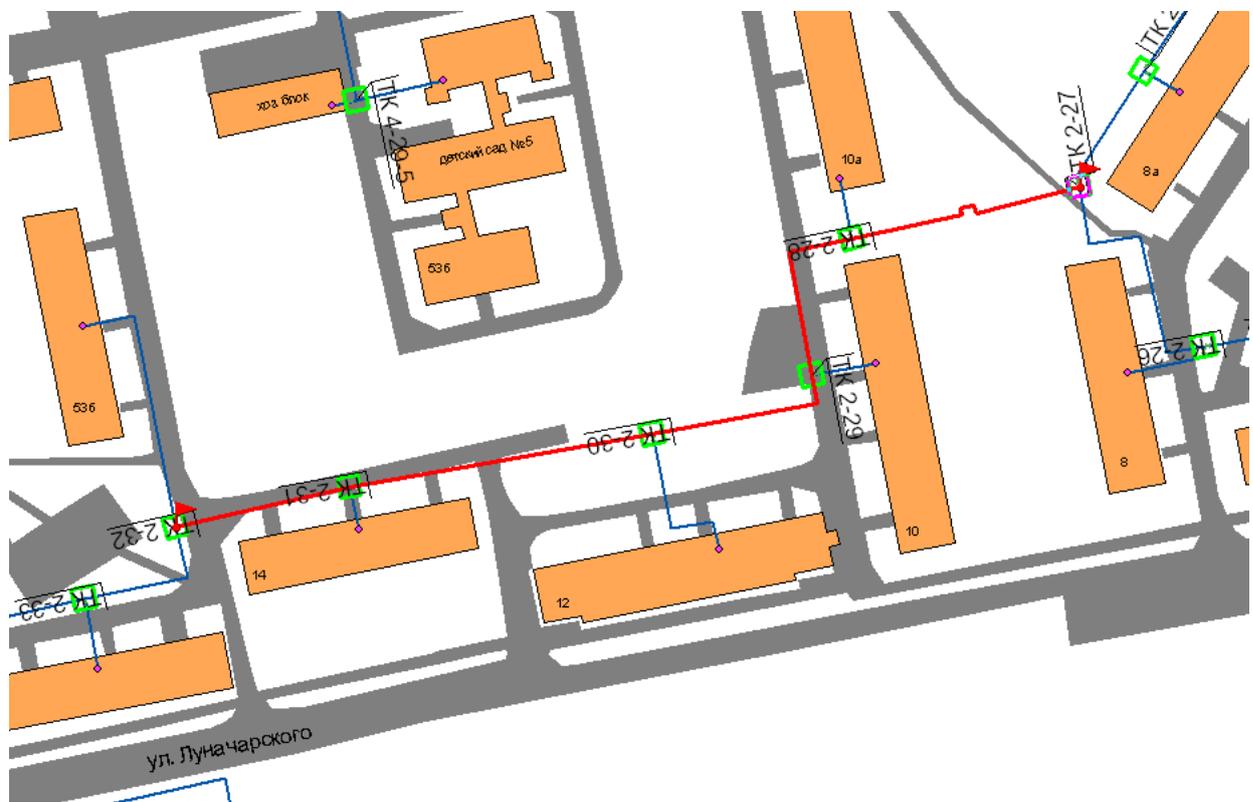
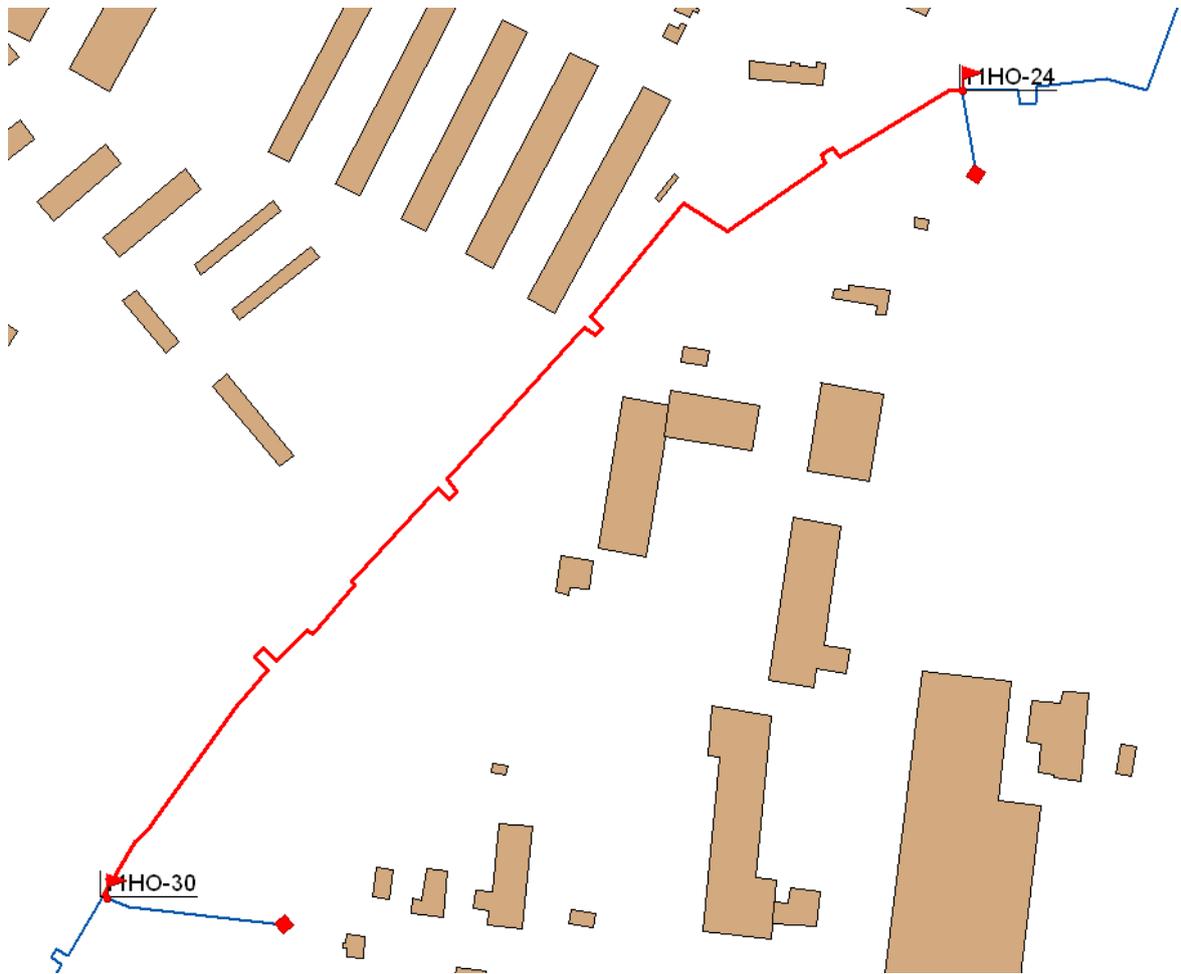


Рис. 5.2.12. Участок тепломагистрали отTK2-27 до TK2-32



**Рис. 5.2.13. Участок тепломагистрали БСИ подземный от 11НО-28 до 11НО-30**

**Ко второй категории отнесены следующие участки сетей:**

1. Участок теплосети по проспекту России от ТК16-1 до ТК16-3 (см. рис. 5.2.14);
2. Участок сети от ТК4-29 до ТК 23-5(см. рис. 5.2.15);
3. Участок сети от ТК9-01 до ТК 9-04(см. рис. 5.2.16);
4. Участок сети от ТК9-16 до ТК9-19(см. рис. 5.2.17);
5. Сети 14-го квартала(см. рис. 5.2.18);
6. Сети 1-го и 2-го кварталов(см. рис. 5.2.19);
7. Участок сети от ТК4-28 до ТК2-15(см. рис. 5.2.20);
8. Участок сети от ТК3-36 до ТК3-36-8(см. рис. 5.2.21);
9. Участок сети от ТК9-03 до ТК9-03-12(см. рис. 5.2.22);
10. Участок сети от ТК9-01 до ТК9-01-8(см. рис. 5.2.23);
11. Участок сети от ТК А-1 до ТКА-1а(см. рис. 5.2.24);
12. Участок сети от ТКА-3 до ТКА-03-5(см. рис. 5.2.25);
13. Участок сети от ТКА-4 до ТКА-4-7(см. рис. 5.2.26);
14. Участок сети от ТК4-21 до ТК421-1(см. рис. 5.2.27).

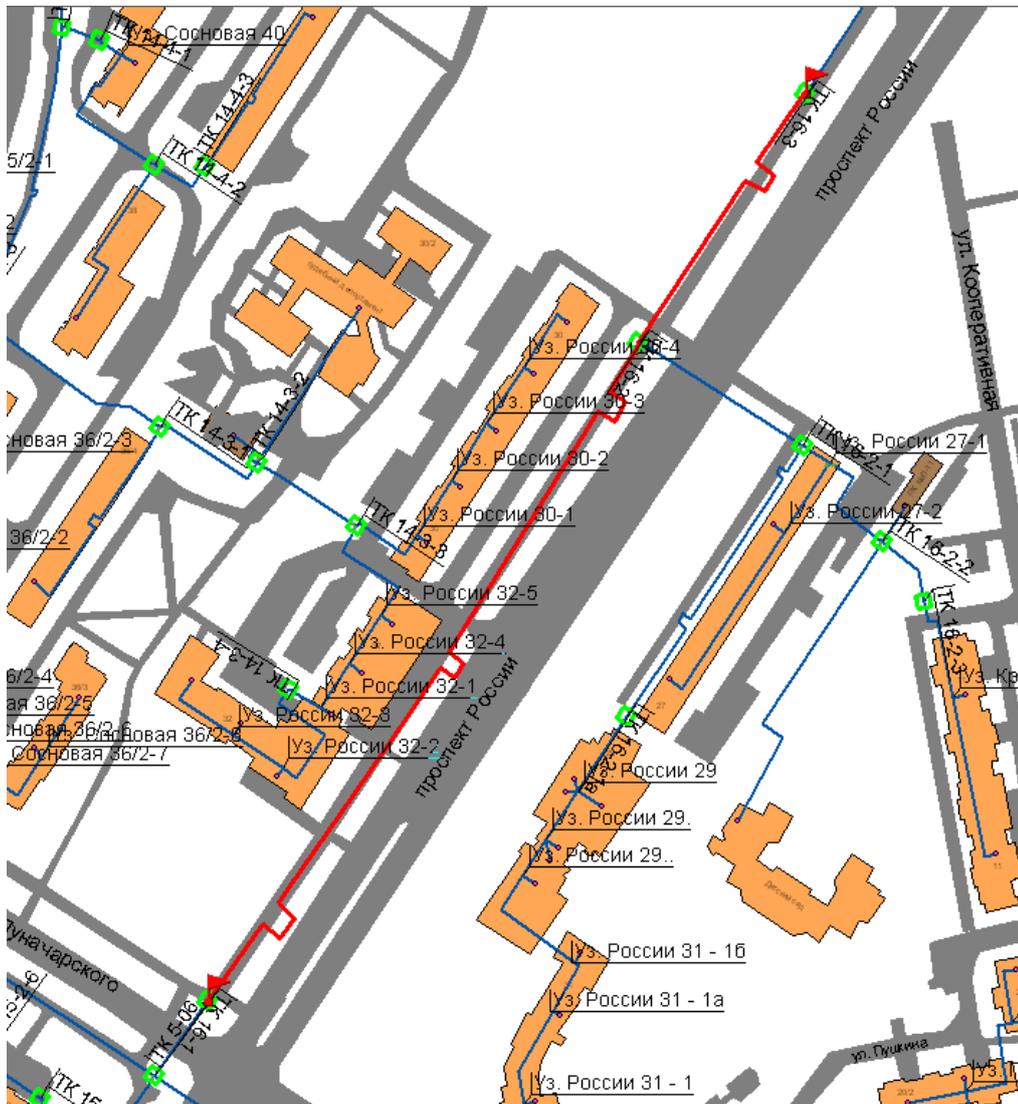


Рис. 5.2.14. Участок теплосети по проспекту России от ТК16-1 до ТК16-3



Рис. 5.2.15. Участок сети от ТК4-29 до ТК 23-5



Рис. 5.2.16. Участок сети от ТК9-01 до ТК 9-04

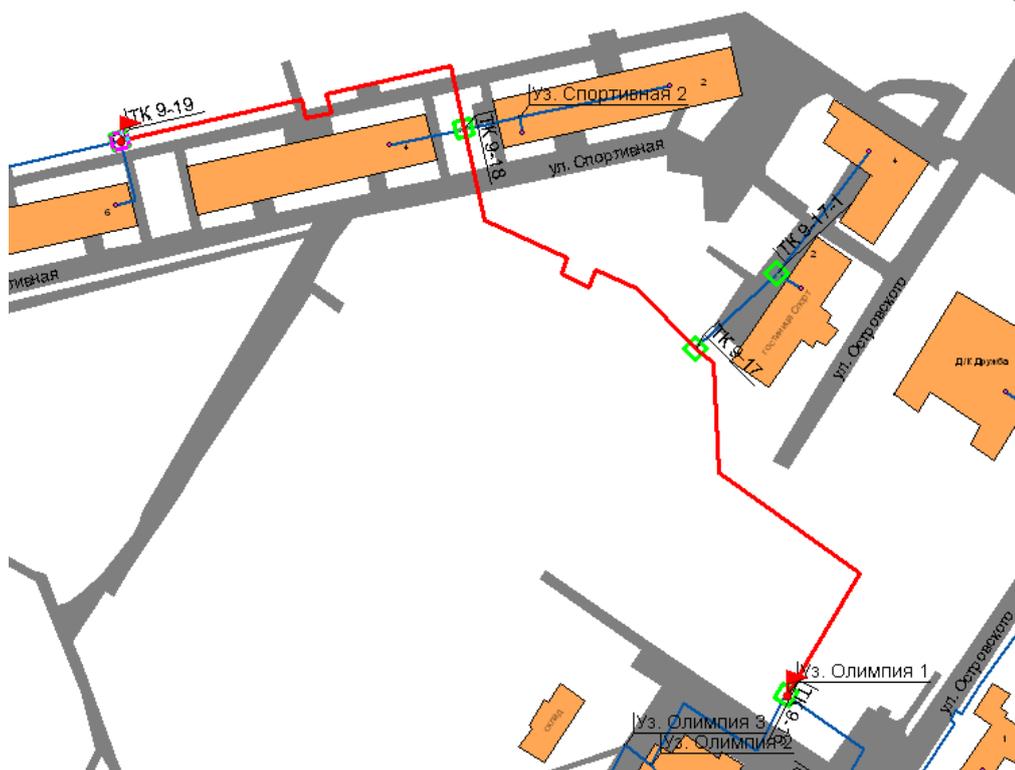


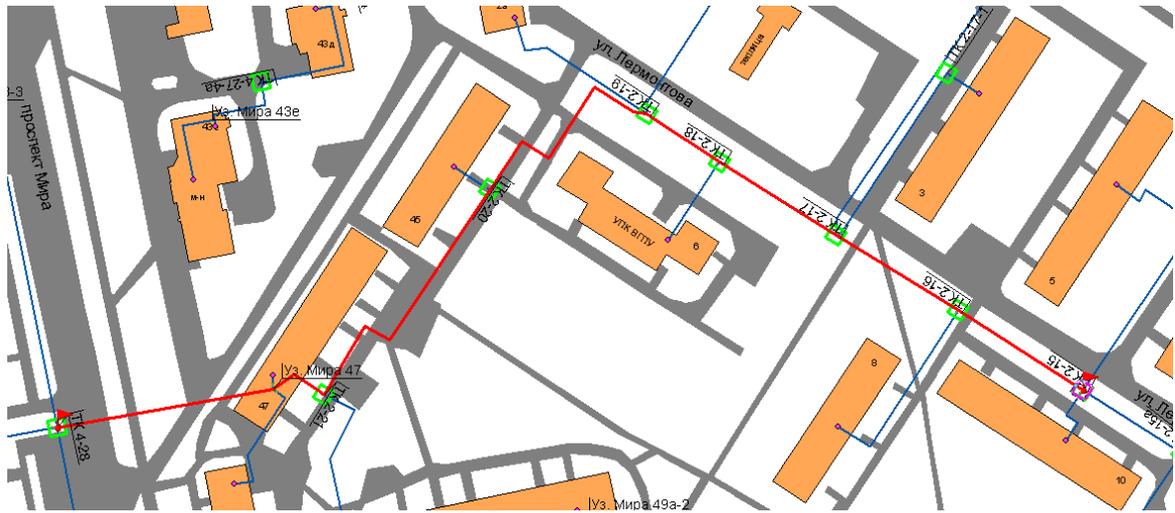
Рис. 5.2.17. Участок сети от ТК9-16 до ТК9-19



Рис. 5.2.18. Сети 14-го квартала



Рис. 5.2.19. Сети 1-го и 2-го кварталов



**Рис. 5.2.20. Участок сети от ТК4-28 до ТК2-15**



**Рис. 5.2.21. Участок сети от ТК3-36 до ТК3-36-8**



Рис. 5.2.22. Участок сети от ТК9-03 до ТК9-03-12



Рис. 5.2.23. Участок сети от ТК9-01 до ТК9-01-6

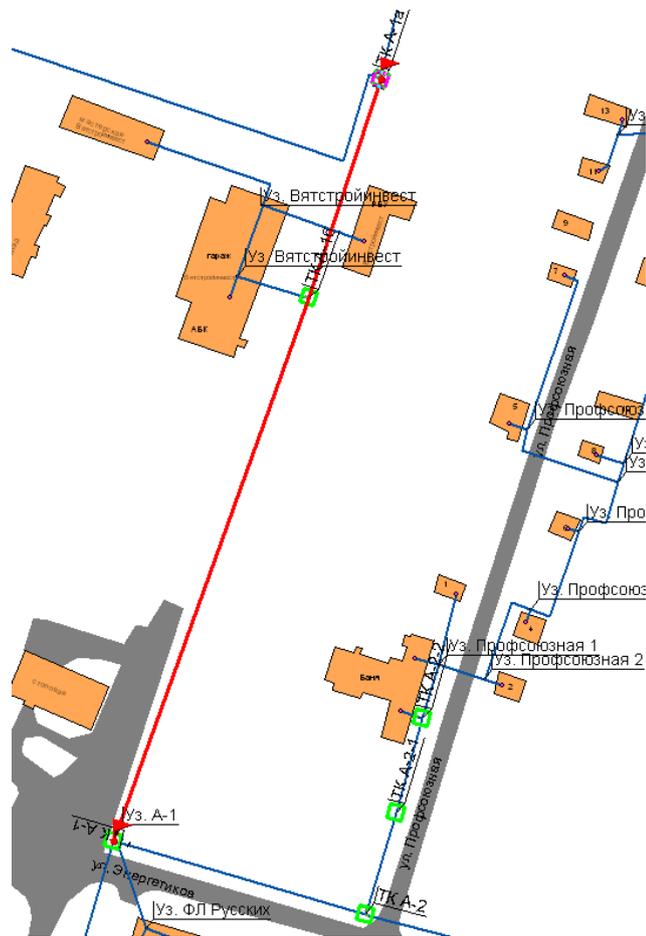


Рис. 5.2.24. Участок сети от ТК А-1 до ТК А-1а

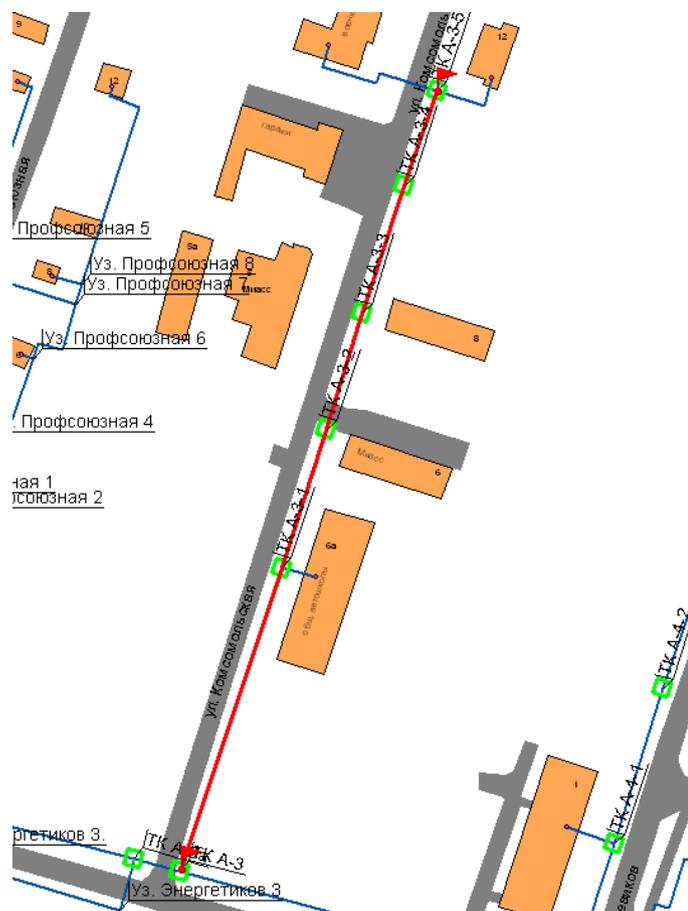


Рис. 5.2.25. Участок сети от ТК А-3 до ТК А-03-5

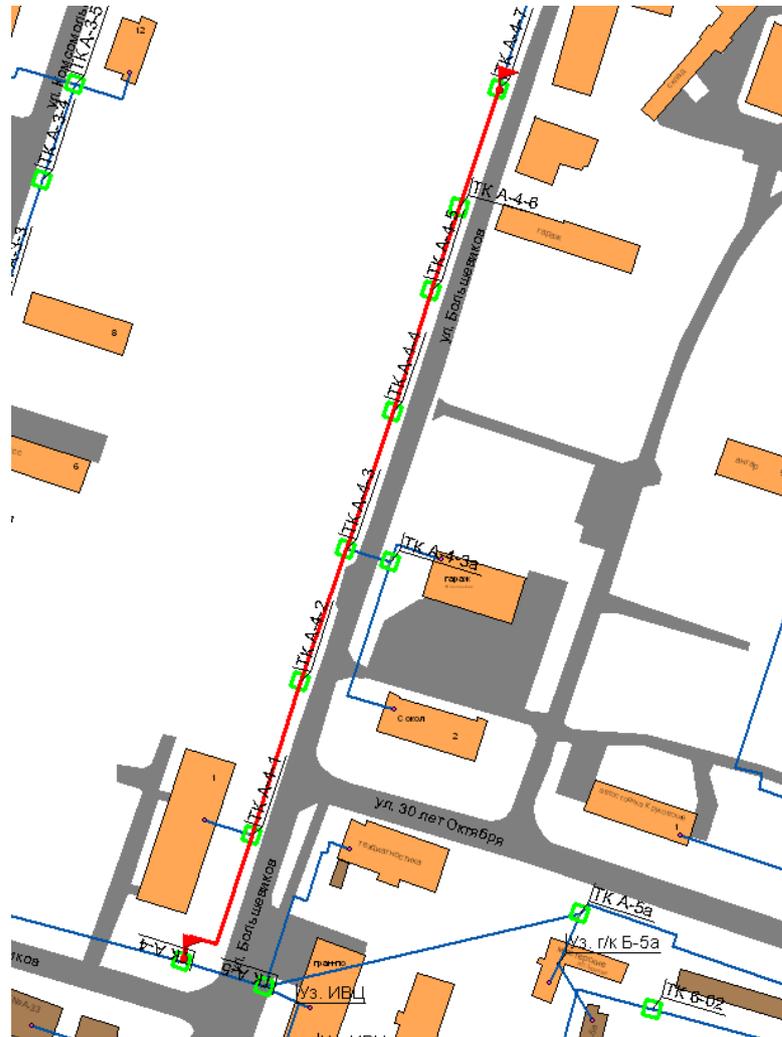


Рис. 5.2.26. Участок сети от ТКА-4 до ТКА-4-7

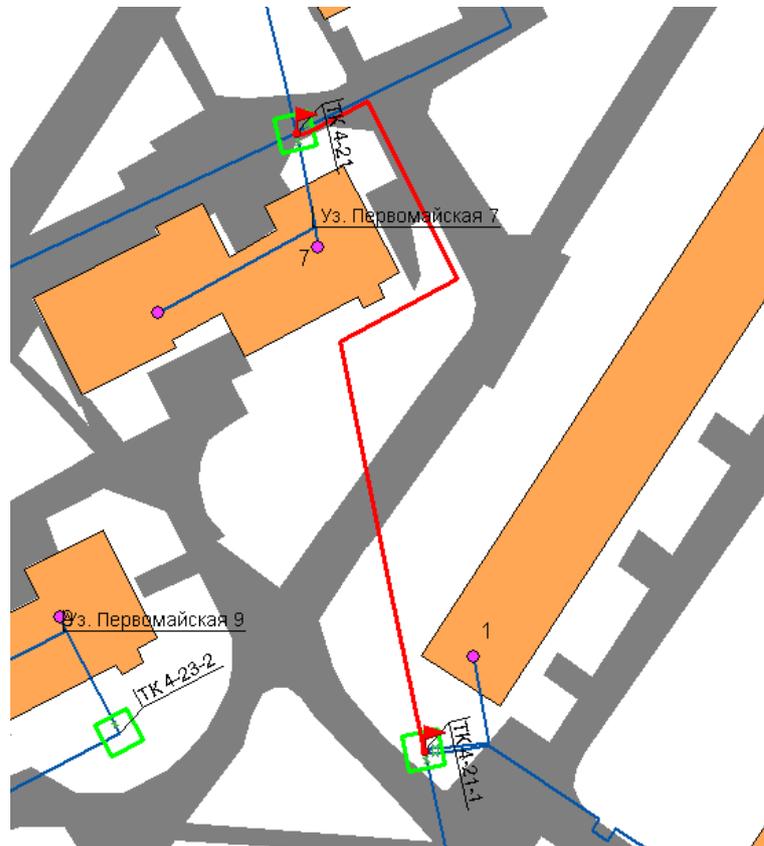


Рис. 5.2.27. Участок сети от ТК4-21 до ТК421-1

### **К третьей категории отнесены следующие участки тепловых сетей:**

1. разводящие сети по микрорайону «Черёмушки» не вошедшие в первую и вторую категорию;
2. сети посёлка ПМК;
3. участок сети от ТК5-02 до ТК5-02-12;
4. сети кварталов 10, 11, 12, 12А;
5. участок сети от ТК3-42 до ТК3-48 с отпайками;
6. сети аварийного посёлка не вошедшие в предыдущие категории.

Для этих участков характерны признаки снижающие надёжность:

- срок эксплуатации более 35 лет;
- неудовлетворительное состояние каналов, наличие их заиливания при отсутствии ливневой канализации;
- необходимость ремонта камер;
- недопустимое утонение стенок трубы при шурфовках.

Проведенный выше анализ показывает, что неизбежно нарастание дефектов на сетях при проведении ГИ. А при отказе от ГИ от источника теплоснабжения и уходе на передвижные испытательные станции часть дефектов будет переходить на отопительный сезон, что ещё более усугубит ситуацию с сетями, т.к. в сезоне в отличие от периода испытаний, вода в сетях движется с достаточно большими скоростями и возникновение дефекта сопровождающегося значительным расходом вызовет гидравлические изменения в сети сравнимые с гидроударом, что несомненно приведет к выходу из строя ещё большего количества сетей. Следовательно, надёжность сетей будет продолжать падать, что при радиальной схеме не позволит поддерживать необходимый уровень надёжности.

По результатам анализа можно отметить причины низкой надёжности системы теплоснабжения города Кирово-Чепецка:

1. значительная величина нерезервированных участков теплопроводов (тупиковых, радиальных, транзитных) как для магистральных сетей, так и для разводящих к отдельному потребителю или тепловому пункту;
2. отсутствие резервных трубопроводов между радиальными теплопроводами;
3. недостаточная пропускная способность участков сетей для пропуска теплоты при выходе одной из магистралей (нет возможности обеспечения необходимых располагаемых напоров в системе теплоснабжения при выходе из работы значительного количества участков магистральных сетей);
4. отсутствие стройной программы замены конкретных участков тепловых сетей, отработавших свой ресурс или не обеспечивающих необходимый объём передачи тепла в аварийных режимах на более надёжные, в т.ч. надземные или с прокладкой в тоннелях;
5. присоединение новых тепловых нагрузок без должного анализа соблюдения располагаемых напоров для потребителей в конечных точках сети обусловленных выданными им техническими условиями.

Основываясь на установленном фактическом положении дел и проработке причин низкой надёжности системы теплоснабжения допустимо сделать следующие выводы:

- система теплоснабжения города Кирово-Чепецка не отвечает требованиям надёжности установленным СНиП 41-02-2003 «тепловые сети» (п.п. 6.27 – 6.32);

- в системе теплоснабжения не обеспечен уровень резервирования для потребителей отнесённых СНиП 41-02-2003 к первой категории теплоснабжения;

- схема и конфигурация сетей города не обеспечивают требуемый уровень надёжности.

Учитывая сделанные выводы, можно рассмотреть конкретные мероприятия обеспечивающие повышение надёжности системы теплоснабжения города Кирово-Чепецка:

1. в рамках энергетического обследования системы теплоснабжения города провести анализ соответствия уровня надёжности системы требованиям СНиП 41-03-2003, на базе анализа разработать мероприятия по доведению надёжности до нормативной (в подготовленном ТЗ на энергетическое обследование подобное положение точно не сформулировано);

2. разработка реальной программы по проведению диагностики магистральных сетей, отработавших расчётный ресурс, и проведению работ по их замене или реконструкции сетей по результатам диагностик;

3. рассмотреть возможность строительства резервных перемычек в конечных точках радиальных сетей, с расчетом необходимой для них пропускной способности:

- перемычка между магистралью БСИ и тепломагистралью Ф700 (строительство предусмотрено как в инвестиционной программе по городу на 2012-2015 годы, так и в программе развития коммунальной инфраструктуры г. К-Чепецка до 2030 года);

- перемычка по ул. Братьев Васнецовых;

- использование трассы совхоза «Чепецкий»;

- рассмотрение пропускной способности перемычки по просп. России и её реконструкция для обеспечения резервирования;

- рассмотрение пропускной способности и реконструкция перемычки между магистралями Ф350 (узловая) и Ф700 (7ПАВ-1А);

- резервирование сетей 9-го микрорайона;

4. строительство дополнительного источника теплоснабжения (котельная) для развития теплоснабжения города в сторону Просницы и резервирования сетей мкр.9, 9А. (предусмотрена в городской программе развития коммунальной инфраструктуры города);

5. рассмотрение строительства насосных станций для увеличения пропускной способности;

6. увеличение диаметра головных магистралей для обеспечения необходимого резерва. (Ф700 на Ф1000);

7. исключение практики подключения новых потребителей без принятия технических мер, подтверждающих поддержание располагаемого напора перед тепловой установкой всех потребителей на участке подключения нового потребителя в размере определенном выданным им техническими условиями;

8. для потребителей, отнесённым согласно СНиП 41-03-2003 к первой категории, предусмотреть соответствующие условия теплоснабжения (не обязательно только от тепловых сетей).

### 5.2.2. Предложения по строительству магистральных тепловых сетей для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей

Для обеспечения нормативной надёжности теплоснабжения в городе Кирово-Чепецке предлагается выполнить следующие мероприятия по реконструкции магистральных тепловых сетей:

1. Строительство переемычки от теплосети «БСИ» до теплосети, идущей на базу «ОРСа», длиной 1700 м в двухтрубном исчислении. Для выполнения данного мероприятия необходимо выполнить прокладку теплотрассы диаметром 500 мм и протяженностью 1700 м в двухтрубном исполнении от камеры Павильон № 4 (тепломагистраль к базе «ОРСа») до камеры 11НО-54 (тепломагистраль к «БСИ») (см. рис. 5.2.28).



**Рис. 5.2.28. Строительство кольцевой схемы от тепломагистрали БСИ до тепломагистрали, идущей к базе «ОРСа»**

2. Реконструкция переемычки между магистралями  $\varnothing 350$  (узловая) и  $\varnothing 700$  (7ПАВ-1А) с целью увеличения диаметра. Для выполнения данного мероприятия необходимо выполнить перекладку участков существующей теплотрассы диаметром 400 мм и протяженностью 969,77 м, диаметром 300 мм и протяженностью 258,64 м в двухтрубном исполнении от Павильона 1а до Узлового павильона (см. рис. 5.2.29).



**Рис. 5.2.29. Реконструкция перемычки между магистралями Ø 350 (узловая) и Ø 700 (7ПАВ-1А)**

3. Строительство закольцовки по ул. Братев Васнецовых. Для выполнения данного мероприятия необходимо выполнить прокладку теплотрассы диаметром 300мм и протяженностью 370 м в двухтрубном исполнении от ТК 22-7 до ТК 5-18-1 (см. рис. 5.2.28).

Обоснование строительства кольцевой схемы представлено в Книге 10 Обосновывающих материалов к Схеме теплоснабжения.



Общий объём нового строительства кольцевых тепломагистралей в г. Кирово-Чепецке для повышения надёжности теплоснабжения потребителей, а также мероприятия по реконструкции существующих перемычек с целью повышения их пропускной способности приведены в табл. 5.2.1.

**Таблица 5.2.1**

№ п/п	Начало участка	Конец участка	Диаметр, мм	Длина, м	Способ прокладки	Год прокладки	Примечание
1	Павильон № 4	11НО-54	500	1700	Надземный	2015	Новое строительство
2	узловая	7ПАВ-1А	600	83,7	Подземный канальный	2016-2017	Перекладка диаметра 400 мм
			600	886,1	Надземный	2016-2017	Перекладка диаметра 400 мм
			600	258,6	Надземный	2015	Перекладка диаметра 300 мм
3	ТК 22-7	ТК 5-18-1	300	370	Подземный канальный	2015	Новое строительство

### 5.2.3. Предложения по перекладке тепловых сетей I и II категорий для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей

Для обеспечения надёжного теплоснабжения потребителей наряду со строительством кольцевых тепломагистралей необходимо в течение первой пятилетки расчётного периода (2014-2033 гг.) выполнить перекладку существующих тепловых сетей I и II категорий. Характеристика тепловых сетей и предлагаемые сроки перекладок приведены в табл. 5.2.2.

Таблица 5.2.2

№ п/п	Начало участка	Конец участка	Диаметр, мм	Длина, м	Способ прокладки	Год прокладки
<b>Тепловые сети первой категории</b>						
1	7ТК-4	7ТК-7	700	329.01	Подземный канальный	Учтены в перекладках с увеличением диаметра
2	ТК7-03	ТК7-07	600	553.13	Подземный канальный	2015
3	ТК5-08	ТК5-12	500	665.81	Подземный канальный	2015
4	ТК5-13	ТК5-14	400	92.04	Подземный канальный	2015
5	7 ПАВ-3	НО -41	500	278.59	Подземный канальный	2015
			300	95,7	Подземный канальный	2015
			500	2253.49	Надземный	2015-2018
6	ТК3-31	ТК3-36	250	526.94	Подземный канальный	Учтены в перекладках с увеличением диаметра
7	ТК3-37	ТК1-03	200	197.51	Подземный канальный	2016
8	ТК1-06	ТК1-08	150	213.36	Подземный канальный	2016
9	6 НО -25	6НО-27	600	80	Надземный	2016
10	опуск между 6НО-30 и 6НО-31	6ПАВ-1	600	50	Подземный канальный	2016
11	ТК2-02	ТК2-04	250	136.96	Подземный канальный	2016
12	ТК2-32	ТК2-27	125	200.63	Подземный канальный	Учтены в перекладках с увеличением диаметра
			100	57,48	Подземный канальный	
13	11НО28	11НО-30	500	170	Подземный канальный	2015
<b>Тепловые сети второй категории</b>						
1	ТК16-1	ТК16-3	300	453.87	Подземный канальный	2016
2	ТК4-29	ТК 23-5	150	211.28	Подземный канальный	2017
			200	227.93	Подземный канальный	2017
3	ТК9-01	ТК 9-04	200	137.51	Подземный канальный	2017
			150	158.04	Подземный канальный	2017
4	ТК9-16	ТК9-19	250	246,13	Подземный канальный	2017

№ п/п	Начало участка	Конец участка	Диаметр, мм	Длина, м	Способ прокладки	Год прокладки
5	Сети 14-го квартала		200	63.24	Подземный канальный	2018
			150	157,97	Подземный канальный	2018
			125	123,53	Подземный канальный	2018
			100	473.83	Подземный канальный	2018
			80	44.64	Подземный канальный	2018
			50	161.2	Подземный канальный	2018
			40	88.53	Подземный канальный	2018
			40	43.35	Надземный	2018
6	Сети 1-го и 2-го кварталов		80	101,47	Подземный канальный	2018
			70	144,01	Подземный канальный	2018
			50	101.94	Подземный канальный	2018
			70	112,24	Надземный	2018
			50	275.85	Надземный	2018
7	TK4-28	TK2-15	150	342.75	Подземный канальный	2017
			200	66.83	Подземный канальный	2017
8	TK3-36	TK3-36-8	150	284,14	Подземный канальный	2017
			125	110.15	Подземный канальный	2018
9	TK9-03	TK9-03-12	125	366.06	Подземный канальный	2018
			100	26.08	Подземный канальный	2018
10	TK9-01	TK9-01-8	150	437.51	Подземный канальный	2017
11	TK A-1	TKA-1a	150	276.05	Подземный канальный	2017
12	TKA-3	TKA-03-5	100	260.36	Подземный канальный	2018
13	TKA-4	TKA-4-7	125	148.98	Подземный канальный	2018
			100	154.99	Подземный канальный	2018
14	TK4-21	TK4-21-1	200	109.53	Подземный канальный	2017

### 5.3. Предложения по строительству тепловых сетей для подключения перспективной тепловой нагрузки потребителей

На основании разработанной электронной модели существующей схемы теплоснабжения г. Кирово-Чепецка, выполненной в геоинформационной системе Zulu (ГИС Zulu) ООО «Политерм», была выполнена оценка необходимого строительства новых трубопроводов тепловых сетей для подключения перспективных площадок строительства г. Кирово-Чепецка к существующим централизованным источникам теплоснабжения.

Расположение перспективных площадок строительства на период с 2014 по 2028 гг., тепловую нагрузку которых планируется подключить к Кировской ТЭЦ-3, показаны на рис. 5.3.1 – 5.3.6.

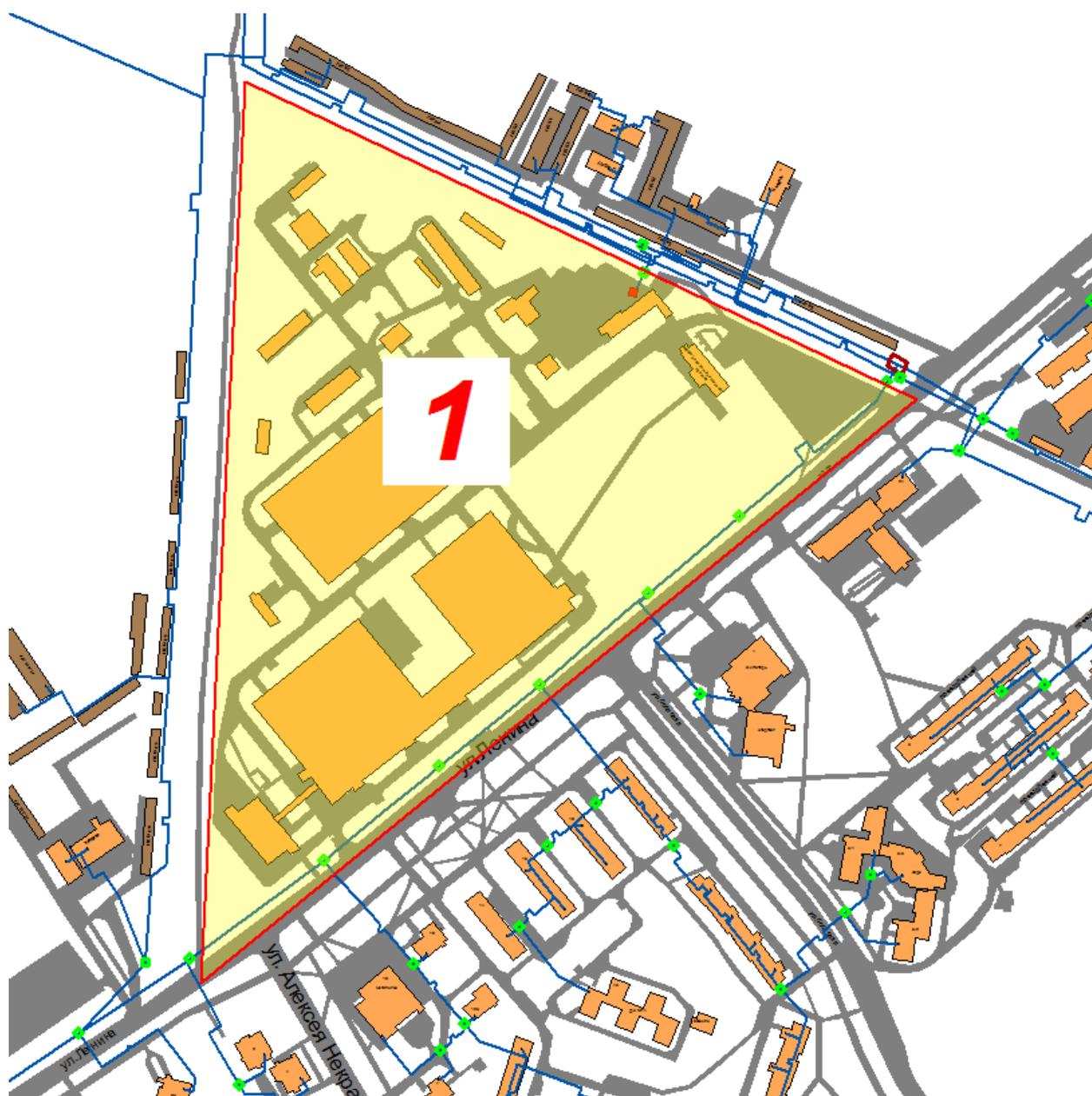


Рис. 5.3.1. Схема расположения площадки № 1 и тепловых сетей

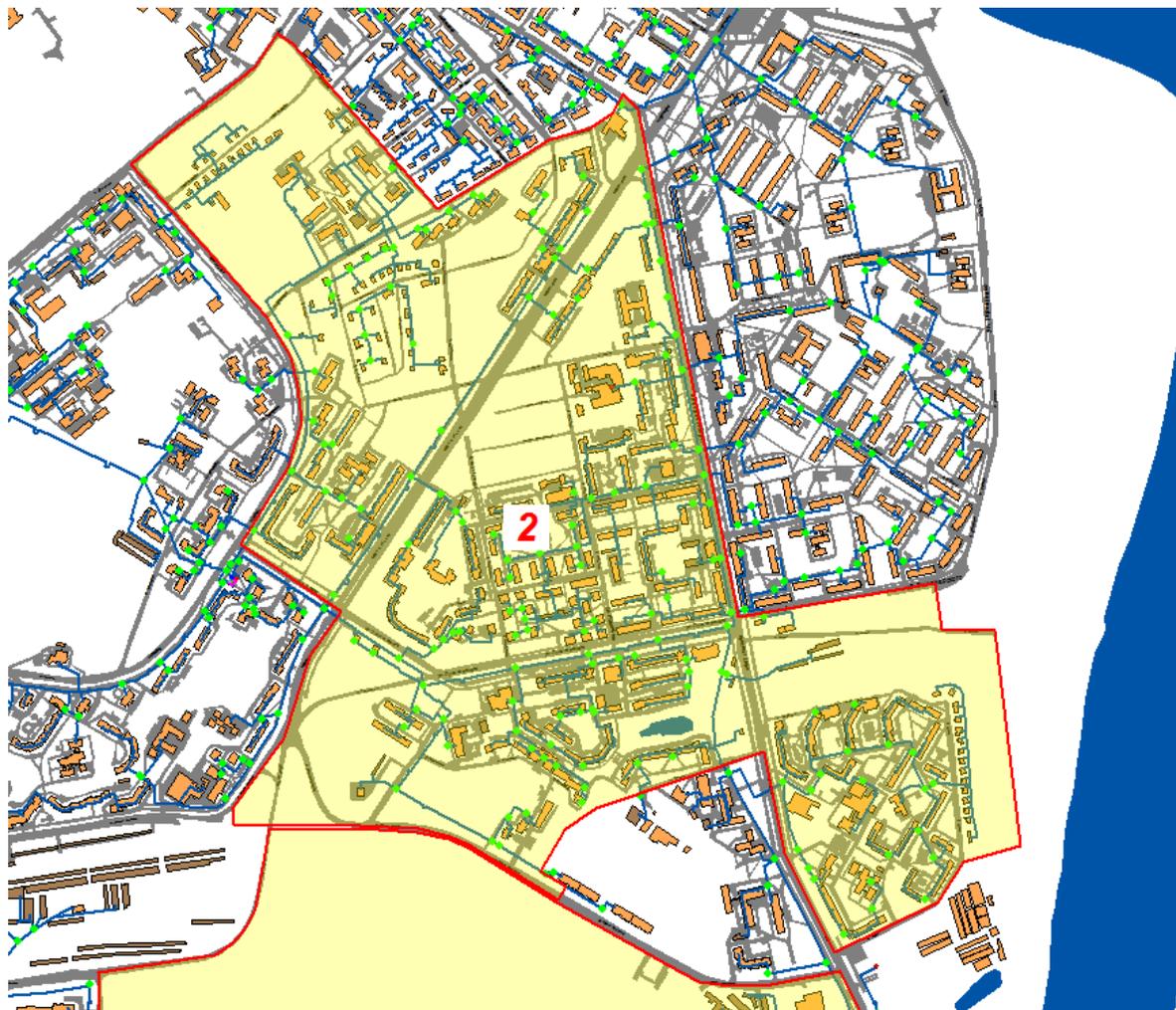


Рис. 5.3.2. Схема расположения площадки № 2 и тепловых сетей

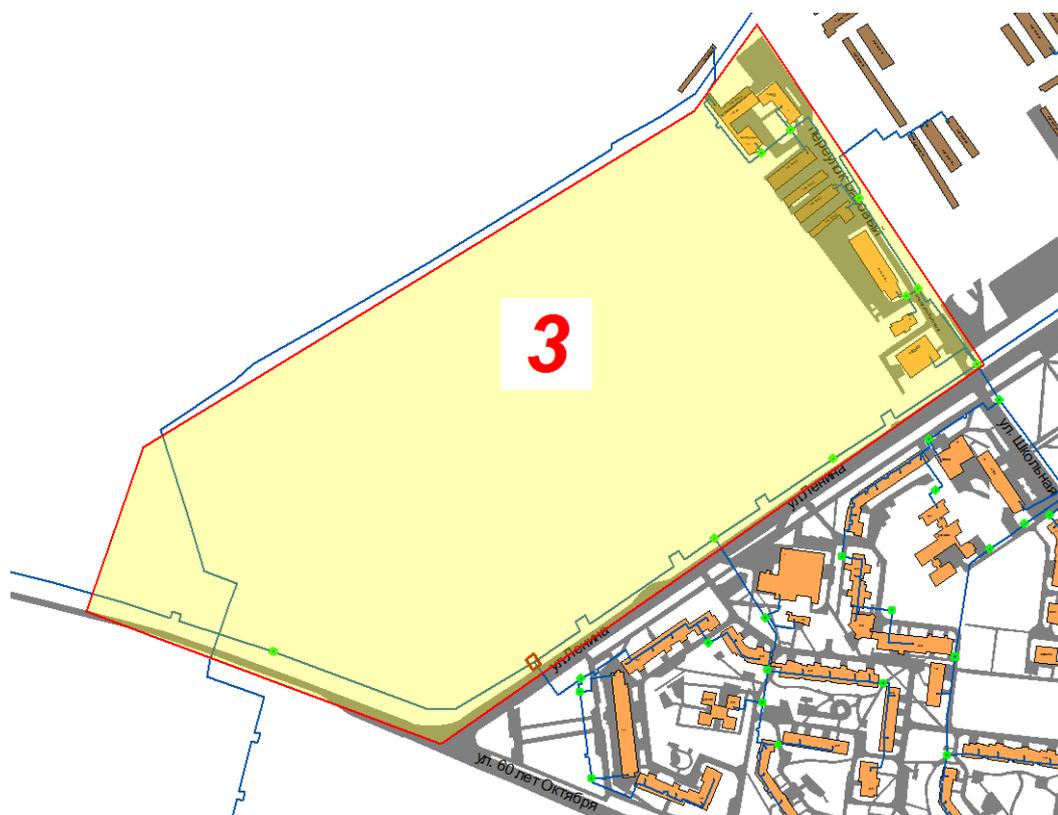


Рис. 5.3.3. Схема расположения площадки № 2 и тепловых сетей

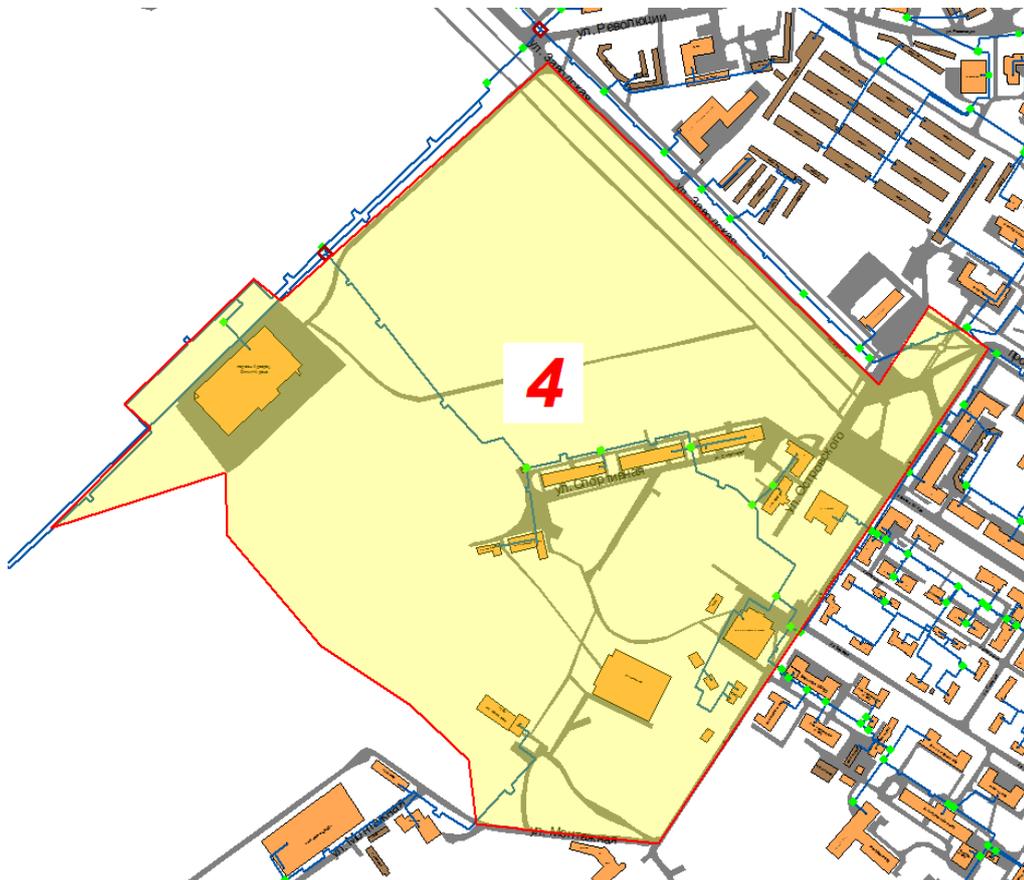


Рис. 5.3.4. Схема расположения площадки № 4 и тепловых сетей

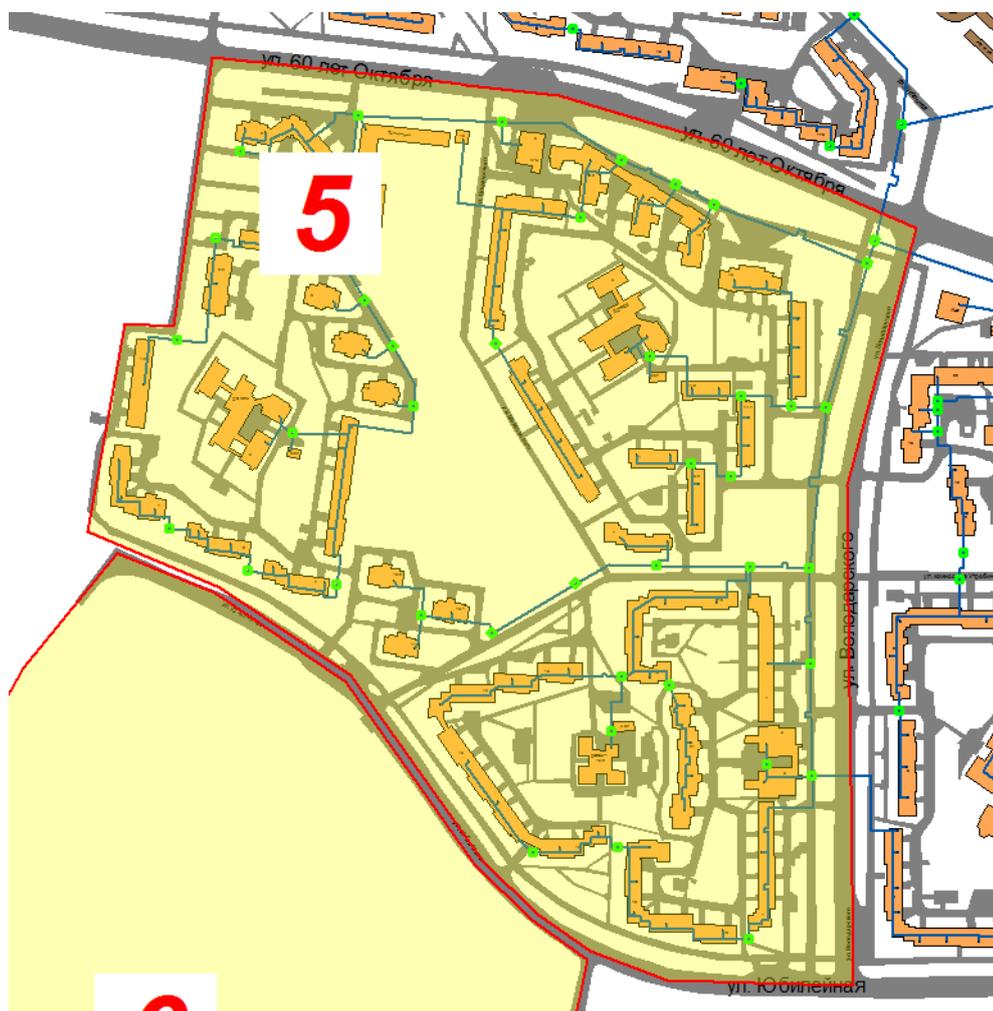
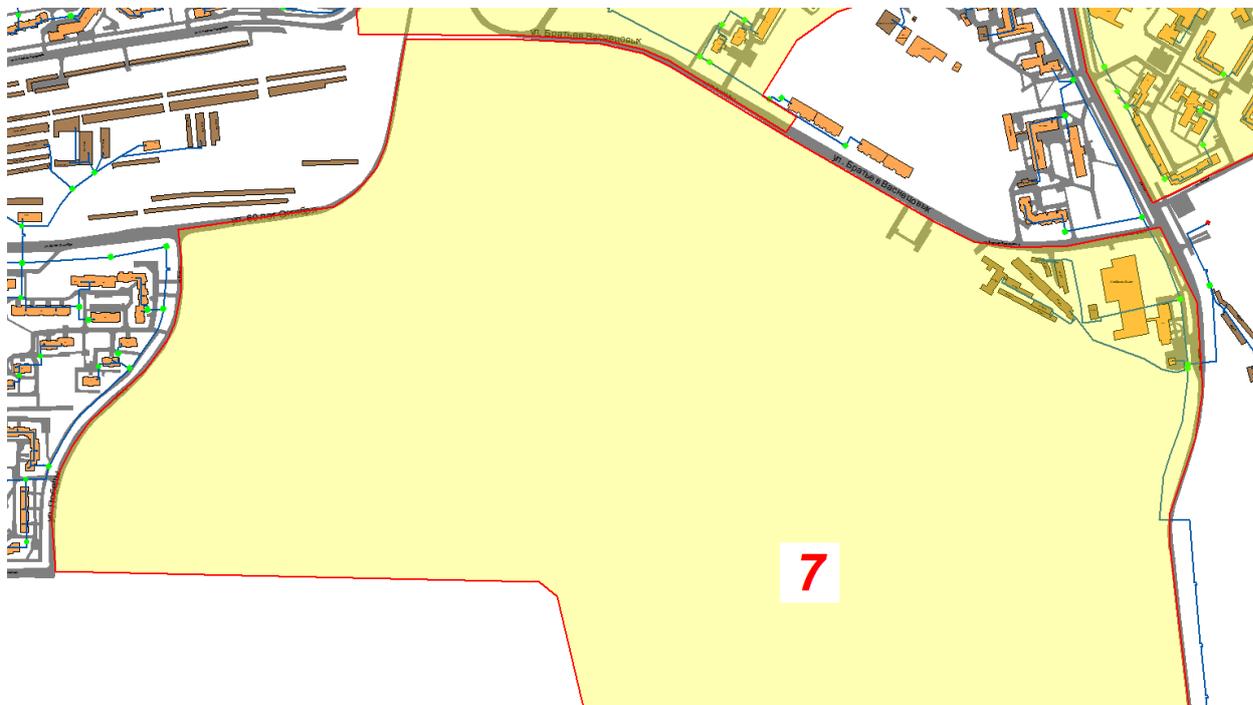


Рис. 5.3.5. Схема расположения площадки № 4 и тепловых сетей



**Рис. 5.3.6. Схема расположения площадки № 4 и тепловых сетей**

Данные по необходимому новому строительству для подключения новых площадок представлены в табл. 5.3.1. Эти данные носят оценочный характер и могут быть скорректированы в ходе актуализации «Схемы теплоснабжения».

**Таблица 5.3.1**

Номер площадки	Начало участка	Конец участка	Условный диаметр, мм	Длина в двухтрубном исполнении, м	Год прокладки	Тип прокладки
№ 1	ТК-7-01а	Проект. ТК	70	50	2015	Подземная бесканальная, ППМ
№ 2	ТК-16-3	Проект. ТК № 2	80	100	2014	Подземная бесканальная, ППМ
	Уз. Свердлова 2	Проект. ТК № 1	100	50	2016	Подземная бесканальная, ППМ
	ТК-22-4	Проект. ТК № 3	100	130	2016 – 2019	Подземная бесканальная, ППМ
	Уз. Г/К Б-24	Проект. ТК № 4	50	100	2017	Подземная бесканальная, ППМ
	ТК 4-23-3	Объект теплоснабжения	50	40	2018	Подземная бесканальная, ППМ
	ТК-22-1-1	Проект. ТК № 5	100	230	2024	Подземная бесканальная, ППМ
	Уз. России 31-1	Объект теплоснабжения	50	60	2029	Подземная бесканальная, ППМ
№ 3	ТК 7-10	Проект. ТК	150	300	2017	Подземная бесканальная, ППМ
№ 4	ТК 9-20	Проект. ТК	70	150	2029	Подземная бесканальная, ППМ
№ 5	ТК 10-8	Проект. ТК №1	70	50	2014	Подземная бесканальная, ППМ
	ТК 12-9	Проект. ТК №2	70	70	2024	Подземная бесканальная, ППМ
	ТК 12-7	Проект. ТК №3	100	50	2024	Подземная бесканальная, ППМ
№ 7	ТК 5-20А	Проект. ТК №1	300	600	2014	Подземная бесканальная, ППМ

## 5.4. Предложения по строительству и реконструкции магистральных трубопроводов для увеличения пропускной способности тепловой сети и подключения перспективной тепловой нагрузки потребителей

Для обеспечения текущих и перспективных тепловых нагрузок потребителей, подключаемых к тепловым сетям ТЭЦ-3, потребуется произвести перекладки существующих трубопроводов с целью увеличения их пропускной способности. Обоснование необходимости перекладок приведено в Книге 4.

Характеристика выбранных для перекладки с целью увеличения диаметра участков тепловой сети приведена в табл. 5.4.1.

Таблица 5.4.1

№ п/п	Наименование тепломагистралей	Условный диаметр, мм		Длина участка тепломагистрали, м	Тип прокладки
		до пере- кладки	после переклад- ки		
<b>1</b>	<b>Тепломагистраль Ø 700 до ТК 7-12</b>				
1.1	Участок сети от ТЭЦ-3 до ТК 7-03	700	1000	3554,0	Надземный
		700	1000	998.6	Подземная канальная
<b>2</b>	<b>Тепломагистраль Ø 350 ТЭЦ – Уз. ТК 3-47</b>				
2.1	Участок сети от ТК 3-01 до ТК 3-05	350	500	389,3	Подземная канальная
2.2	Участок сети от ТК 3-31 до ТК 3-36	250	350	529.6	Подземная канальная
2.3	Участок сети от ТК 3-44 до Уз 3-47	150	200	287.3	Надземный
				61.8	Подземная канальная
<b>3</b>	<b>Тепломагистраль Ø 600 до ТК 4-32 через Черемушки</b>				
3.1	Участок сети от ТК 2-04 до ТК 2-34	200	250	636.9	Подземная канальная
		200	250	118.6	Надземный
		150	200	243.4	Подземная канальная
		125	200	626.8	Подземная канальная
		100	200	57.5	Подземная канальная

На рис. 5.4.1 – 5.4.5 представлены схемы участков тепловых сетей, предлагаемых к перекладке с увеличением диаметра (в соответствии с табл. 5.4.1).



Рис. 5.4.1. Схема участка от ТЭЦ-3 до ТК 7-03





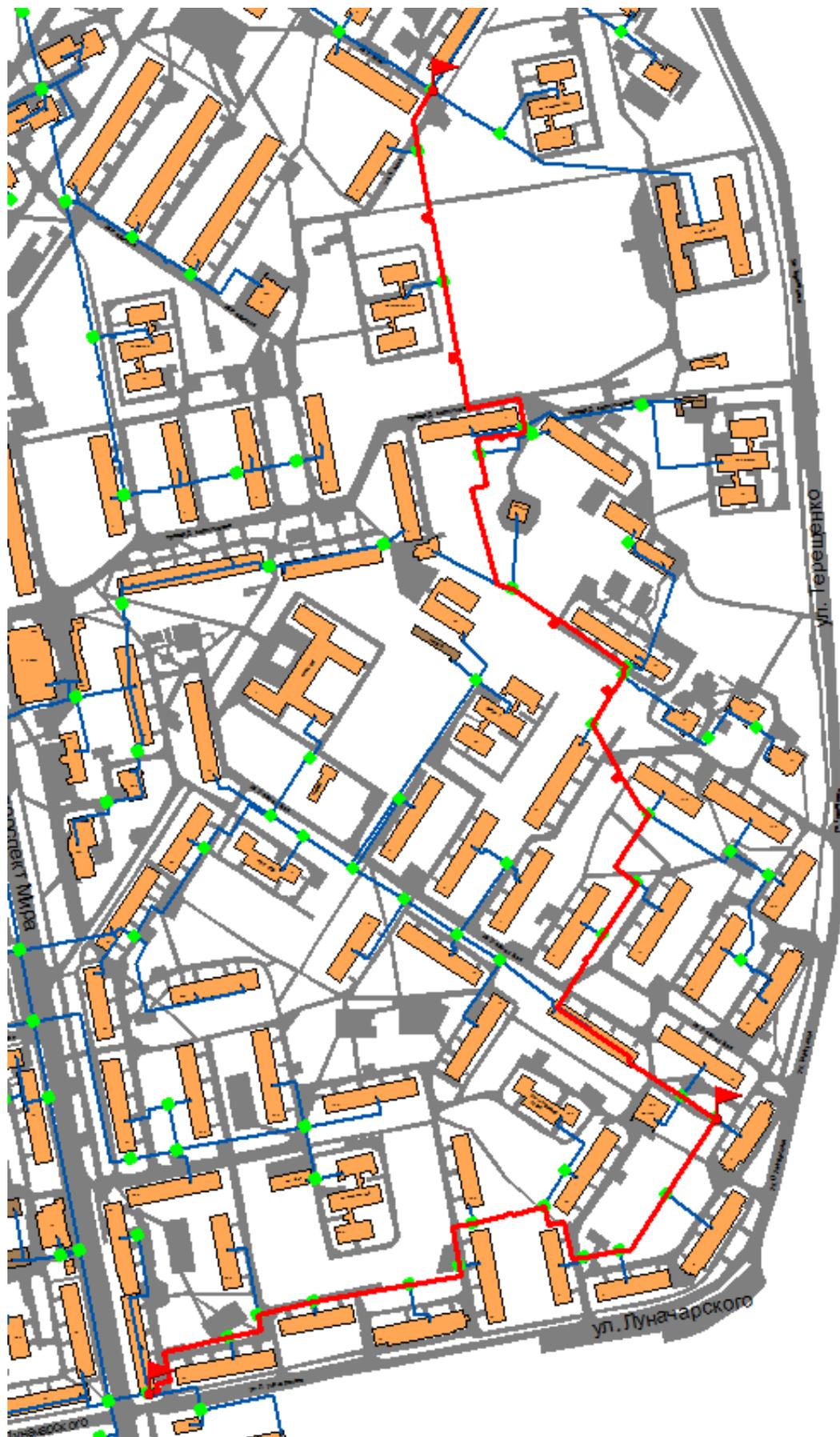


Рис. 5.4.5. Схема участка от ТК 2-04 до ТК 2-34

## 5.5. Предложения по перекладке тепловых сетей с превышенным сроком эксплуатации

### 5.5.1. Предложения по перекладке тепловых сетей с превышенным сроком эксплуатации от Кировской ТЭЦ-3

Согласно РД 153.34.17.464-00, установленный срок службы трубопроводов тепловых сетей 30 лет. На рис. 5.5.1 представлены диаграммы распределения длины и диаметров трубопроводов тепловых сетей в г. Кирово-Чепецке в зависимости от срока эксплуатации (базовый год – 2013), а табл. 5.5.1. представлено распределение материальной характеристики трубопроводов в зависимости от срока службы.

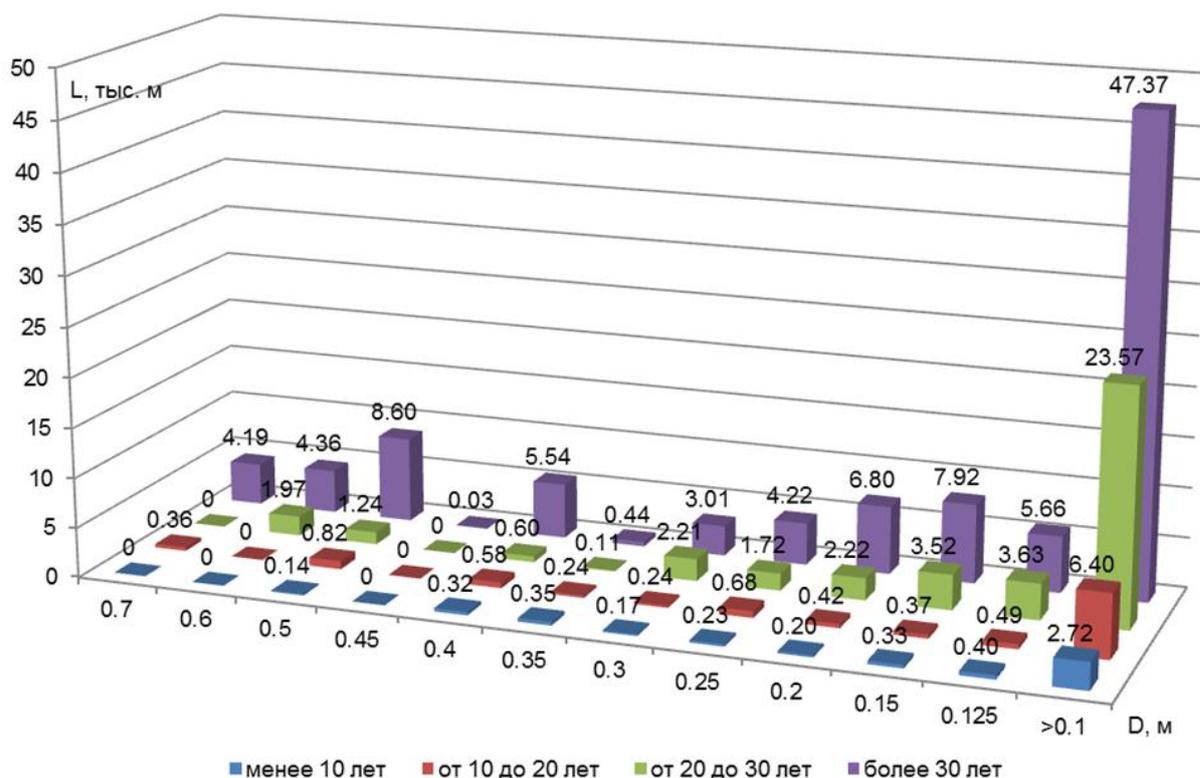


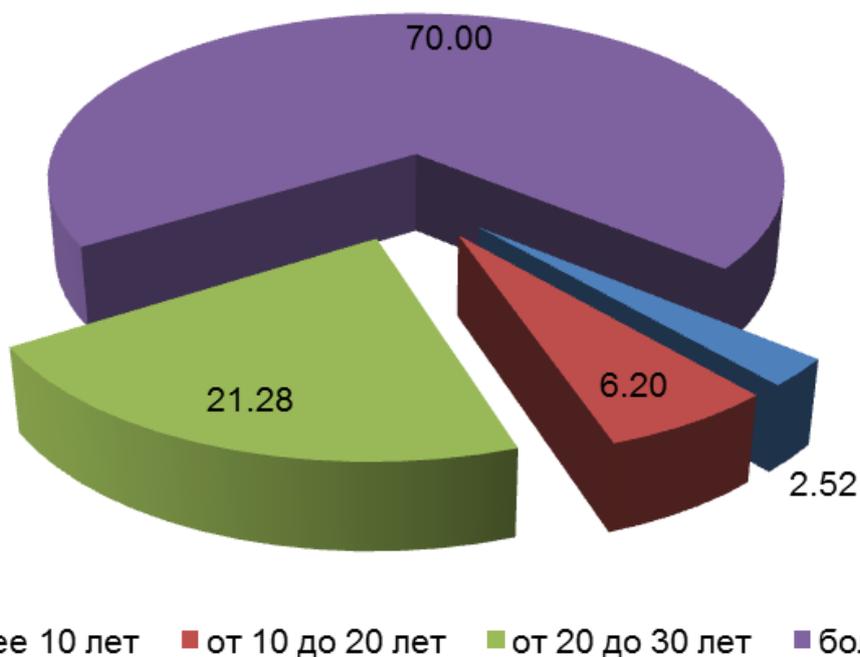
Рис. 5.5.1. Распределение длин и диаметров трубопроводов тепловых сетей по срокам эксплуатации

Таблица 5.5.1

Условный диаметр, мм	Материальная характеристика тепловых сетей в зависимости от срока службы, м <sup>2</sup>			
	менее 10 лет	от 10 до 20 лет	от 20 до 30 лет	более 30 лет
700	0	509264	0	5864768
600	0	0	2359584	5226948
500	137150	824220	1235570	8601140
450	0	0	0	31059
400	259216	461112	479904	4432664
350	245287	170219	76720	309204
300	102600	145194	1323078	1804110
250	115805	338540	858665	2109420
200	81880	166668	889800	2719440
150	99855	111855	1055853	2376942
125	100000	121982.5	907867.5	1415407.5

Условный диаметр, мм	Материальная характеристика тепловых сетей в зависимости от срока службы, м <sup>2</sup>			
	менее 10 лет	от 10 до 20 лет	от 20 до 30 лет	более 30 лет
100	93644	172124	988076	1803742
80	24278.4	57688	790326.4	1268924.8
70	53981.2	268275	916669.6	1507312.8
50	171907	276904	579636	1529214
40	0	39172.8	84245.6	258108
32	0	0	18984.32	72730.24
<b>Всего</b>	<b>1485603.6</b>	<b>3663218.3</b>	<b>12564979.4</b>	<b>41331134.3</b>

Из анализа рис. 5.5.1 и табл. 5.5.1. следует, что основная часть существующих магистральных и квартальных трубопроводов тепловых сетей г. Кирово-Чепецка была введена в эксплуатацию с 1950 по 1986 гг. Таким образом, доля существующих тепловых сетей со сроком эксплуатации более 30 лет составляет порядка 70 % (см. рис. 5.5.2).



**Рис. 5.5.2. Распределение материальной характеристики трубопроводов тепловых сетей по срокам эксплуатации, %**

Превышенный срок эксплуатации трубопроводов тепловых сетей влечёт следующие негативные последствия:

- снижение надёжности работы теплосети и увеличение количества аварий;
- увеличенные потери тепловой энергии через изоляцию трубопроводов тепловых сетей на 60 % для надземной прокладки и 7,5 % для подземной прокладки (для тепловых сетей, которые были введены в эксплуатацию до 1988 г.) по данным энергетических характеристик тепловых сетей г. Кирово-Чепецке.

В табл. 5.5.2 представлены длины и диаметры трубопроводов, подлежащих перекладке в период с 2019 по 2033 гг.

Таблица 5.5.2

Год ввода в эксплуатацию	Условный диаметр	Тип прокладки			Планируемый год перекладки
		Подземная канальная	Подвальная	Надземная	
1998 - 2002	700	0,0	0,0	0,0	2029 - 2033 гг.
	600	0,0	0,0	0,0	
	500	418	0,0	0,0	
	400	0,0	0,0	0,0	
	350	47.32	0,0	0,0	
	300	0,0	0,0	0,0	
	250	677.08	0,0	0,0	
	200	98.1	0,0	0,0	
	150	35.08	0,0	56.38	
	125	137.49	99.2	0,0	
	100	330.02	31.02	0,0	
	80	82.66	0,0	0,0	
	70	453.64	159.83	102.01	
	50	719.9	297.9	372.87	
	40	213.1	0,0	0,0	
32	16.36	0,0	9.16		
1990-1997	700	0,0	0,0	0,0	2024 - 2028 гг.
	600	496.99	0,0	0,0	
	500	1.37	0,0	404.85	
	400	576.39	0,0	0,0	
	350	195.85	0,0	0,0	
	300	1059.7	0,0	0,0	
	250	452.68	0,0	0,0	
	200	622.45	0,0	0,0	
	150	744.93	121.38	0,0	
	125	634.01	151.28	0,0	
	100	977.61	146.18	49.9	
	80	833.61	780.07	0,0	
	70	1445.93	996.53	369.21	
	50	2160.37	662.71	906.2	
	40	164.75	20.64	355.01	
32	53.27	7.5	250.02		
1959-1989	700	0,0	0,0	0,0	2019 - 2023 гг.
	600	3100.11	0,0	2041.88	
	500	1766.87	14.48	4687.47	
	450	18.85	15.66	0,0	
	400	1447.71	0,0	3631.19	
	350	162.02	0,0	0,0	
	300	1433.56	7.03	2145.47	
	250	1852.84	60.01	2527.77	
	200	5409.29	290.81	1461.07	
	150	6410.35	1059.69	689.05	
	125	4580.75	2286.96	315.19	
	100	7816.78	2947.51	1434.85	
	80	7506.34	2936.6	945.48	
	70	9617.12	4305.75	1524.14	
	50	8988.05	4395.55	4815	
40	1523.77	153.35	2150.56		
32	678.94	0,0	226.62		
25	83.28	0,0	163.91		

Подвальные сети, приведённые в табл. 5.5.2. находятся на балансе не ОАО «Кировская теплоснабжающая компания». Данные сети эксплуатируются отдельными управляющими компаниями, которые не являются теплоснабжающими или теплосетевыми, а выступают в качестве потребителей тепловой энергии. В связи с этим, в схеме теплоснабжения г. Кирово-Чепецка только рекомендуется перекладка трубопроводов тепловых сетей подвальной прокладки для снижения тепловых потерь и повышения надёжности теплоснабжения потребителей. Необходимые капитальные затраты для осуществления перекладок указанных тепловых сетей рассчитываться не будут.

Тепловые сети, подлежащие перекладке в период с 2014 по 2018 гг. представлены в пункте 1.1 Книги 7 обосновывающих материалов схемы теплоснабжения ГО «Город Кирово-Чепецк».

### 5.5.2. Предложения по перекладке тепловых сетей с превышенным сроком эксплуатации от котельной микрорайона Каринторф

В табл. 5.5.3 представлены длины и диаметры трубопроводов от котельной микрорайона Каринторф, подлежащие перекладке в период с 2016 по 2033 гг.

Таблица 5.5.3.

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Диаметр трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год прокладки	Планируемый год перекладки
1	Котельная	ТК-02	93	309	Надземная	1972	2016 – 2020 гг.
2	ТК - 02	ТК -3	211	259	Подземная канальная	1972	
3	ТК - 3	ТК -30	133	207	Подземная канальная	1972	
4	ТК - 30	ТК -51	161	207	Надземная	1973	
5	ТК - 51	ТК -64	276	150	Надземная	1973	
6	ТК - 64	ТК -68	310	150	Подземная канальная	1973	2021 – 2022 гг.
7	ТК - 68	ТК -70	71	100	Надземная	1975	
8	ТК - 70	Участковая д.4, 4а, 5	60	82	Надземная	1977	2023 – 2024 гг.
9	ТК - 66		163	100	Подземная канальная	1978	
10	ТК -62	ТК -60	151	100	Подземная канальная	1978	
11	ТК -68	ТК -58	200	100	Подземная канальная	1978	
12	ТК -50	ТК -46	145	150	Подземная канальная	1978	
13	ТК -01	ЖДЦ	145	82	Надземная	1978	2024 – 2028 гг.
14	ТК -02		350	100	Надземная	1978	

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Диаметр трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год прокладки	Планируемый год перекладки
15	TK - 3	TK -22	440	150	Надземная	1978	
16			135	100	Надземная	1978	
17			200	50	Надземная	1978	
18	TK -8a		214	100	Подземная канальная	1979	
19			185	82	Подземная канальная	1979	
20			160	82	Подземная канальная	1979	
21	TK -51	TK -15	204	100	Надземная	1981	2029 – 2033 гг.
22	TK -30	TK -49a	330	150	Подземная канальная	1981	
23	TK -49a	TK -42	84	100	Подземная канальная	1981	
25			186	82	Надземная	1981	
26	TK -49a		46	100	Подземная канальная	1981	
27			92	100	Надземная	1981	
28	TK -66		163	100	Подземная канальная	1981	
29	TK -43a		225	100	Подземная канальная	1981	

### **5.6. 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 городе Кирово-Чепецке на данный момент существует только один источник тепловой энергии - Кировская ТЭЦ-3, которая покрывает всю тепловую нагрузку ГО «Город Кирово-Чепецк». В связи с этим схемой теплоснабжения не предусмотрены мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей для перераспределения нагрузки между источниками.

### **5.7. Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения**

В городе Кирово-Чепецке на данный момент существует только один источник тепловой энергии - Кировская ТЭЦ-3, в связи с этим строительство резервных перемычек между источниками тепловой энергии города Кирово-Чепецка схемой теплоснабжения не предусмотрено.

### **5.8. Строительство и реконструкция насосных станций**

В Схеме теплоснабжения ГО «Город Кирово-Чепецк» строительство насосных станций не предусмотрено в связи с отсутствием необходимости.

Все существующие насосные станции находятся в рабочем состоянии и обеспечивают гидравлические режимы работы схемы теплоснабжения.

Группы сетевых насосов, находящиеся на источнике тепловой энергии полностью обеспечивают гидравлические режимы работы схемы теплоснабжения ГО «Город Кирово-Чепецк» в настоящее время и при подключении перспективных тепловых нагрузок в период 2014 – 2033 гг. В настоящий момент на НПС-1 и НПС-2 проводится наладка вновь установленных средств автоматизации с применением ЧПР и дистанционного управления.

## 5.9. Обоснование мероприятий по переводу потребителей горячего водоснабжения с открытой схемы на закрытую схему ГВС

### 5.9.1. Расчет стоимости перевода на закрытую схему ГВС зданий г. Кирово-Чепецка с теплоснабжением от Кировской ТЭЦ-3

В период 2015 – 2019 гг. предполагается перевести на закрытую схему ГВС 1099 жилых зданий в г. Кирово-Чепецке. В 2015 г. предлагается выполнить перевод 226 зданий, в 2016 г. – 206 зданий, в 2017 г. – 221 здания, в 2018 г – 270 зданий, в 2019 – 176 зданий.

Расчет стоимости перехода с открытой системы горячего водоснабжения на закрытую ГВС для жилых зданий показан в табл. 5.9.1. Расчет стоимости выполнен по годам периода перехода на закрытую схему ГВС – 2015 – 2019 гг.

Таблица 5.9.1

Наименование	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Стоимость за 1 Гкал/ч, тыс. руб.	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Наладка ИТП, тыс. руб.	Всего без КИП и А, тыс. руб.	КИП и А, тыс. руб.	ВСЕГО на 1 ИТП с КИП и А, тыс. руб.
<b>2015 г.</b>								
ИТОГО, за год	14,63	1 674,6	2 450,01	18 375,09	1 960,01	22 785,12	1 715,01	24 500,12
<b>2016 г.</b>								
ИТОГО, за год	15,48	1 671,2	2 586,97	19 402,28	2 069,58	24 058,83	1 810,88	25 869,70
<b>2017 год</b>								
ИТОГО, за год	12,3026	1 672,4	2 057,14	15 428,58	1 645,72	19 131,44	1 440,00	20 571,44
<b>2018 г.</b>								
ИТОГО, за год	14,6415	1 676,8	2 454,78	18 410,83	1 963,82	22 829,42	1 718,34	24 547,77
<b>2019 г.</b>								
ИТОГО, за год	9,5723	1 675,0	1 603,00	12 022,53	1 282,40	14 907,94	1 122,10	16 030,04
<b>2015 – 2019 гг.</b>								
ИТОГО, за период 2015 – 2019 гг.	66,63	1 673,8	11 151,91	83 639,31	8 921,53	103 712,74	7 806,34	111 519,08

Расчет стоимости перехода с открытой системы горячего водоснабжения на закрытую ГВС для общественных и административных зданий показан в табл. 5.9.2. Расчет стоимости выполнен по годам периода перехода на закрытую схему ГВС – 2015 – 2019 гг.

В период 2015 – 2019 гг. предполагается перевести на закрытую схему ГВС 162 общественных и административных здания. В 2015 г. предлагается выполнить перевод 32 зданий, в 2016 г. – 30 зданий, в 2017 г. – 32 здания, в 2018 г. – 32 здания, в 2019 г. – 36 зданий.

Таблица 5.9.2

Наименование	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Стоимость за 1 Гкал/ч, тыс. руб.	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Наладка ИТП, тыс. руб.	Всего без КИП и А, тыс. руб.	КИП и А, тыс. руб.	ВСЕГО на 1 ИТП с КИП и А, тыс. руб.
<b>2015 г.</b>								
ИТОГО, за год	2,34	1 668,6	390,46	2 928,44	312,37	3 631,26	273,32	3904,58
<b>2016 г.</b>								
ИТОГО, за год	2,02	1670,1	337,36	2 530,23	269,89	3 137,49	236,15	3373,64
<b>2017 г.</b>								
ИТОГО, за год	3,57	1 667,8	595,39	4 465,45	476,31	5 537,16	416,78	5953,93
<b>2018 г.</b>								
ИТОГО, за год	1,53	1 658,8	253,82	1 903,61	203,05	2 360,48	177,67	2538,15
<b>2019 г.</b>								
ИТОГО, за год	2,81	1 679,1	471,84	3 538,79	377,47	4 388,10	330,29	4718,38
<b>2015 – 2019 гг.</b>								
ИТОГО, за период 2015 – 2019 гг.	12,27	1669,8	2 048,87	15 366,52	1 639,10	19 054,48	1 434,21	20 488,69

Расчет стоимости перехода с открытой системы горячего водоснабжения на закрытую ГВС для коммерческих и промышленных зданий показан в табл. 5.9.3. Расчет стоимости выполнен по годам периода перехода на закрытую схему ГВС – 2015 – 2019 гг. В период 2015 – 2019 гг. предполагается перевести на закрытую схему ГВС 124 здания. В 2015 – 2018 гг. предлагается выполнять перевод 25 зданий в год, в 2019 г. – 24 здания.

Таблица 5.9.3

Наименование	Расч. нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Стоимость за 1 Гкал/ч, руб.	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборуд. и монтаж ИТП, тыс. руб.	Наладка ИТП, тыс. руб.	Всего без КИП и А, тыс. руб.	КИП и А, тыс. руб.	ВСЕГО на 1 ИТП с КИП и А, тыс. руб.
<b>2015 г.</b>								
ИТОГО, за год	1,25	1 666,4	207,31	1 554,84	165,85	1 928,00	145,12	2 083,12
<b>2016 г.</b>								
ИТОГО, за год	0,9	1 660,7	149,46	1 120,95	119,57	1 389,98	104,62	1 494,61
<b>2017 г.</b>								
ИТОГО, за год	0,97	1 677,3	162,71	1 220,30	130,17	1 513,17	113,89	1 627,07
<b>2018 г.</b>								
ИТОГО, за год	1,04	1 661,4	172,79	1 295,93	138,23	1 606,95	120,95	1 727,90
<b>2019 г.</b>								
ИТОГО, за год	1,905	1 662,9	316,80	2 376,02	253,44	2 946,26	221,76	3 168,03
<b>2015 – 2019 гг.</b>								
ИТОГО, за период 2015 – 2019 гг.	6,01	1 665,4	1 009,07	7 568,04	807,26	9 384,37	706,35	10 098,49

Итоговые данные о стоимости перевода потребителей горячего водоснабжения с открытой схемы на закрытую схему ГВС приведены в таблице 5.9.4.

Таблица 5.9.4.

Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	ВСЕГО на ИТП с КИП и А, тыс. руб.	Доля затрат, %
Жилые здания	66,63	111 519,08	78,48
Муниципальные и общественные здания	12,27	20 488,69	14,42
Промышленные здания и здания коммерческого назначения	6,01	10 090,72	7,10
ИТОГО	84,91	142 098,49	100

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 5.9.5.

Таблица 5.9.5

Годы	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Всего
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	35 963,83	36 270,78	33 219,88	34 000,31	28 221,41	<b>167 676,21</b>
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	42 029,13	44 507,24	42 801,71	45 997,60	39 706,76	<b>215 042,44</b>

Итого стоимость реализации мероприятий по переводу потребителей горячего водоснабжения с открытой схемы ГВС на закрытую составит 215 042,44 тыс. руб. с НДС в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

### 5.9.1. Расчет стоимости ввода в эксплуатацию систем горячего водоснабжения для зданий микрорайона Каринторф

Для обеспечения потребителей системой горячего водоснабжения предлагается строительство индивидуальных тепловых пунктов в каждом из зданий микрорайона Каринторф.

В индивидуальных тепловых пунктов предлагается установка пластинчатых теплообменников типа Ридан. Для индивидуальных тепловых пунктов предлагается установка пластинчатых разборных теплообменников для ГВС НН №04. Основные технические характеристики теплообменника для ГВС НН №04 приведены в табл. 5.9.6.

Таблица 5.9.6

Параметр	Ед. изм.	Значение
Тип среды	-	вода - вода
Мощность	Гкал/ч	0,022
Температура среды на входе	°С	греющая среда 95 нагреваемая среда 5
Температура среды на выходе	°С	греющая среда 75 нагреваемая среда 65
Количество пластин	шт.	7
Цена (с НДС и доставкой по РФ)	руб	24 018

В период 2016 – 2019 гг. предполагается смонтировать закрытую схему ГВС для 99 жилых, административных, промышленных и общественных зданий микрорайона Каринторф. В период 2016 – 2019 гг. предполагается ввод в эксплуатацию систем горячего водоснабжения в мкр. Каринторф в 60 жилых домах. В 2016 г. – 13 жилых домов, в 2017 г. – 18 жилых домов, в 2018 г. – 17 жилых домов, в 2019 г. – 12 жилых домов.

Суммарная нагрузка ГВС и итоговая стоимость ввода в эксплуатацию ИТП для жилых зданий микрорайона Каринторф с разбивкой по годам показана в табл. 5.9.7.

Расчет стоимости ввода в эксплуатацию систем горячего водоснабжения в мкр. Каринторф по годам периода 2016 – 2019 гг. в ценах 2014 г. в табл. 5.9.7.

Таблица 5.9.7

Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	ВСЕГО на ИТП с КИП и А, тыс. руб.	Доля затрат, %
Жилые здания	0,5985	2790,0	58,5
Муниципальные и общественные здания	0,0858	630,0	13,2
Промышленные здания и здания коммерческого назначения	0,125	1350,0	28,3
ИТОГО	0,809	4770,0	100

Расчет стоимости монтажа системы горячего водоснабжения для всех зданий микрорайону Каринторф показан в табл. 5.9.8.

Расчет стоимости выполнен по годам с 2016 г. по 2019 г. в ценах 2014 г.

**Таблица 5.9.8**

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	42,75	56,25	76,50	63,00	238,50
дополнительное оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	51,30	67,50	91,80	75,60	286,20
стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	743,85	978,75	1 331,10	1 096,20	4 149,90
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	837,90	1 102,50	1 499,40	1 234,80	4 674,60
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	17,10	22,50	30,60	25,20	95,40
<b>ИТОГО без НДС</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>855,00</b>	<b>1 125,00</b>	<b>1 530,00</b>	<b>1 260,00</b>	<b>4 770,00</b>
НДС	тыс. руб.	153,90	202,50	275,40	226,80	858,60
Всего смета проекта	тыс. руб.	1 008,90	1 327,50	1 805,40	1 486,80	<b>5 628,60</b>

Ввод в эксплуатацию систем горячего водоснабжения запланирована на 2016 – 2019 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 5.9.9.

**Таблица 5.9.9**

Годы	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Всего
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	1 008,90	1 327,50	1 805,40	1 486,80	<b>5 628,60</b>
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	1 449,49	2 069,87	1 772,79	1 049,16	6 341,31

Итого стоимость реализации мероприятий по вводу в эксплуатацию систем горячего водоснабжения составит 6 341,31 тыс. руб. с НДС в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

## **Раздел 6. Перспективные топливные балансы**

### **6.1. Расчет перспективных технико-экономических показателей работы Кировской ТЭЦ-3**

#### **6.1.1. Общие положения**

На период 2014-2033 гг. в связи перспективами развития потребителей тепловой энергии г. Кирово-Чепецка прогнозируется изменение тепловых и электрических нагрузок генерирующих источников. Рассматриваемым вариантом развития генерирующих мощностей ТЭЦ-3 предусматривается:

- сентябрь 2014 года:

– ввод ПГУ-220Т с газотурбинной установкой ГТЭ-160 ОАО «Силовые машины», котлом-утилизатором Е-236/41-9,14/1,45-512/298 ОАО «ЭМАльянс» и паротурбинной установкой Т-63/76-8,8 ЗАО «УТЗ»;

– вывод в консервацию (аварийный резерв) котла ТП-170-1 ст. № 8;

● январь 2015 года – вывод в консервацию турбоагрегатов ПТ-25-30 ст. № 3, Т-25-90 ст. № 4, Т-27-90 ст. № 5, вывод из эксплуатации с последующим демонтажем котлов ТП-170-1 ст. № 5, 6; вывод в консервацию пиковых водогрейных котлов КВГМ-100 ст. № 1, 2;

- июль 2015 года – вывод в консервацию котла ТП-170-1 ст. № 7.

Расчет перспективных технико-экономических показателей работы Кировской ТЭЦ-3 на период 2014-2033 годы выполнен на основе утвержденной нормативно-технической документации по топливоиспользованию [1, 2] (в части показателей работы существующего в настоящее время оборудования), а также проектных материалов [13], эксплуатационных данных и результатов тепловых испытаний парогазовой установки ПГУ-240 Минской ТЭЦ-3 [14].

В расчетах учитывалось следующее:

– годовые показатели работы оборудования определены путем суммирования и взвешивания показателей работы по каждому из 12-и месяцев рассматриваемого года;

– исходные данные для каждого из месяцев включали следующее:

- состав и фактические (отчетные) показатели режима работы каждого агрегата приняты по представленным энергообъектом отчетным формам за 2013 год;

- изменение нагрузки внешних потребителей тепловой энергии; определено с учетом прогнозируемого изменения тепловых нагрузок в рассматриваемом тепловом узле в период 2014-2033 годы;

– распределение тепловых и электрических нагрузок, изменившихся относительно базового периода, между агрегатами выполнялось оптимально по критерию получения минимальных топливных затрат при обеспечении заданных нагрузок по отпуску тепловой и электрической энергии.

Особенности по отдельным этапам расчетов рассмотрены ниже в соответствующих разделах настоящего отчета.

Алгоритмы расчета разработаны в соответствии со следующими основными стандартами и нормативными документами:

– Методические указания по составлению отчета электростанций и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования (РД 34.08.552-93) [4];

– Методические указания по составлению отчета электростанций и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования РД 34.08.552-95, с Изм. № 1) [5];

– Методические указания по составлению и содержанию энергетических характеристик оборудования тепловых электростанций (РД 34.09.155-93, с Изм. № 1) [6];

– Методические указания по прогнозированию удельных расходов топлива (РД 153-34.0-09.115-98) [7];

– Методика расчета минимальной мощности теплоэлектроцентрали (СО 34.09.457-2004) [8];

– Приказ Минэнерго России от 30.12.2008 N 323 (ред. от 10.08.2012) "Об утверждении порядка определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии" (вместе с "Порядком определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии") [9].

### **6.1.2. Исходные данные по базовому периоду**

За базовый период принят 2013 год. Исходные данные приняты по представленным энергообъектом отчетным формам корпоративной и государственной статистической отчетности, содержащей фактически достигнутые показатели тепловой экономичности по месяцам базового периода.

В качестве исходных приняты следующие показатели (помесячно):

- состав работающего оборудования;
- показатели режима работы отдельных котлов, турбоагрегатов, установок и механизмов собственных нужд;
- технико-экономические показатели работы отдельных единиц оборудования и электростанции в целом.

Основные показатели, принятые в качестве исходных данных, сведены в табл. 6.1.1.

Таблица 6.1.1

Наименование показателя, единица измерения	Значение показателя												
	ян- варь	фев- раль	март	ап- рель	май	июнь	июль	август	сен- тябрь	ок- тябрь	но- ябрь	де- кабрь	ГОД
Число часов работы турбоагрегата в базовом периоде, ч/год:	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
- ТГ ст. № 3 (ПТ-25-90)	744	672	625	219	744	526	744	697	720	744	720	744	7899
- ТГ ст. № 4 (Т-25-90)	109	188	112	321	647	497	707	428	720	678	457	0	4864
- ТГ ст. № 5 (Т-27-90)	744	672	692	720	552	288	744	744	720	744	463	744	7827
- ТГ ст. № 6 (Т-42-90)	744	635	744	720	606	672	97	591	0	0	393	744	5946
- ТГ ст. № 8 (ПТ-30-90)	724	672	744	720	744	720	744	214	0	178	720	726	6906
Число часов работы энергетических котлов в базовом периоде, ч/год:	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
- КА ст. № 5 (ТП-170)	214	41	0	0	0	0	0	67	0	76	45	0	443
- КА ст. № 6 (ТП-170)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- КА ст. № 7 (ТП-170)	744	672	625	104	744	720	127	744	425	744	484	526	6659
- КА ст. № 8 (ТП-170)	641	672	645	720	644	429	623	0	432	605	509	744	6664
- КА ст. № 9 (ПК-14)	744	672	592	434	0	114	744	529	720	285	720	581	6135
- КА ст. № 10 (ПК-14)	744	651	744	500	591	720	744	644	124	0	195	531	6188
- КА ст. № 11 (ПК-14)	744	449	744	720	744	391	0	236	436	604	720	744	6532
Число часов работы ПВК в базовом пе- риоде, ч/год:	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
- КА ст. № 1 (КВГМ-100)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- КА ст. № 2 (КВГМ-100)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- КА ст. № 3 (КВГМ-100)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- КА ст. № 4 (КВГМ-100)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Наименование показателя, единица измерения	Значение показателя												
	ян- варь	фев- раль	март	ап- рель	май	июнь	июль	август	сен- тябрь	ок- тябрь	но- ябрь	де- кабрь	ГОД
Выработка электроэнергии, тыс. кВт.ч	78316	65587	77890	61867	59844	52497	53356	52138	43867	47315	60071	70832	723579
Отпуск электроэнергии, тыс. кВт.ч	67069	56439	67246	53279	51772	45278	45548	44057	36722	38844	51196	60973	618424
Отпуск тепловой энергии, всего, Гкал	214957	161648	195594	127891	55614	34575	30864	36136	48623	121790	130642	175345	1333679
Отпуск тепловой энергии группой ПВК, Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива*:	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
- на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт.ч	251,0	226,5	227,8	268,2	453,2	480,9	538,8	493,2	449,0	249,8	281,5	244,8	333,5
- на отпуск тепловой энергии, г у.т./Гкал	180,1	171,7	167,9	173,1	184,1	190,1	198,2	198,9	196,0	177,1	178,2	176,4	177,6

\* Примечание. Здесь отчетные показатели приведены по физическому методу отнесения суммарных затрат топлива по отпуск тепловой и электрической энергии при их комбинированном производстве в соответствии с принятой корпоративной политикой головной организации, в состав которой входит рассматриваемая электростанция

### 6.1.3. Исходные данные по прогнозируемому периоду

Определяющими при расчете показателей работы Кировской ТЭЦ-3 в перспективном периоде являются изменения отпуска тепловой энергии с коллекторов и электрической энергии с шин в сравнении с фактическими отпусками тепловой и электрической энергии в базовом периоде.

Перспективное изменение тепловых нагрузок Кировской ТЭЦ-3 на период 2014-2033 годы показано в табл. 6.1.2 (значения указаны относительно базового 2013 года, положительное значение указывает на соответствующее увеличение отпуска, отрицательное значение – на уменьшение отпуска относительно базового периода). Значения приростов тепловой нагрузки с горячей водой определены по прогнозируемому увеличению присоединенных тепловых нагрузок с учетом среднемесячных значений температуры наружного воздуха (табл. 6.1.3).

Таблица 6.1.2

Изменение отпуска тепловой энергии, Гкал	Период							
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024-2028 гг.	2029-2033 гг.
Всего	2 127,3	-1 254,4	-5 341,1	-8 825,6	-12 838,9	-85 345,2	-80 367,8	-73 696,8
С горячей водой	2 127,3	-1 254,4	-5 341,1	-8 825,6	-12 838,9	-85 345,2	-80 367,8	-73 696,8
С паром	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Значения температур наружного воздуха, охлаждающей воды на входе в конденсаторы турбоагрегатов в прогнозируемом периоде приняты на основе статистических данных и приведены в табл. 6.1.3.

Таблица 6.1.3

Месяц	Наименование показателя	
	Температура наружного воздуха, °С	Температура охлаждающей воды на входе в конденсаторы турбин, °С
Январь	-12,9	1,0
Февраль	-12,8	1,0
Март	-4,2	1,0
Апрель	4,6	1,2
Май	9,5	10,0
Июнь	15,6	18,8
Июль	17,9	25,0
Август	15,3	21,3
Сентябрь	7,3	14,3
Октябрь	4,3	4,6
Ноябрь	-2,2	2,8
Декабрь	-10,6	1,0

Отпуск электроэнергии в планируемом периоде определен с учетом следующих особенностей. Электрическая нагрузка турбоагрегатов при изменении их тепловых нагрузок определена по условиям обеспечения возможности работы турбоагрегатов с электрической мощностью не меньше, чем они способны развить при работе в теплофикационном режиме по тепловому графику (с минимальным пропуском пара в часть низкого давления), с некоторым запасом (дополнительной конденсационной нагрузкой). При этом, если не наступает ограничений, отпуск электроэнергии принимался неизменным относительно уровня в базовом периоде (2013 год).

Перспективные режимы работы ПГУ-220Т определены по материалам проектной документации: в отопительный период планируется работа в теплофикационном режиме и обеспечение ПГУ отопительной нагрузки в соответствии с температурным графиком теплосети, при этом подпитка теплосети осуществляется от существующей части ТЭЦ; в неотапливаемый период планируется работа в конденсационном режиме.

#### **6.1.4. Сводные таблицы результатов расчета**

Итоговые результаты расчета прогнозируемых технико-экономических показателей на период 2014 – 2033 годы приведены в табл. 6.1.4.

В табл. 6.1.4 отражены также перспективные максимальные часовые расходы основного топлива, необходимого для обеспечения функционирования Кировской ТЭЦ-3 для следующих режимов: максимального зимнего (при расчетной температуре наружного воздуха  $-33\text{ }^{\circ}\text{C}$ ); переходного; летнего.

Таблица 6.1.4

Наименование показателя, единица измерения	Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам								
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.	2033 г.	
<b>А. Существующее оборудование</b>									
1. Отпуск электроэнергии, млн. кВт·ч	535,784	310,468	309,482	308,607	307,758	287,122	288,161	289,759	
2. Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч	631,448	381,398	380,154	379,177	378,217	354,694	355,869	357,655	
3. Выработка электроэнергии по конденсационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	278,256	124,444	124,483	125,283	125,744	119,001	118,290	117,351
	относительная, %	44,1	32,6	32,7	33,0	33,2	33,6	33,2	32,8
4. Выработка электроэнергии по теплофикационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	353,192	256,954	255,671	253,894	252,473	235,693	237,580	240,304
	относительная, %	55,9	67,4	67,3	67,0	66,8	66,4	66,8	67,2
5. Отпуск электроэнергии, выработанной по конденсационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	235,077	99,774	99,779	100,375	100,703	94,768	94,210	93,490
	относительная, %	43,9	32,1	32,2	32,5	32,7	33,0	32,7	32,3
6. Отпуск электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	300,707	210,695	209,703	208,232	207,056	192,354	193,951	196,269
	относительная, %	56,1	67,9	67,8	67,5	67,3	67,0	67,3	67,7
7. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии, г у.т./кВт·ч	физический метод	288,6	247,6	248,0	248,7	249,4	252,5	251,5	250,3
	пропорциональный метод	345,3	310,8	311,1	311,6	312,0	314,5	313,9	313,1
8. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт·ч	физический метод	340,1	304,1	304,6	305,6	306,4	311,9	310,6	308,9
	пропорциональный метод	406,9	381,8	382,1	382,8	383,4	388,5	387,7	386,5
9. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по конденсационному циклу, г у.т./кВт·ч	физический метод	545,4	604,2	604,2	603,3	603,0	610,8	611,5	612,3
	пропорциональный метод	428,1	385,7	385,8	386,0	386,3	390,2	389,8	389,4
10. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по теплофикационному циклу, г у.т./кВт·ч	физический метод	179,6	162,0	162,0	162,1	162,2	164,6	164,4	164,4
	пропорциональный метод	390,3	380,0	380,4	381,3	382,0	387,7	386,6	385,1
11. Отпуск тепловой энергии от ПВК, тыс. Гкал	0,000	20,746	20,397	20,083	19,320	2,520	3,198	4,046	

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам							
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.	2033 г.
12. Отпуск тепловой энергии внешним потребителям, всего, тыс. Гкал		1128,397	834,573	830,487	827,002	822,989	750,482	755,460	762,131
<b>– с горячей водой</b>		862,445	568,621	564,535	561,050	557,037	484,530	489,508	496,179
– с паром		265,952	265,952	265,952	265,952	265,952	265,952	265,952	265,952
13. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	физический метод	178,0	179,7	179,8	179,9	180,1	181,8	181,6	181,4
	пропорциональный метод	146,3	150,8	150,9	151,1	151,3	152,5	152,2	151,9
14. Суммарный расход условного топлива за год, тыс. т у.т.		383,122	244,404	243,577	243,108	242,496	226,011	226,731	227,759
15. Расход условного топлива на отпуск электроэнергии, тыс. т у.т.	физический метод	182,234	94,415	94,265	94,316	94,312	89,547	89,503	89,508
	пропорциональный метод	218,010	118,549	118,253	118,141	117,997	111,556	111,716	111,997
16. Расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, тыс. т у.т.	физический метод	200,888	149,989	149,312	148,792	148,184	136,463	137,228	138,251
	пропорциональный метод	165,112	125,855	125,324	124,967	124,500	114,455	115,016	115,762
17. Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2013 год, тыс. т у.т.		-60,014	-198,732	-199,559	-200,028	-200,640	-217,125	-216,405	-215,377
18. Изменение расхода условного топлива на отпуск электроэнергии, тыс. т у.т.	физический метод	-24,028	-111,847	-111,997	-111,946	-111,950	-116,715	-116,759	-116,754
	пропорциональный метод	-32,609	-132,070	-132,366	-132,478	-132,623	-139,063	-138,903	-138,622
19. Изменение расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии, тыс. т у.т.	физический метод	-35,986	-86,885	-87,562	-88,082	-88,690	-100,411	-99,646	-98,623
	пропорциональный метод	-27,405	-66,662	-67,193	-67,550	-68,017	-78,062	-77,501	-76,755
20. Число часов работы турбоагрегатов, ч	- ТГ ст. № 3 (ПТ-25-90)	4971	0	0	0	0	0	0	0
	- ТГ ст. № 4 (Т-25-90)	3009	0	0	0	0	0	0	0
	- ТГ ст. № 5 (Т-27-90)	5156	0	0	0	0	0	0	0
	- ТГ ст. № 6 (Т-42-90)	7467	6282	6282	6282	6282	5112	5112	5112
	- ТГ ст. № 8 (ПТ-30-90)	8210	8016	8016	8016	8016	8016	8016	8016
21. Среднечасовой отпуск тепла из производственного отбора (противодавления), Гкал/ч	- ТГ ст. № 3 (ПТ-25-90)	28,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- ТГ ст. № 4 (Т-25-90)	-	-	-	-	-	-	-	-
	- ТГ ст. № 5 (Т-27-90)	-	-	-	-	-	-	-	-
	- ТГ ст. № 6 (Т-42-90)	-	-	-	-	-	-	-	-
	- ТГ ст. № 8 (ПТ-30-90)	30,5	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам							
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.	2033 г.
22. Среднечасовой отпуск тепла из теплофикационного отбора, Гкал/ч	- ТГ ст. № 3 (ПТ-25-90)	18,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- ТГ ст. № 4 (Т-25-90)	6,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- ТГ ст. № 5 (Т-27-90)	16,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- ТГ ст. № 6 (Т-42-90)	41,0	48,7	48,4	48,0	47,7	45,0	45,6	46,2
	- ТГ ст. № 8 (ПТ-30-90)	23,1	26,6	26,5	26,4	26,2	28,2	28,3	28,7
23. Среднечасовой отпуск тепла от конденсатора, Гкал/ч	- ТГ ст. № 3 (ПТ-25-90)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- ТГ ст. № 4 (Т-25-90)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- ТГ ст. № 5 (Т-27-90)	5,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- ТГ ст. № 6 (Т-42-90)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- ТГ ст. № 8 (ПТ-30-90)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
24. Минимально допустимая электрическая мощность при заданном уровне тепловых нагрузок регулируемых отборов, МВт	- ТГ ст. № 3 (ПТ-25-90)	13,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- ТГ ст. № 4 (Т-25-90)	6,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- ТГ ст. № 5 (Т-27-90)	9,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- ТГ ст. № 6 (Т-42-90)	26,3	28,1	28,0	27,9	27,8	27,7	28,0	28,2
	- ТГ ст. № 8 (ПТ-30-90)	19,0	21,8	21,7	21,6	21,5	22,6	22,7	22,9
25. Максимально допустимая электрическая мощность при заданном уровне тепловых нагрузок регулируемых отборов, МВт	- ТГ ст. № 3 (ПТ-25-90)	28,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- ТГ ст. № 4 (Т-25-90)	28,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- ТГ ст. № 5 (Т-27-90)	28,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- ТГ ст. № 6 (Т-42-90)	47,1	46,6	46,7	46,7	46,8	46,8	46,7	46,6
	- ТГ ст. № 8 (ПТ-30-90)	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
26. Планируемая электрическая мощность, МВт	- ТГ ст. № 3 (ПТ-25-90)	18,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- ТГ ст. № 4 (Т-25-90)	15,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- ТГ ст. № 5 (Т-27-90)	18,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- ТГ ст. № 6 (Т-42-90)	27,9	30,7	30,5	30,4	30,3	30,3	30,5	30,7
	- ТГ ст. № 8 (ПТ-30-90)	23,5	23,6	23,5	23,5	23,4	24,9	25,0	25,0
27. Число часов работы энергетических котлов, ч	- КА ст. № 5 (ТП-170)	322	0	0	0	0	0	0	0
	- КА ст. № 6 (ТП-170)	0	0	0	0	0	0	0	0
	- КА ст. № 7 (ТП-170)	4480	2880	0	0	0	0	0	0
	- КА ст. № 8 (ТП-170)	4374	0	0	0	0	0	0	0
	- КА ст. № 9 (ПК-14)	5769	3356	4500	4500	4500	4500	4500	4500
	- КА ст. № 10 (ПК-14)	6082	3924	4644	4644	4644	4124	4124	4124
	- КА ст. № 11 (ПК-14)	6536	6204	6690	6690	6690	5484	5484	5484

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам							
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.	2033 г.
28. Среднечасовая теплопроизводительность энергетических котлов, Гкал/ч	- КА ст. № 5 (ТП-170)	90,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- КА ст. № 6 (ТП-170)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- КА ст. № 7 (ТП-170)	80,2	74,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- КА ст. № 8 (ТП-170)	78,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- КА ст. № 9 (ПК-14)	94,9	100,6	102,2	102,3	102,2	107,6	107,7	107,8
	- КА ст. № 10 (ПК-14)	96,0	103,9	98,0	97,8	97,7	103,1	103,4	103,9
	- КА ст. № 11 (ПК-14)	97,3	99,1	97,7	97,3	97,0	102,7	103,1	103,7
30. Число часов работы пиковых водогрейных котлов, ч	- КА ст. № 1 (КВГМ-100)	0	0	0	0	0	0	0	0
	- КА ст. № 2 (КВГМ-100)	0	0	0	0	0	0	0	0
	- КА ст. № 3 (КВГМ-100)	0	200	200	200	180	50	60	70
	- КА ст. № 4 (КВГМ-100)	0	200	200	200	200	0	0	0
31. Среднечасовая теплопроизводительность пиковых водогрейных котлов, Гкал/ч	- КА ст. № 1 (КВГМ-100)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- КА ст. № 2 (КВГМ-100)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- КА ст. № 3 (КВГМ-100)	0,0	50,3	48,5	48,5	52,0	50,4	53,3	57,8
	- КА ст. № 4 (КВГМ-100)	0,0	53,5	53,5	51,9	49,8	0,0	0,0	0,0
<b>Б. Оборудование ПГУ-220Т</b>									
1. Отпуск электроэнергии, млн. кВт·ч		622,484	1675,224	1675,224	1675,224	1675,224	1675,224	1675,224	1675,224
2. Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч		644,160	1732,588	1732,588	1732,588	1732,588	1732,588	1732,588	1732,588
3. Выработка электроэнергии по конденсационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	286,396	874,333	874,333	874,333	874,333	874,333	874,333	874,333
	относительная, %	44,5	50,5	50,5	50,5	50,5	50,5	50,5	50,5
4. Выработка электроэнергии по теплофикационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	357,763	858,255	858,255	858,255	858,255	858,255	858,255	858,255
	относительная, %	55,5	49,5	49,5	49,5	49,5	49,5	49,5	49,5
5. Отпуск электроэнергии, выработанной по конденсационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	278,426	850,409	850,409	850,409	850,409	850,409	850,409	850,409
	относительная, %	44,7	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8
6. Отпуск электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	344,059	824,815	824,815	824,815	824,815	824,815	824,815	824,815
	относительная, %	55,3	49,2	49,2	49,2	49,2	49,2	49,2	49,2

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам							
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.	2033 г.
7. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии, г у.т./кВт·ч	физический метод	213,1	217,9	217,9	217,9	217,9	217,9	217,9	217,9
	пропорциональный метод	220,3	224,4	224,4	224,4	224,4	224,4	224,4	224,4
8. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт·ч	физический метод	220,5	225,4	225,4	225,4	225,4	225,4	225,4	225,4
	пропорциональный метод	227,9	232,1	232,1	232,1	232,1	232,1	232,1	232,1
9. Отпуск тепловой энергии внешним потребителям, всего, тыс. Гкал		207,409	497,851	497,851	497,851	497,851	497,851	497,851	497,851
<b>– с горячей водой</b>		207,409	497,851	497,851	497,851	497,851	497,851	497,851	497,851
– с паром		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
10. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	физический метод	158,2	158,2	158,2	158,2	158,2	158,2	158,2	158,2
	пропорциональный метод	136,0	135,5	135,5	135,5	135,5	135,5	135,5	135,5
11. Суммарный расход условного топлива за год, тыс. т у.т.		170,097	456,289	456,289	456,289	456,289	456,289	456,289	456,289
12. Расход условного топлива на отпуск электроэнергии, тыс. т у.т.	физический метод	137,274	377,512	377,512	377,512	377,512	377,512	377,512	377,512
	пропорциональный метод	141,886	388,815	388,815	388,815	388,815	388,815	388,815	388,815
13. Расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, тыс. т у.т.	физический метод	32,822	78,777	78,777	78,777	78,777	78,777	78,777	78,777
	пропорциональный метод	28,211	67,474	67,474	67,474	67,474	67,474	67,474	67,474
14. Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2013 год, тыс. т у.т.		170,097	456,289	456,289	456,289	456,289	456,289	456,289	456,289
15. Изменение расхода условного топлива на отпуск электроэнергии, тыс. т у.т.	физический метод	137,274	377,512	377,512	377,512	377,512	377,512	377,512	377,512
	пропорциональный метод	141,886	388,815	388,815	388,815	388,815	388,815	388,815	388,815
16. Изменение расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии, тыс. т у.т.	физический метод	32,822	78,777	78,777	78,777	78,777	78,777	78,777	78,777
	пропорциональный метод	28,211	67,474	67,474	67,474	67,474	67,474	67,474	67,474
17. Число часов работы турбоагрегатов, ч	- ГТУ ГТ-160	2928	8040	8040	8040	8040	8040	8040	8040
	- котла-утилизатора Е-236/41-9,14/1,45-512/298	2928	8040	8040	8040	8040	8040	8040	8040
	- ПТУ Т-63/76-8,8	2928	8040	8040	8040	8040	8040	8040	8040
18. Среднечасовой отпуск тепла из производственного отбора ПТУ Т-63/76-8,8, Гкал/ч		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Наименование показателя, единица измерения	Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам							
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.	2033 г.
19. Среднечасовой отпуск тепла из теплофикационного отбора ПТУ Т-63/76-8,8, Гкал/ч	75,0	66,2	66,2	66,2	66,2	66,2	66,2	66,2
20. Среднечасовой отпуск тепла от конденсатора ПТУ Т-63/76-8,8, Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21. Минимально допустимая электрическая мощность ПТУ Т-63/76-8,8 при заданном уровне тепловых нагрузок регулируемых отборов, МВт	32,5	32,1	32,1	32,1	32,1	32,1	32,1	32,1
24. Максимально допустимая электрическая мощность ПТУ Т-63/76-8,8 при заданном уровне тепловых нагрузок регулируемых отборов, МВт	76,0	76,0	76,0	76,0	76,0	76,0	76,0	76,0
23. Планируемая электрическая мощность, МВт	- ПТУ ГТ-160	151,0	147,3	147,3	147,3	147,3	147,3	147,3
	- ПТУ Т-63/76-8,8	69,0	68,2	68,2	68,2	68,2	68,2	68,2
24. Среднечасовая теплопроизводительность котла-утилизатора, Гкал/ч	242,4	237,7	237,7	237,7	237,7	237,7	237,7	237,7
<b>В. ТЭЦ в целом</b>								
1. Отпуск электроэнергии, млн. кВт·ч	1158,268	1985,693	1984,706	1983,831	1982,983	1962,346	1963,386	1964,983
2. Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч	1275,608	2113,986	2112,742	2111,764	2110,805	2087,282	2088,457	2090,243
3. Выработка электроэнергии по конденсационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	564,652	998,777	998,816	999,616	1000,077	993,334	992,623
	относительная, %	44,3	47,2	47,3	47,3	47,4	47,6	47,5
4. Выработка электроэнергии по теплофикационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	710,956	1115,209	1113,926	1112,149	1110,728	1093,948	1095,835
	относительная, %	55,7	52,8	52,7	52,7	52,6	52,4	52,5
5. Отпуск электроэнергии, выработанной по конденсационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	513,502	950,183	950,188	950,784	951,112	945,178	944,620
	относительная, %	44,3	47,9	47,9	47,9	48,0	48,2	48,1
6. Отпуск электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	644,766	1035,510	1034,518	1033,047	1031,871	1017,169	1018,766
	относительная, %	55,7	52,1	52,1	52,1	52,0	51,8	51,9
7. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии, г у.т./кВт·ч	физический метод	250,5	223,2	223,3	223,4	223,5	223,8	223,6
	пропорциональный метод	282,1	240,0	240,0	240,1	240,1	239,7	239,7
8. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт·ч	физический метод	275,9	237,7	237,7	237,8	237,9	238,0	237,9
	пропорциональный метод	310,7	255,5	255,5	255,5	255,6	255,0	254,9

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам							
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.	2033 г.
9. Отпуск тепловой энергии от ПВК, тыс. Гкал		0,000	20,746	20,397	20,083	19,320	2,520	3,198	4,046
10. Отпуск тепловой энергии внешним потребителям, всего, тыс. Гкал		1335,806	1332,425	1328,338	1324,853	1320,840	1248,334	1253,311	1259,982
<b>– с горячей водой</b>		1069,854	1066,473	1062,386	1058,901	1054,888	982,382	987,359	994,030
– с паром		265,952	265,952	265,952	265,952	265,952	265,952	265,952	265,952
11. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	физический метод	175,0	171,7	171,7	171,8	171,8	172,4	172,3	172,2
	пропорциональный метод	144,7	145,1	145,1	145,3	145,3	145,7	145,6	145,4
12. Суммарный расход условного топлива за год, тыс. т у.т.		553,219	700,693	699,865	699,397	698,785	682,299	683,020	684,047
13. Расход условного топлива на отпуск электроэнергии, тыс. т у.т.	физический метод	319,509	471,927	471,776	471,828	471,824	467,059	467,015	467,020
	пропорциональный метод	359,896	507,363	507,068	506,956	506,811	500,370	500,530	500,811
14. Расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, тыс. т у.т.	физический метод	233,710	228,766	228,089	227,569	226,961	215,240	216,005	217,027
	пропорциональный метод	193,323	193,329	192,798	192,441	191,974	181,929	182,490	183,236
15. Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2013 год, тыс. т у.т.		110,083	257,557	256,729	256,261	255,649	239,163	239,884	240,911
16. Изменение расхода условного топлива на отпуск электроэнергии, тыс. т у.т.	физический метод	113,247	265,665	265,514	265,566	265,562	260,797	260,753	260,758
	пропорциональный метод	109,277	256,744	256,449	256,336	256,192	249,751	249,911	250,192
17. Изменение расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии, тыс. т у.т.	физический метод	-3,164	-8,108	-8,785	-9,305	-9,914	-21,634	-20,869	-19,847
	пропорциональный метод	0,806	0,812	0,281	-0,076	-0,543	-10,588	-10,027	-9,281
<b>Г. Максимальные часовые расходы основного топлива по существующей части ТЭЦ</b>									
18. Максимальный часовой расход натурального топлива в зимний период при температуре наружного воздуха (-33 °С)	природного газа, тыс. нм <sup>3</sup> /ч	24,81	24,75	24,67	24,62	24,55	22,79	23,00	23,26
	кузнецкого угля, т н.т./ч	21,42	21,42	21,42	21,42	21,42	21,42	21,42	21,42
	фрезерного торфа, т н.т./ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18. Максимальный часовой расход натурального топлива в переходный период при температуре наружного воздуха (0 °С)	природного газа, тыс. нм <sup>3</sup> /ч	23,01	22,99	22,98	22,97	22,95	15,98	16,01	16,04
	кузнецкого угля, т н.т./ч	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86
	фрезерного торфа, т н.т./ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам							
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.	2033 г.
19. Максимальный часовой расход натурального топлива в неотапительный период при температуре наружного воздуха (+20 °С)	природного газа, тыс. нм <sup>3</sup> /ч	32,01	11,98	11,87	11,95	11,94	11,75	11,75	11,75
	кузнецкого угля, т н.т./ч	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50
	фрезерного торфа, т н.т./ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Д. Максимальные часовые расходы основного топлива по ПГУ-220Т</b>									
18. Максимальный часовой расход натурального топлива в зимний период при температуре наружного воздуха (-33 °С)	природного газа, тыс. нм <sup>3</sup> /ч	53,69	53,69	53,69	53,69	53,69	53,69	53,69	53,69
18. Максимальный часовой расход натурального топлива в переходный период при температуре наружного воздуха (0 °С)	природного газа, тыс. нм <sup>3</sup> /ч	51,29	51,29	51,29	51,29	51,29	51,29	51,29	51,29
19. Максимальный часовой расход натурального топлива в неотапительный период при температуре наружного воздуха (+20 °С)	природного газа, тыс. нм <sup>3</sup> /ч	0,00	44,45	44,45	44,45	44,45	44,45	44,45	44,45
<b>Д. Максимальные часовые расходы основного топлива по ТЭЦ в целом</b>									
18. Максимальный часовой расход натурального топлива в зимний период при температуре наружного воздуха (-33 °С)	природного газа, тыс. нм <sup>3</sup> /ч	78,50	78,43	78,36	78,31	78,24	76,48	76,69	76,95
	кузнецкого угля, т н.т./ч	21,42	21,42	21,42	21,42	21,42	21,42	21,42	21,42
	фрезерного торфа, т н.т./ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18. Максимальный часовой расход натурального топлива в переходный период при температуре наружного воздуха (0 °С)	природного газа, тыс. нм <sup>3</sup> /ч	74,29	74,28	74,27	74,26	74,24	67,26	67,29	67,33
	кузнецкого угля, т н.т./ч	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86
	фрезерного торфа, т н.т./ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19. Максимальный часовой расход натурального топлива в неотапительный период при температуре наружного воздуха (+20 °С)	природного газа, тыс. нм <sup>3</sup> /ч	32,01	56,43	56,32	56,40	56,39	56,20	56,20	56,20
	кузнецкого угля, т н.т./ч	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50
	фрезерного торфа, т н.т./ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

## **6.2. Анализ результатов расчета технико-экономических показателей работы источников тепловой мощности г. Кирово-Чепецка**

### **6.2.1. Анализ результатов расчета технико-экономических показателей по Кировской ТЭЦ-3**

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей Кировской ТЭЦ-3 на период 2014 – 2033 годы приведены в табл. 6.1.4 и на рис. 6.2.1–6.2.10.

На рис. 6.2.1–6.2.3 представлены результаты расчета перспективной выработки и отпуска электроэнергии по Кировской ТЭЦ-3. Необходимо отметить следующее:

– прогнозируемая величина отпуска электроэнергии ТЭЦ в период 2014-2033 годы не может быть принята на уровне базового 2013 года, что связано с вводом в эксплуатацию в сентябре 2014 года ПГУ-220Т. При этом загрузка оборудования ПГУ выполнена в соответствии с проектными материалами: в отопительный период планируется работа в теплофикационной режиме и обеспечение ПГУ отопительной нагрузки в соответствии с температурным графиком теплосети, при этом подпитка теплосети осуществляется от существующей части ТЭЦ; в неотапливаемый период планируется работа ПГУ в конденсационном режиме. После ввода ПГУ работа турбоагрегатов существующей части ТЭЦ запланирована максимально экономичной, то есть в режимах, близких к режимам теплового графика нагрузки (при минимальном пропуске пара в ЧНД) с некоторым запасом по конденсационной мощности. В целом по ТЭЦ отпуск электроэнергии к 2033 году увеличится до 1965 млн. кВт.ч в год, то есть в 3,18 раза относительно уровня 2013 года;

– некоторые изменения выработки и отпуска электроэнергии существующей части ТЭЦ в течение 2015–2033 годов отражают изменение отпуска тепла от ТЭЦ в целом, а также изменение расхода электроэнергии на собственные нужды при изменении режимных параметров оборудования;

– в связи перераспределением нагрузок между существующими турбоагрегатами и ПГУ-220Т доля выработки электроэнергии по конденсационному циклу существующими турбоагрегатами уменьшится с 39,2 % в 2013 году до 32,8 % в 2033 году. В целом по ТЭЦ к 2033 году доля выработки электроэнергии по конденсационному циклу увеличится до 47,4 % в связи с работой ПГУ-220Т в неотапливаемый период в конденсационном режиме.

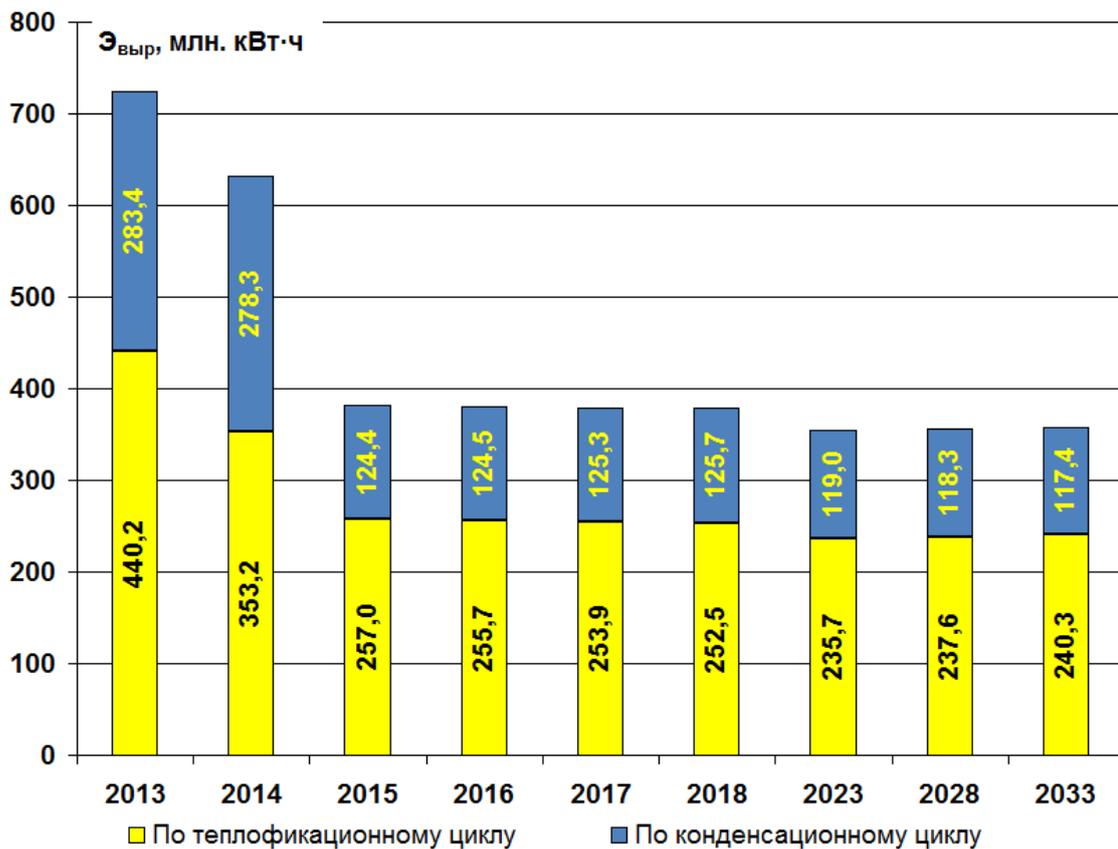


Рис.6.2.1а. Перспективная выработка электроэнергии по теплофикационному и конденсационному циклам на 2014 - 2033 годы по Кировской ТЭЦ-3 (существующее оборудование)

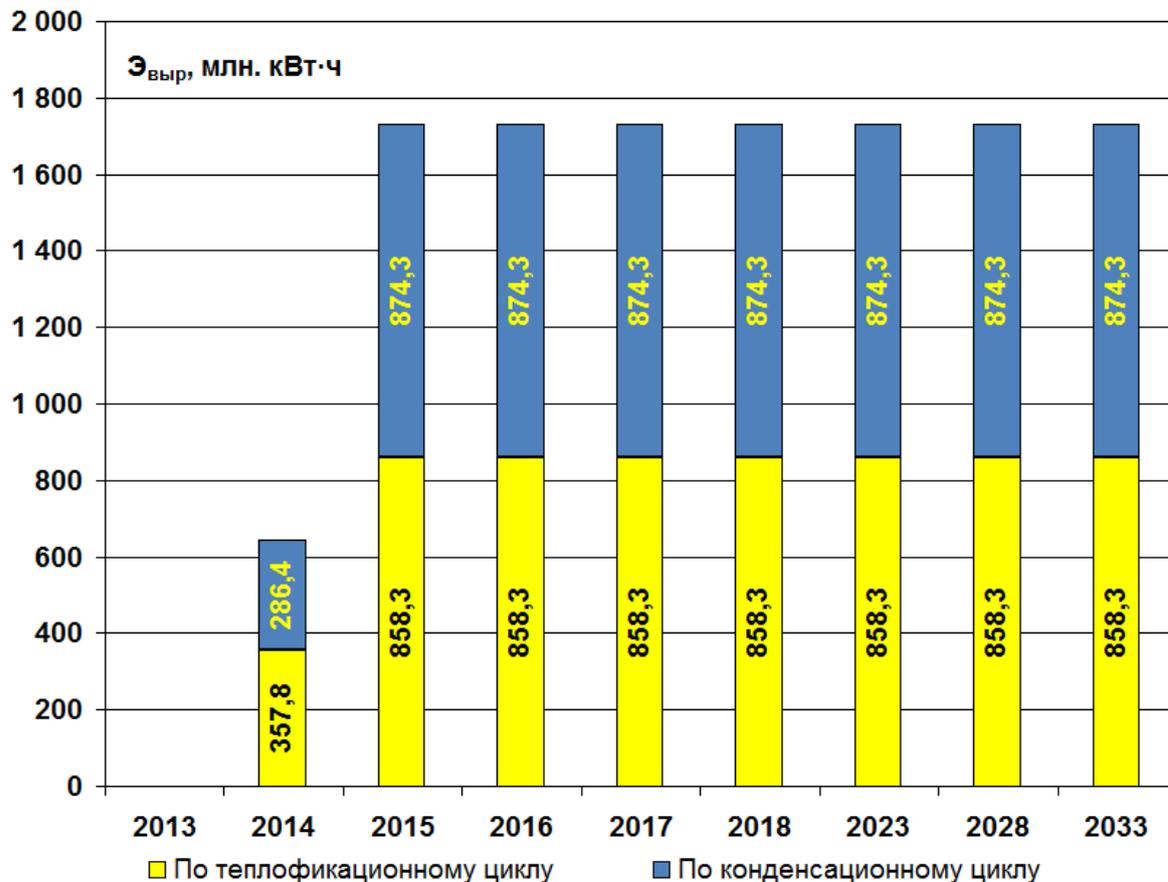


Рис.6.2.1б. Перспективная выработка электроэнергии по теплофикационному и конденсационному циклам на 2014 - 2033 годы по Кировской ТЭЦ-3 (вновь вводимая ПГУ-220Т)

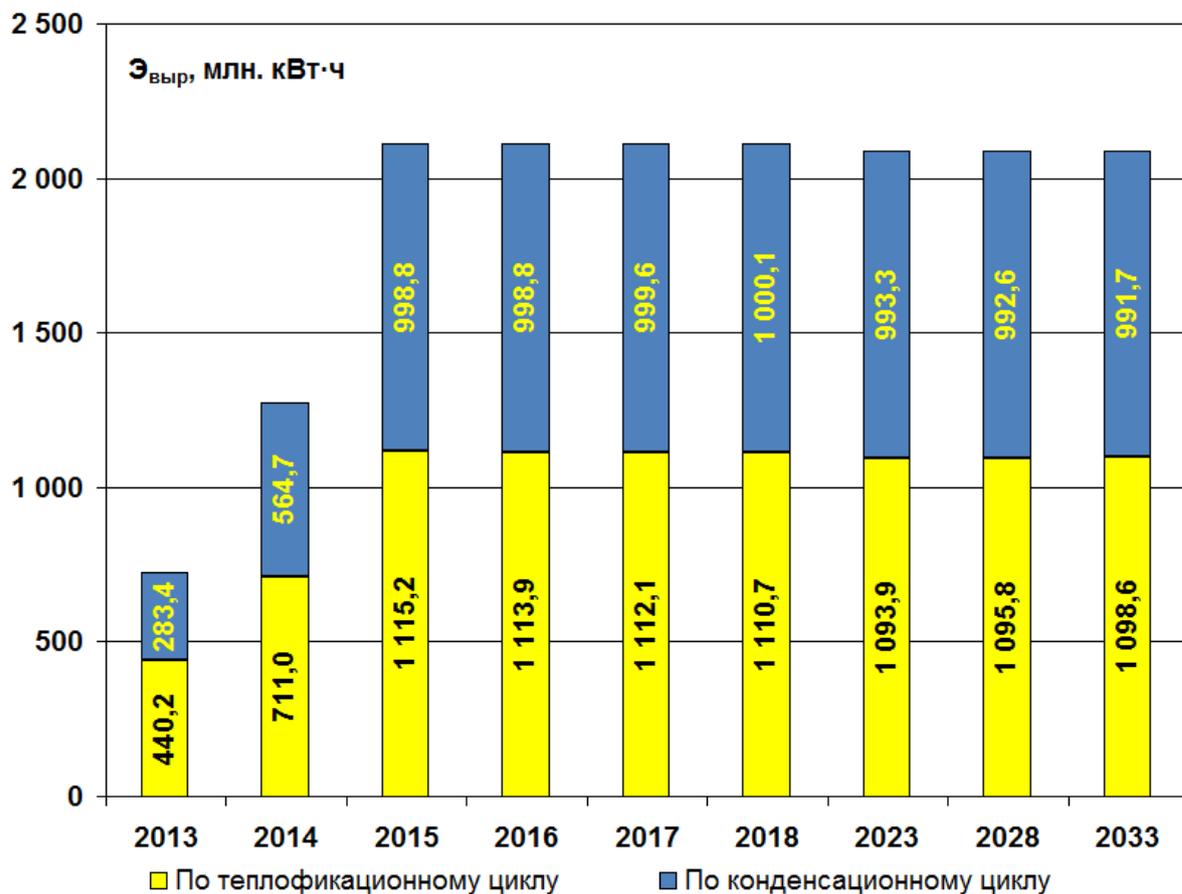


Рис.6.2.1в. Перспективная выработка электроэнергии по теплофикационному и конденсационному циклам на 2014 - 2033 годы по Кировской ТЭЦ-3 (ТЭЦ в целом)

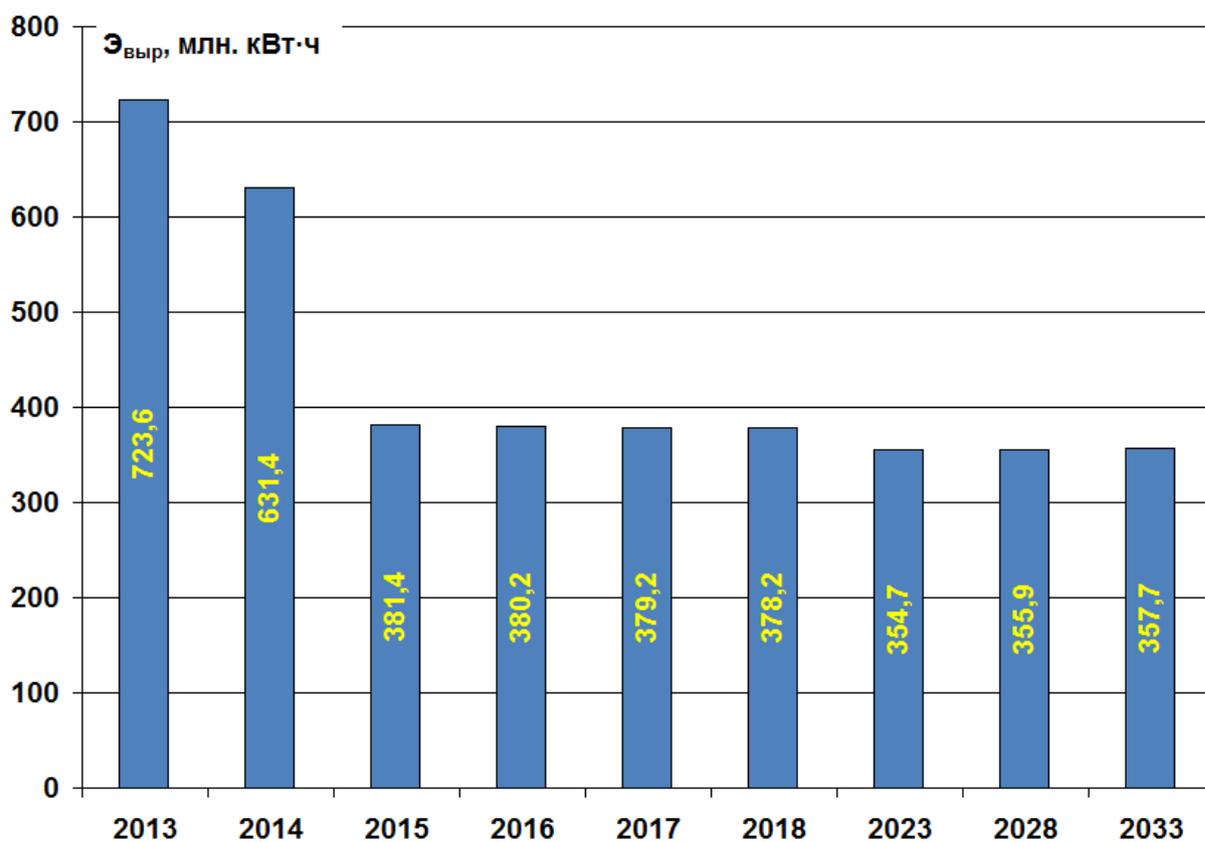


Рис.6.2.2а. Перспективная выработка электроэнергии Кировской ТЭЦ-3 на 2014 - 2033 годы (существующее оборудование)

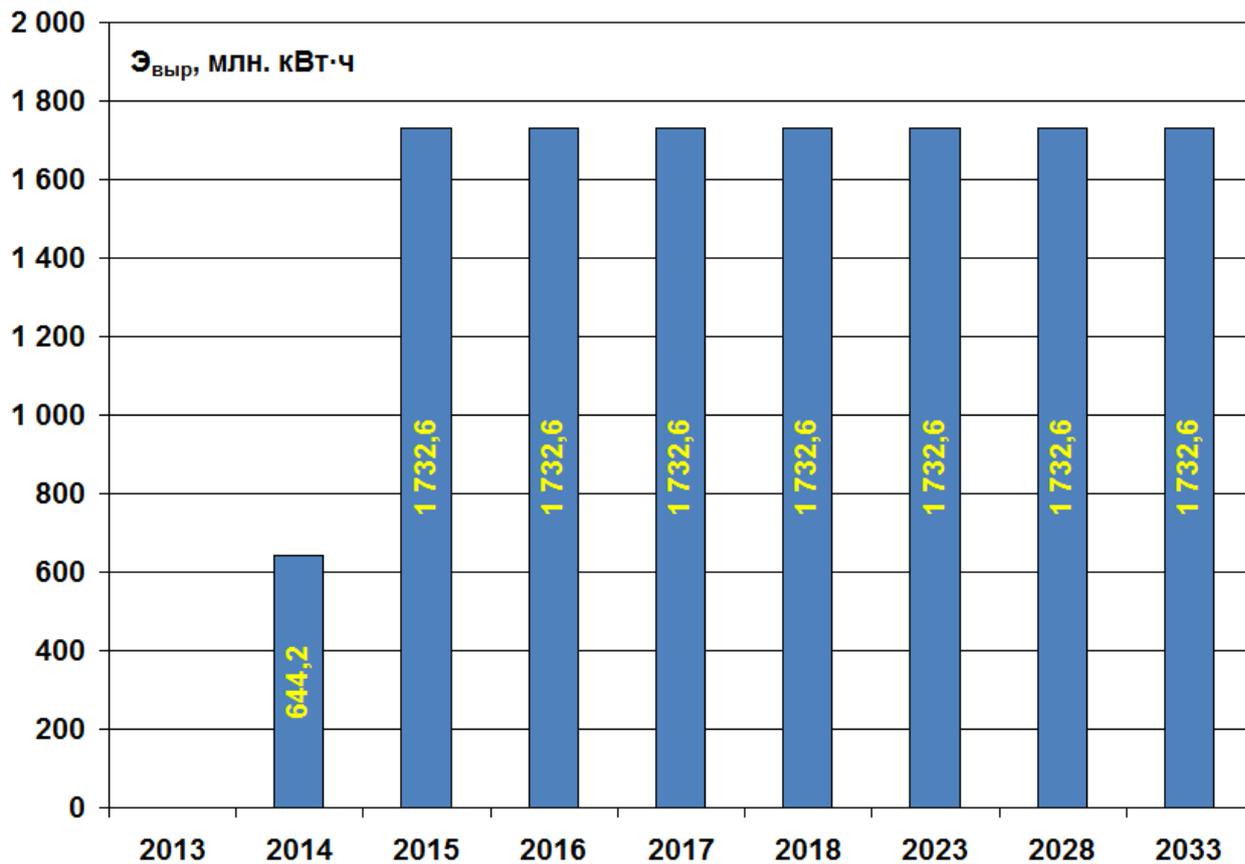


Рис.6.2.2б. Перспективная выработка электроэнергии Кировской ТЭС-3 на 2014 - 2033 годы (вновь вводимая ПГУ-220Т)

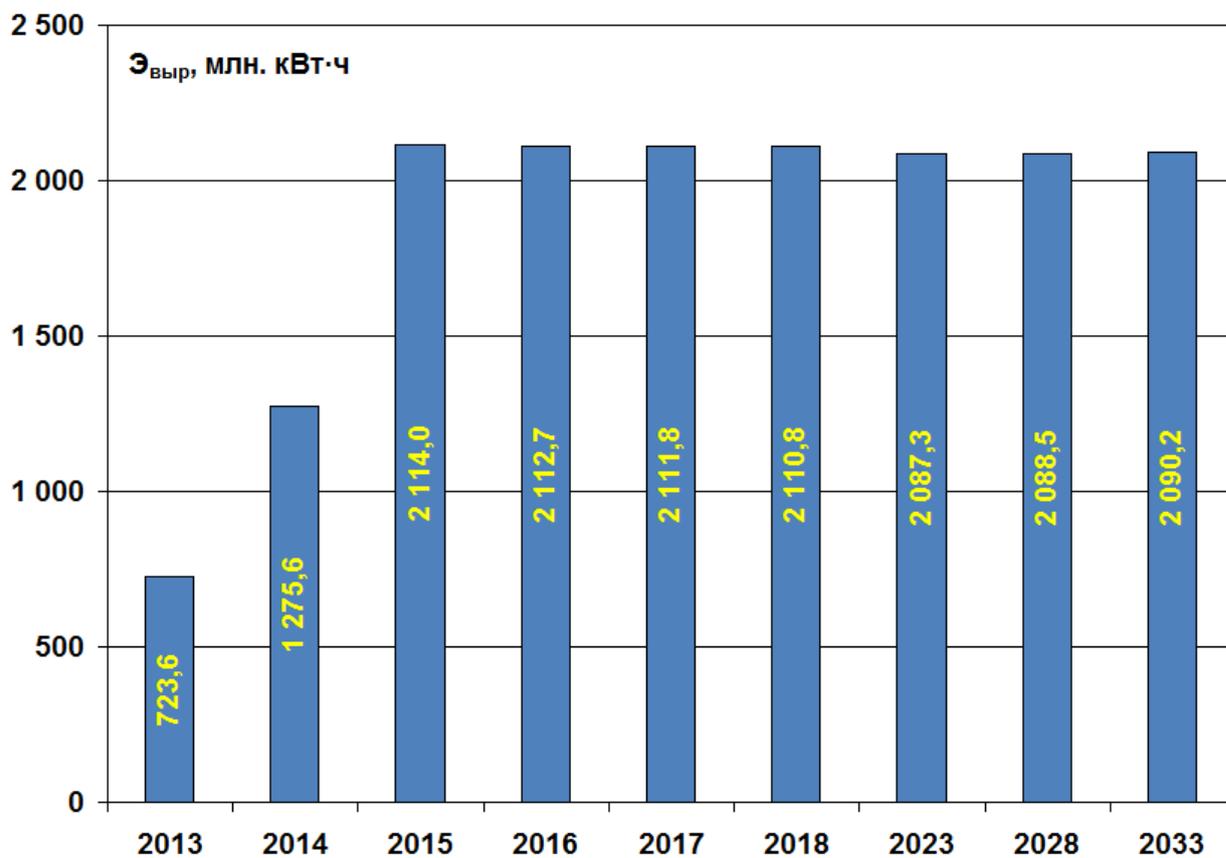


Рис.6.2.2в. Перспективная выработка электроэнергии Кировской ТЭС-3 на 2014 - 2033 годы (ТЭС в целом)

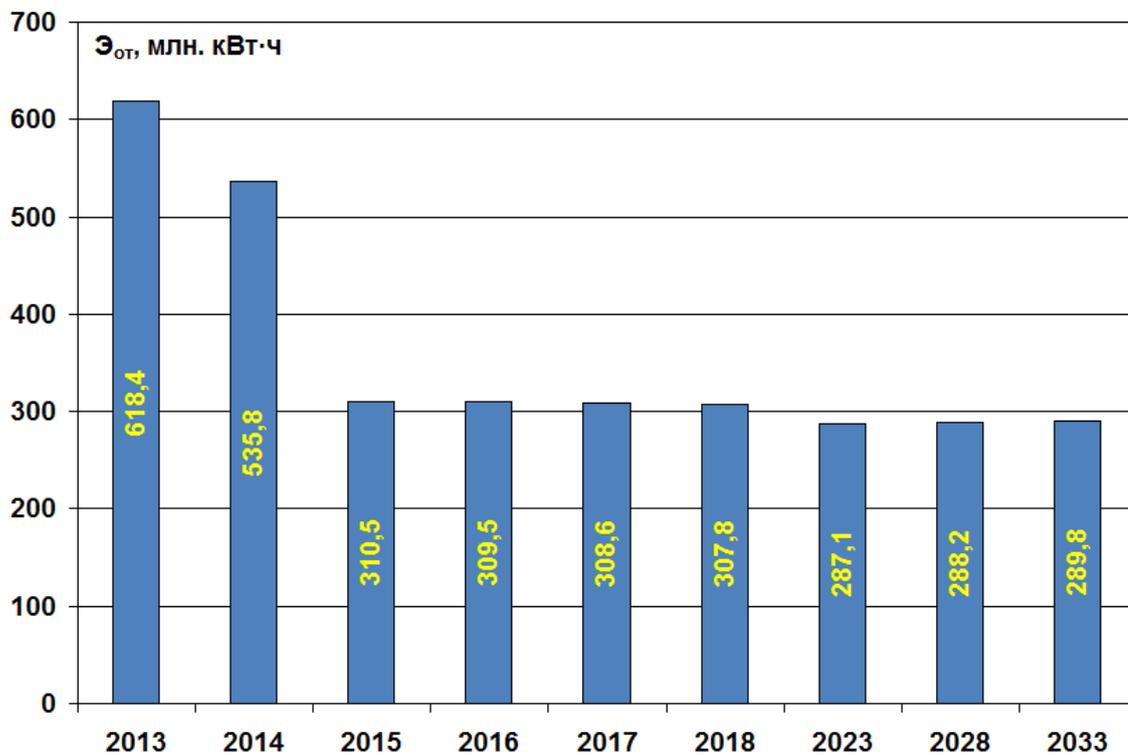


Рис.6.2.3а. Перспективный отпуск электроэнергии Кировской ТЭЦ-3 на 2014 - 2033 годы (существующее оборудование)

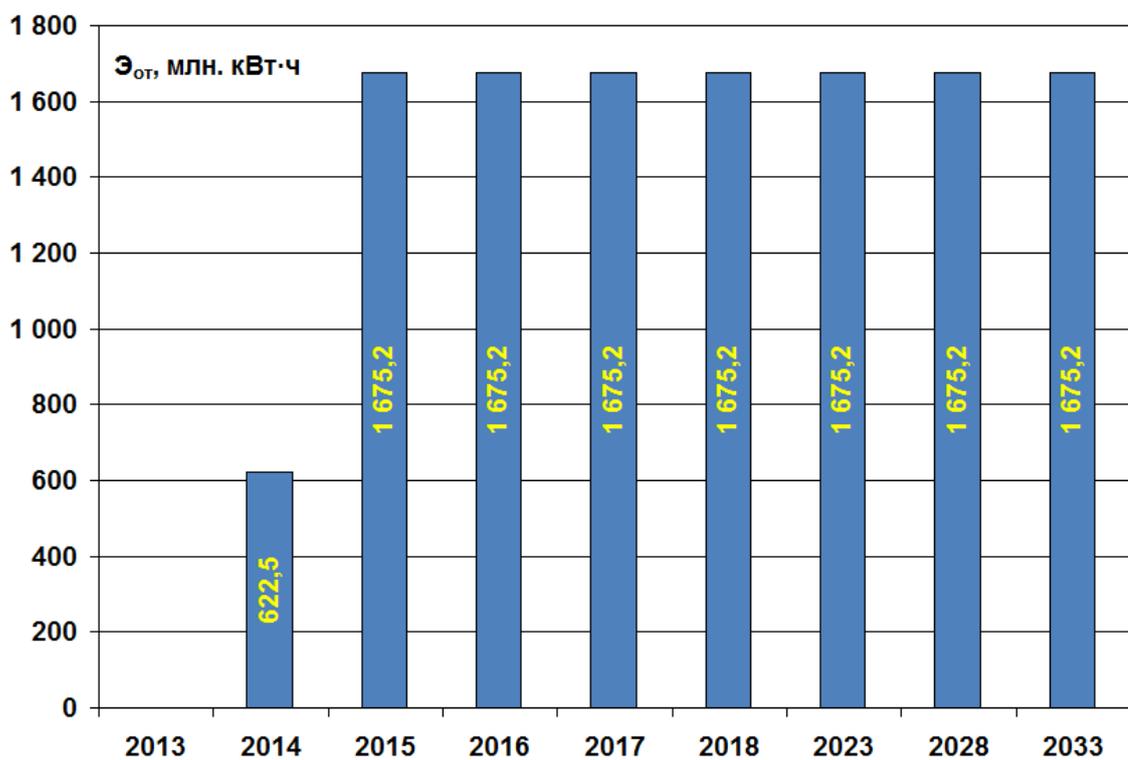


Рис.6.2.3б. Перспективный отпуск электроэнергии Кировской ТЭЦ-3 на 2014 - 2033 годы (вновь вводимая ПГУ-220Т)

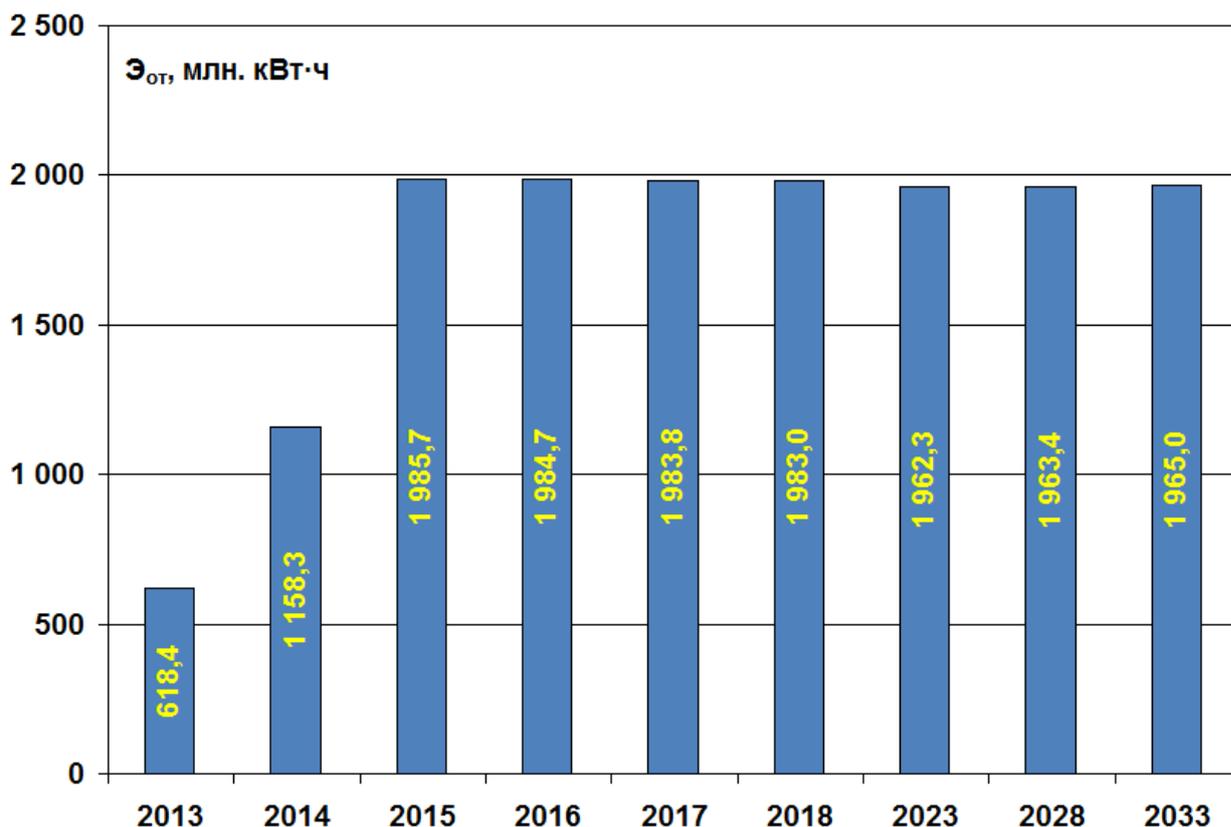


Рис.6.2.3в. Перспективный отпуск электроэнергии Кировской ТЭС-3 на 2014 - 2033 годы (ТЭС в целом)

Перспективная динамика изменения удельных расходов условного топлива на отпуск электроэнергии отражена на рис. 6.2.4–6.2.5. Анализ представленных данных позволяет заключить следующее:

- уменьшение доли конденсационной выработки электроэнергии по существующей части ТЭС приведет к уменьшению среднегодовых удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии существующим оборудованием на 24,6 и 18,7 г у.т./кВт.ч соответственно при расчете по физическому и пропорциональному методам относительно уровня 2013 года;

- ввод экономичного оборудования – ПГУ-220Т – даже при его работе в неотапливаемый период в конденсационном режиме обеспечит уменьшение среднегодовых удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии по ТЭС в целом на 95,9 и 150,4 г у.т./кВт.ч соответственно при расчете по физическому и пропорциональному методам относительно уровня 2013 года.

- сравнительно малые отличия удельных расходов топлива по физическому и пропорциональному методам по ПГУ обусловлены относительно малым влиянием паровой турбины на показатели ПГУ при расчете по пропорциональному методу.

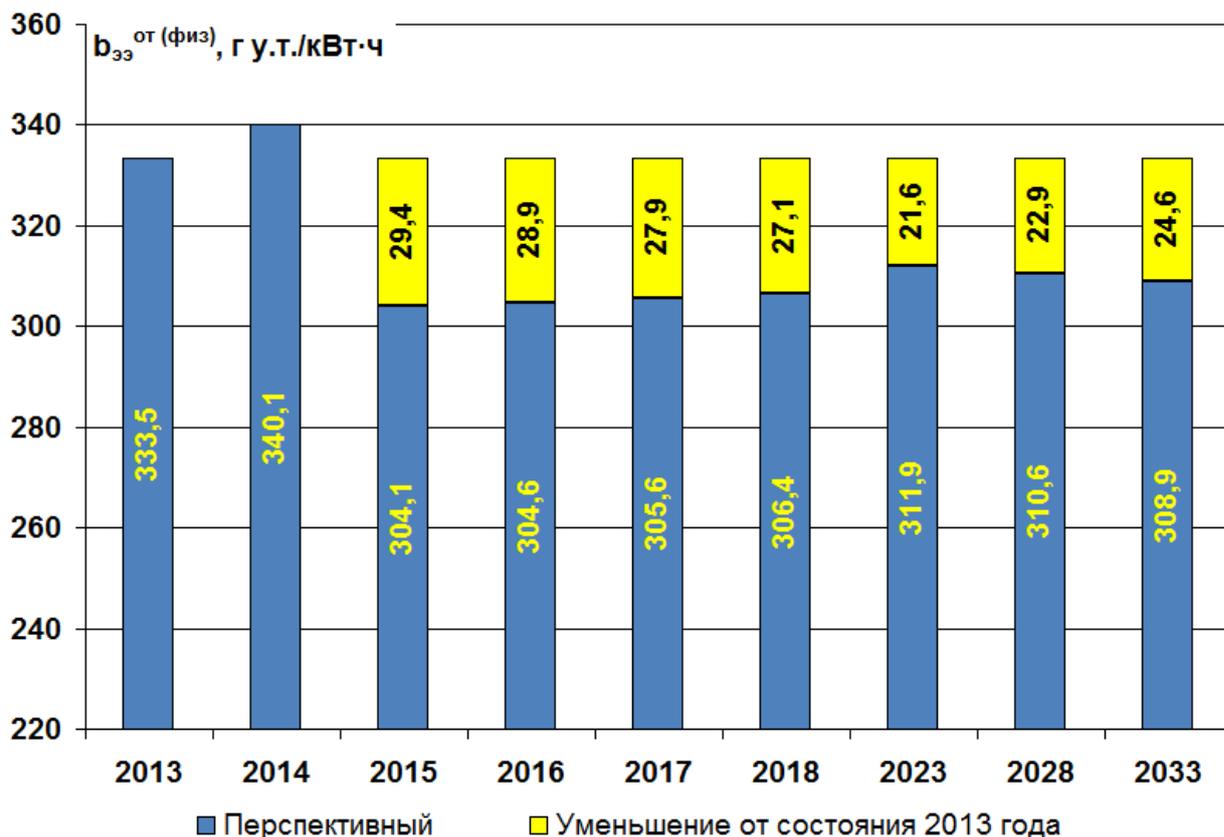


Рис.6.2.4 а. Прогноз на 2014 - 2033 годы удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии Кировской ТЭЦ-3 (физический метод) (существующее оборудование)

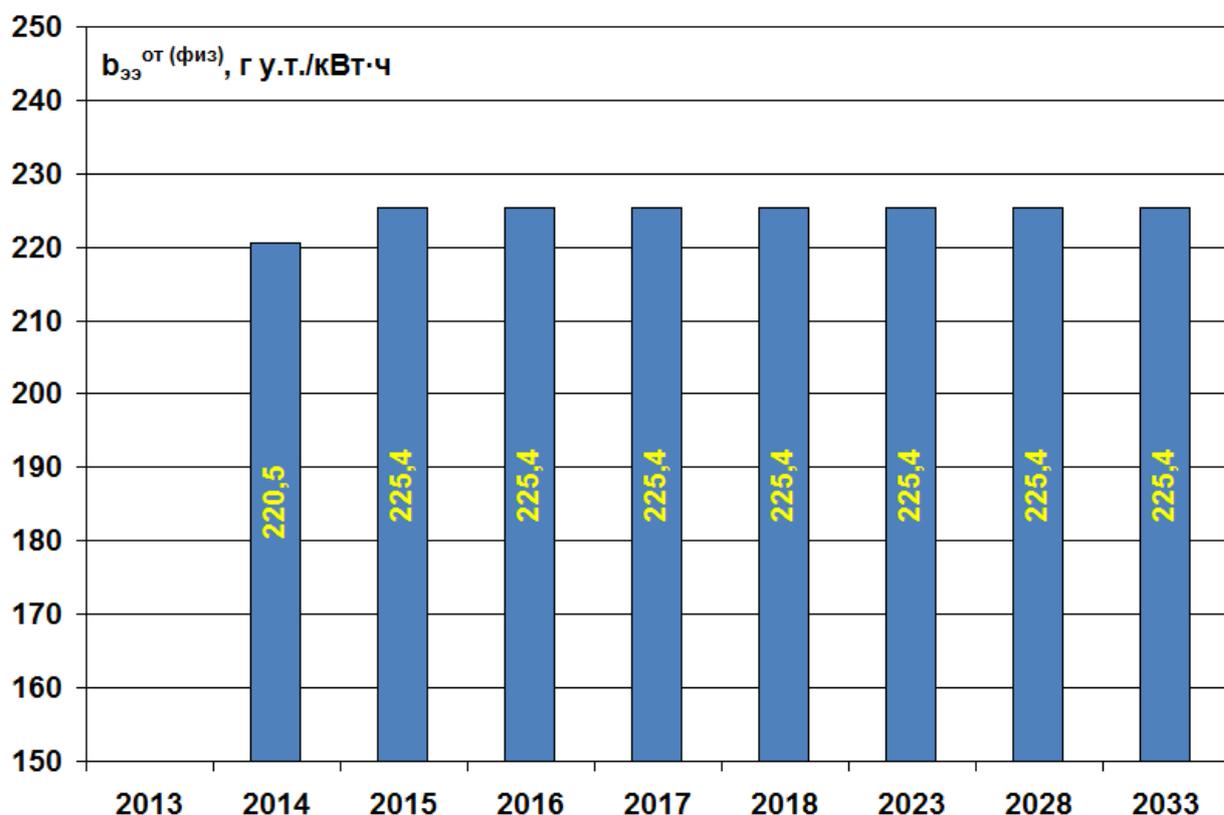


Рис.6.2.4 б. Прогноз на 2014 - 2033 годы удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии Кировской ТЭЦ-3 (физический метод) (вновь вводимая ПГУ-220Т)

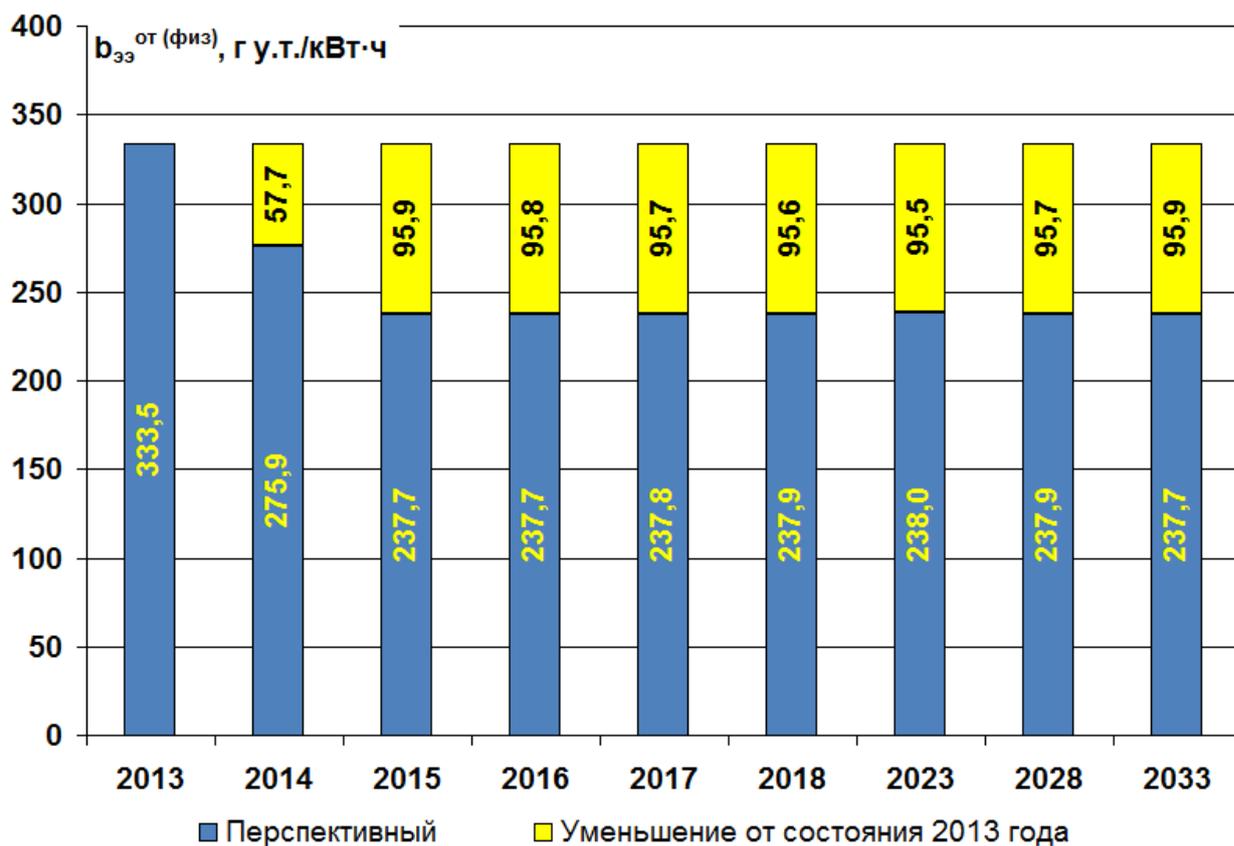


Рис.6.2.4 в. Прогноз на 2014 - 2033 годы удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии Кировской ТЭЦ-3 (физический метод) (ТЭЦ в целом)

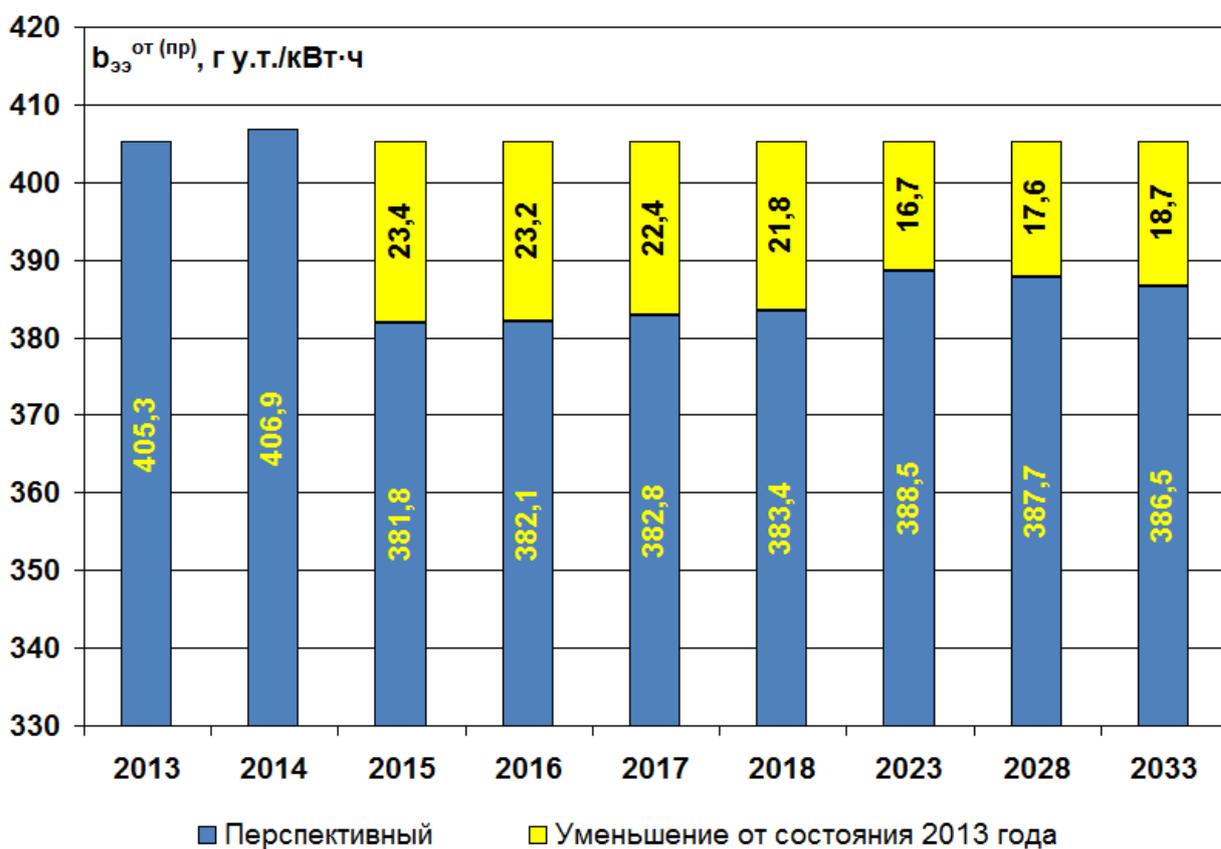


Рис.6.2.5 а. Прогноз на 2014 - 2033 годы удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии Кировской ТЭЦ-3 (пропорциональный метод) (существующее оборудование)

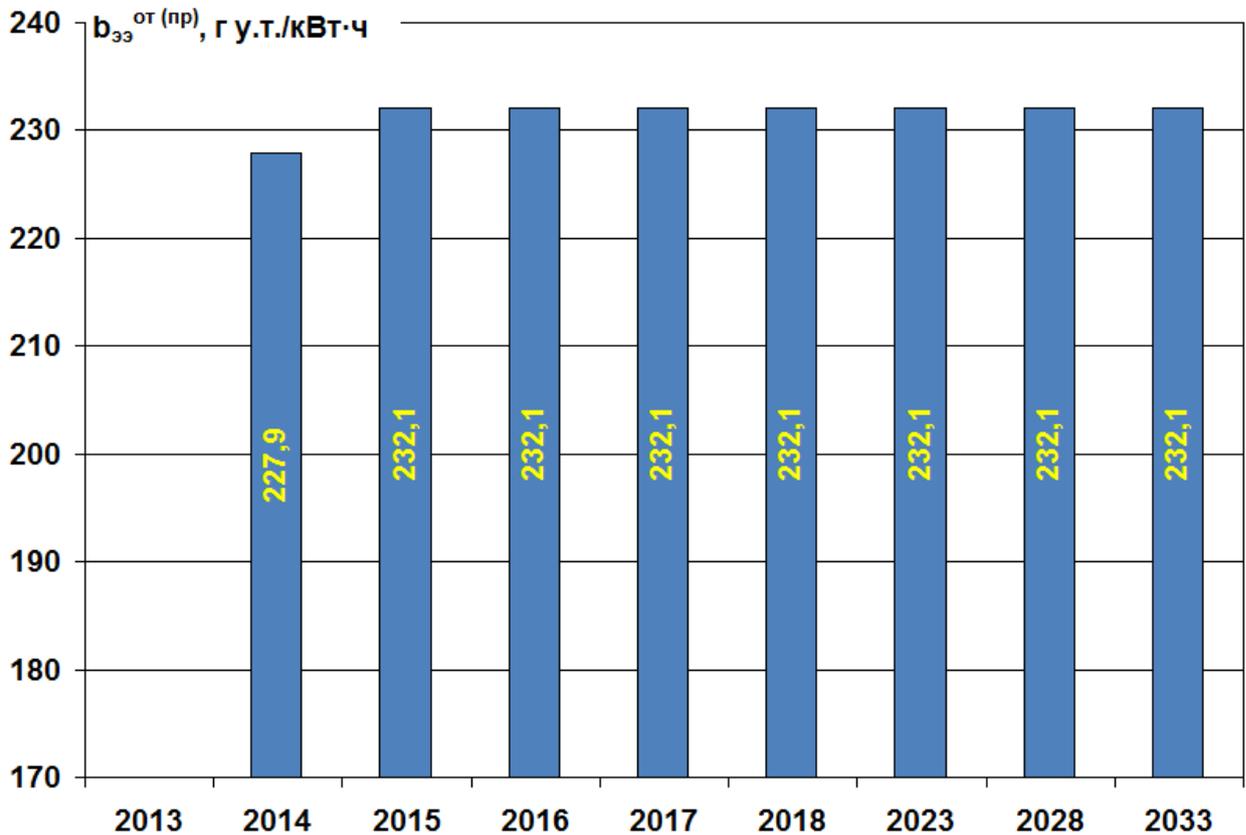


Рис.6.2.5 б. Прогноз на 2014 - 2033 годы удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии Кировской ТЭЦ-3 (пропорциональный метод) (вновь вводимая ПГУ-220Т)

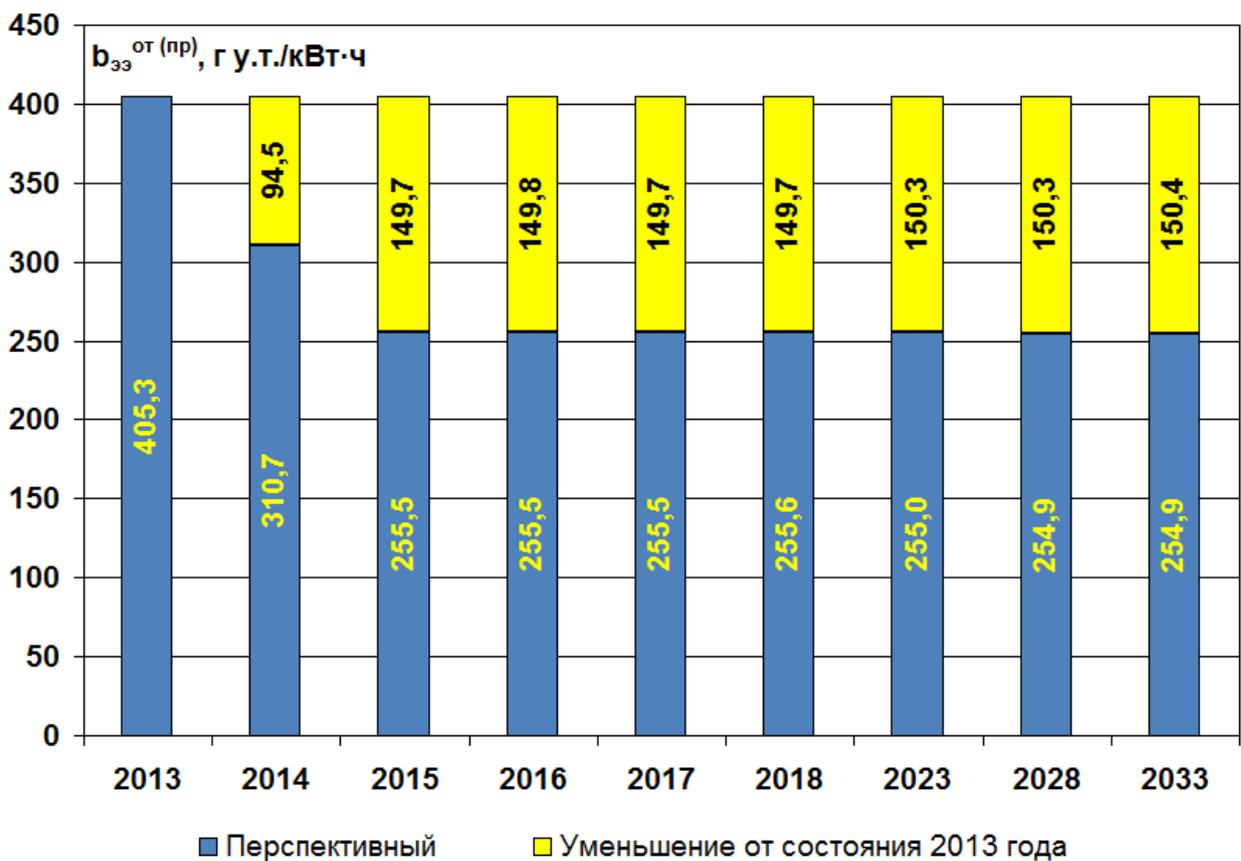


Рис.6.2.5в. Прогноз на 2014 - 2033 годы удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии Кировской ТЭЦ-3 (пропорциональный метод) (ТЭЦ в целом)

Перспективная динамика изменения отпуска тепловой энергии внешним потребителям и тепловой нагрузки источников тепла на ТЭЦ показана на рис. 6.2.6 – 6.2.8.

Общее уменьшение отпуска тепловой энергии ТЭЦ к 2033 году составит 73 697 Гкал, в т.ч.: 73 697 Гкал с горячей водой; 0 Гкал с паром.

Видно, что тепловая нагрузка ТЭЦ не может быть обеспечена без подключения ПВК в зимние месяцы вплоть до условий 2033 года. Однако доля отпуска тепла ПВК незначительна – около 0,5 % при условиях 2033 года.

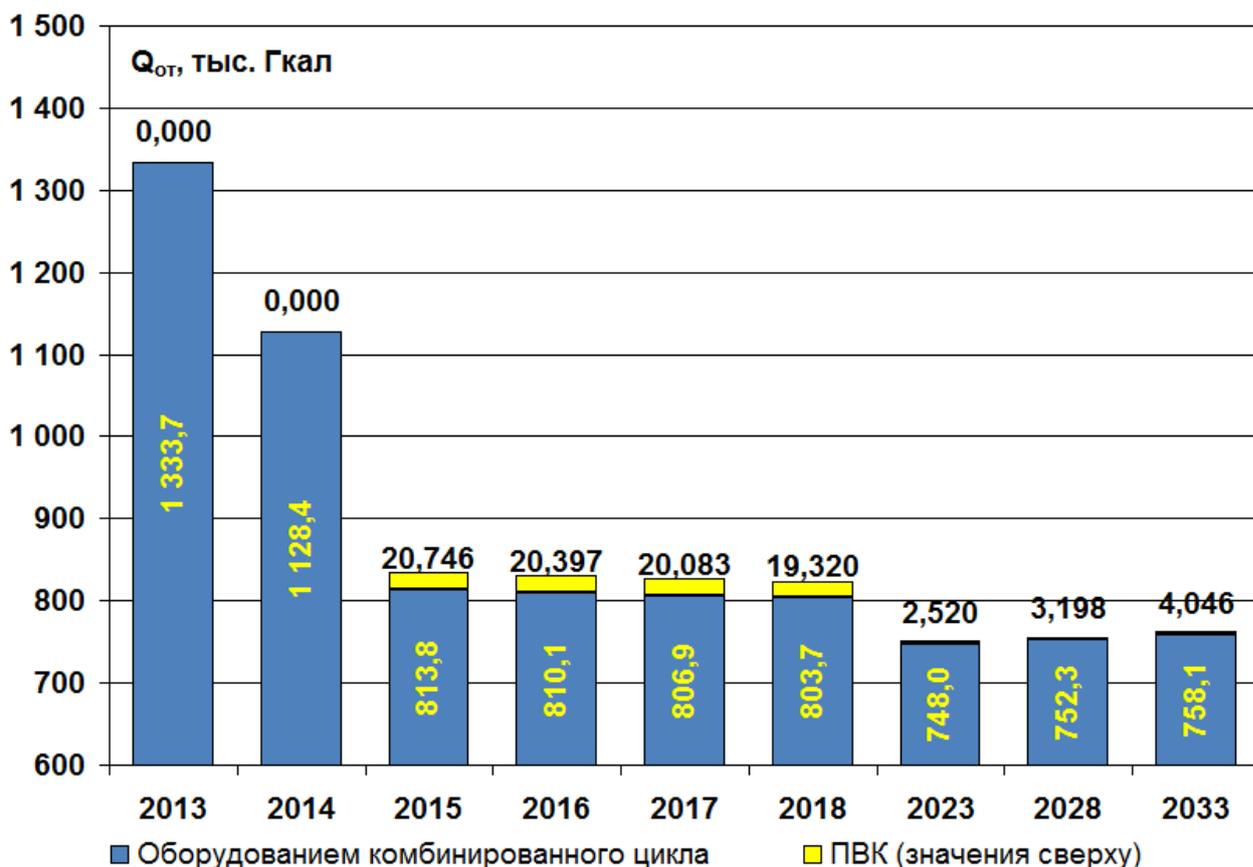


Рис. 6.2.6а. Прогноз на 2014 - 2033 годы отпуска Кировской ТЭЦ-3 тепловой энергии в целом (включая отпуск с паром) внешним потребителям (существующее оборудование)

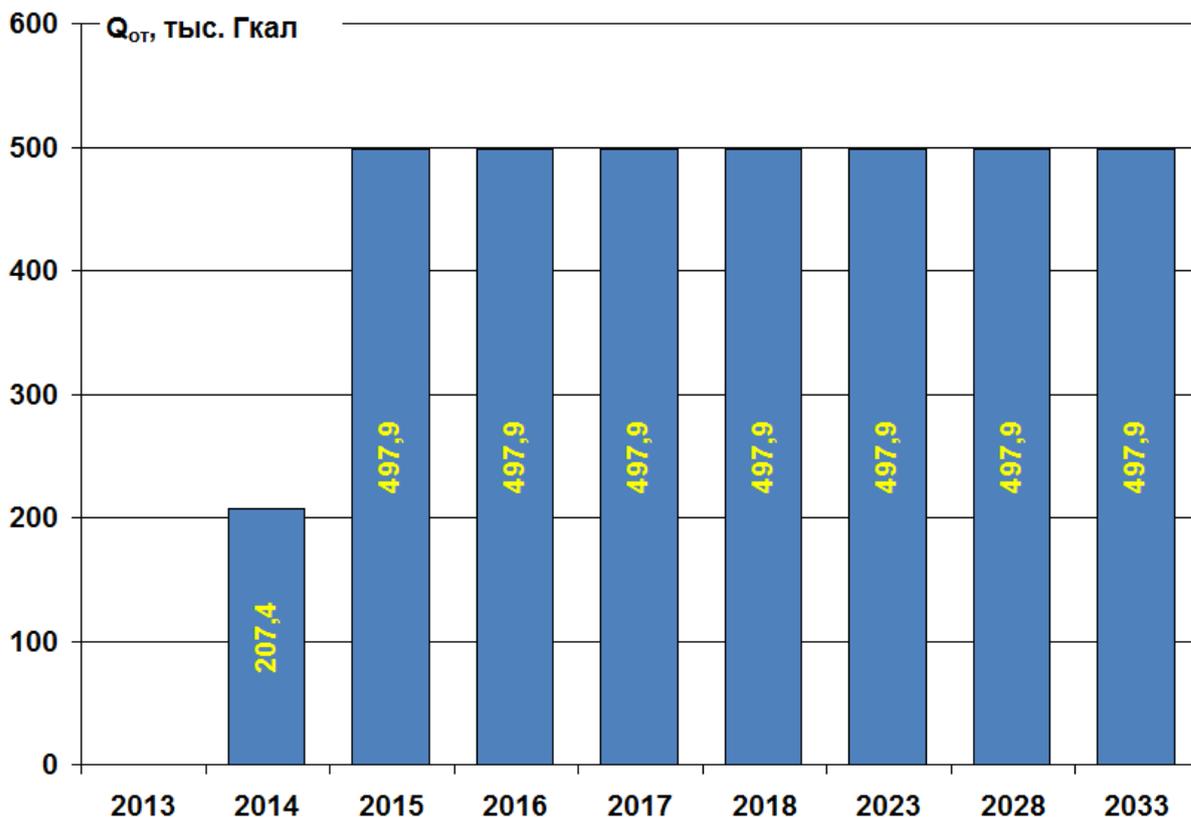


Рис. 6.2.6б. Прогноз на 2014 - 2033 годы отпуска Кировской ТЭЦ-3 тепловой энергии в целом внешним потребителям (вновь вводимая ПГУ-220Т)

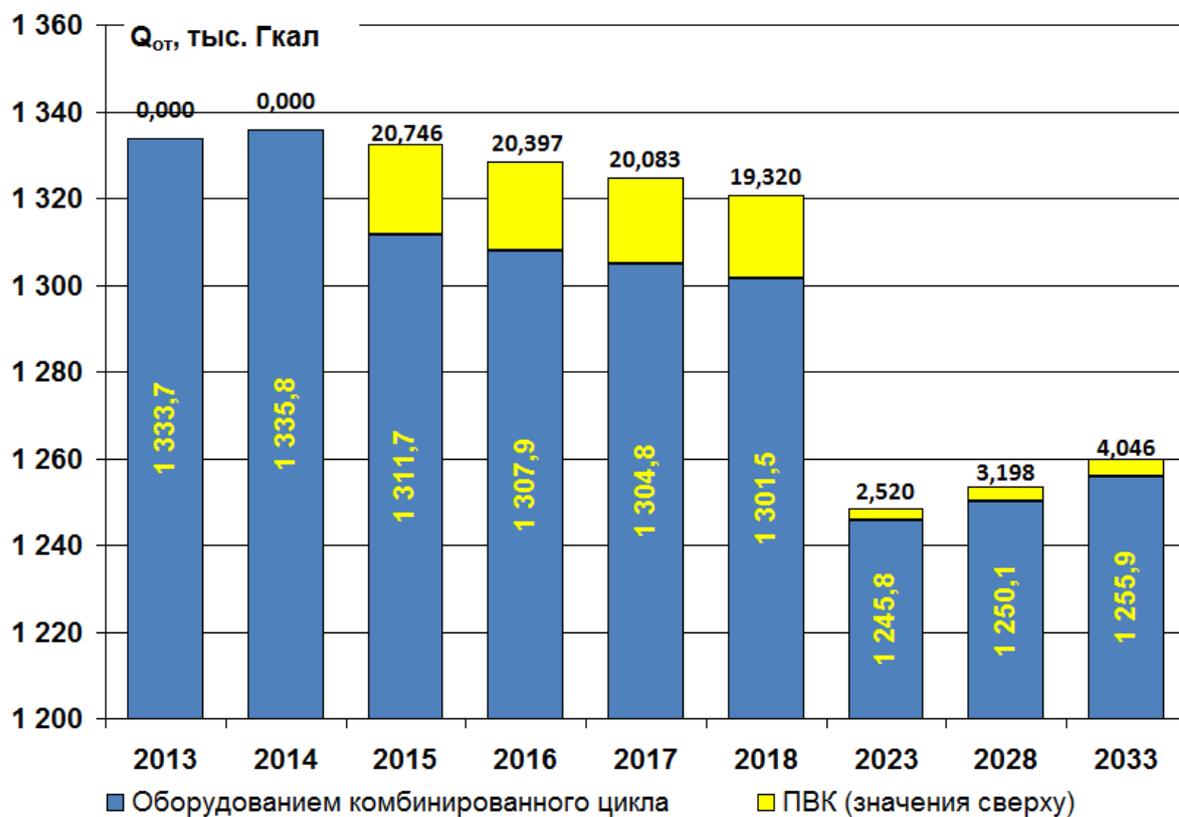


Рис. 6.2.6в. Прогноз на 2014 - 2033 годы отпуска Кировской ТЭЦ-3 тепловой энергии в целом (включая отпуск с паром) внешним потребителям (ТЭЦ в целом)

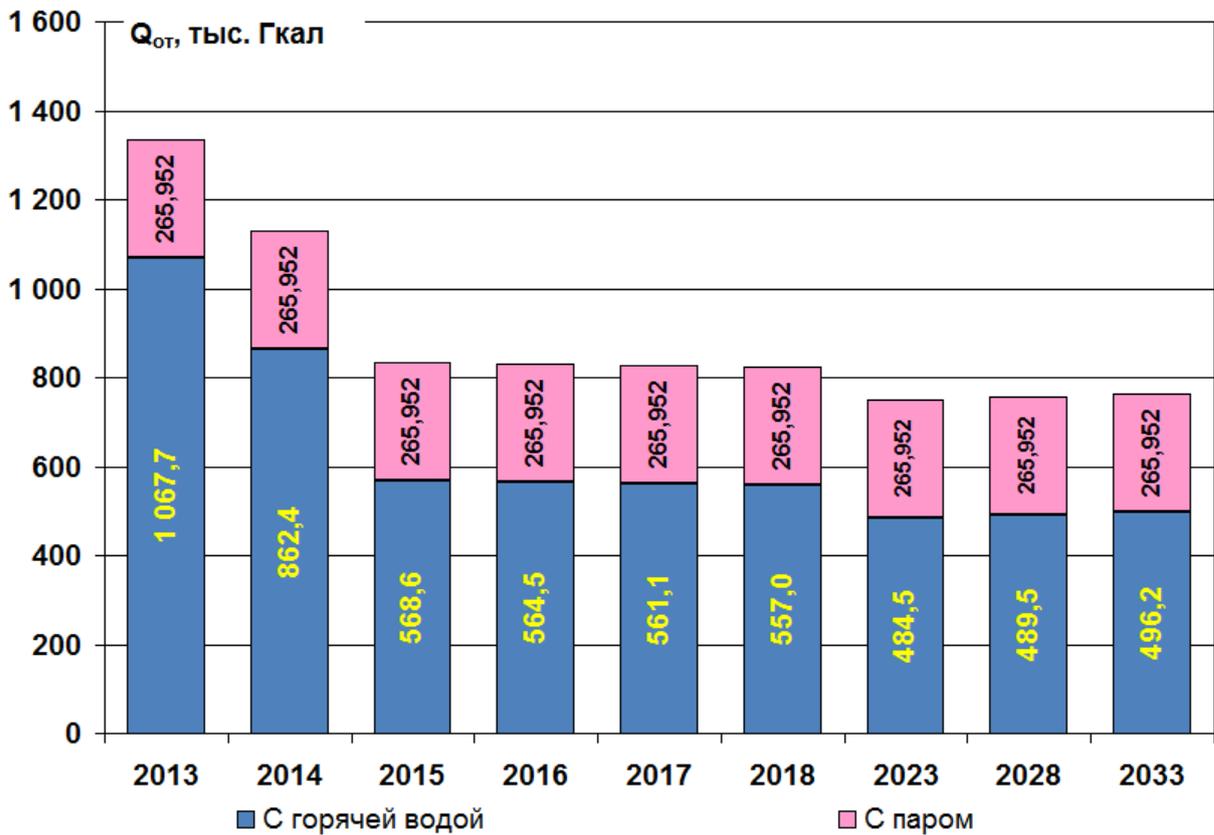


Рис.6.2.7а. Прогноз на 2014 - 2033 годы отпуска Кировской ТЭЦ-3 тепловой энергии внешним потребителям по видам теплоносителя (существующее оборудование)

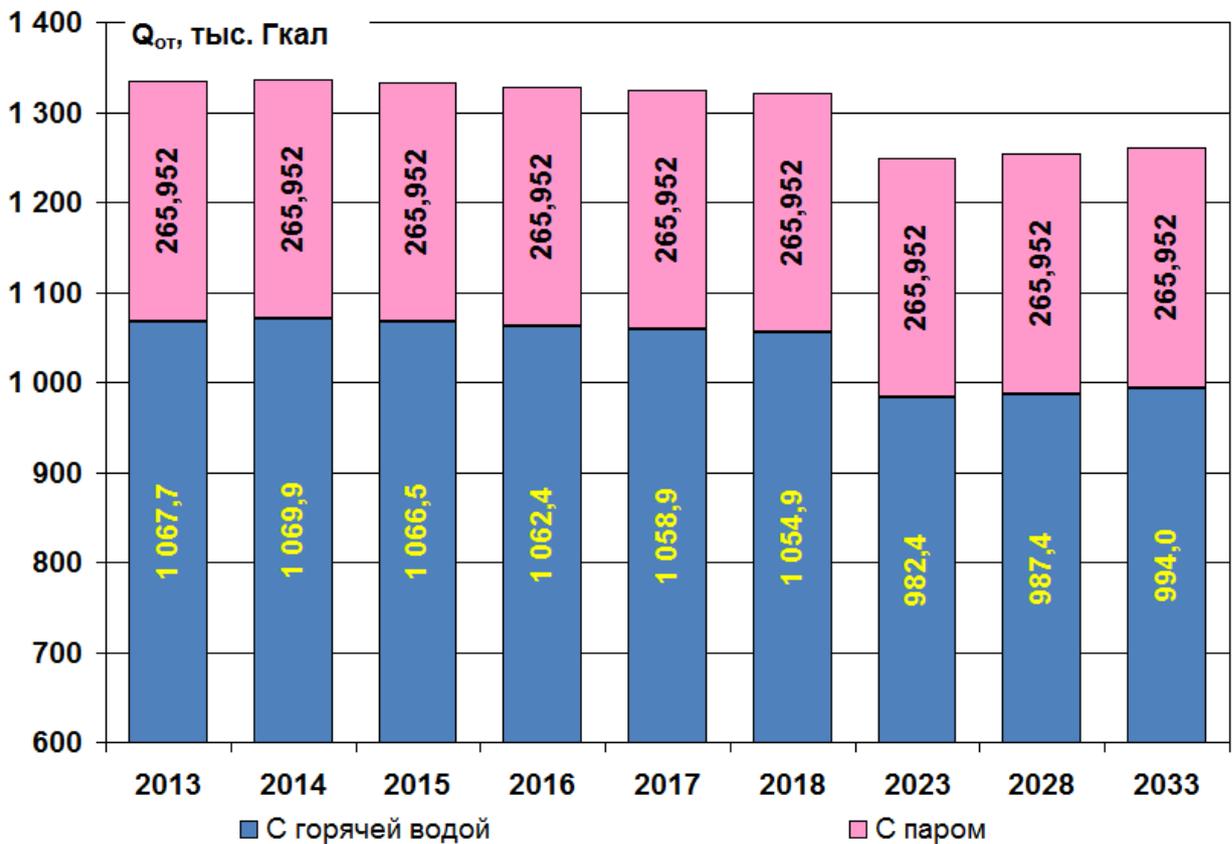


Рис.6.2.7б. Прогноз на 2014 - 2033 годы отпуска Кировской ТЭЦ-3 тепловой энергии внешним потребителям по видам теплоносителя (ТЭЦ в целом)

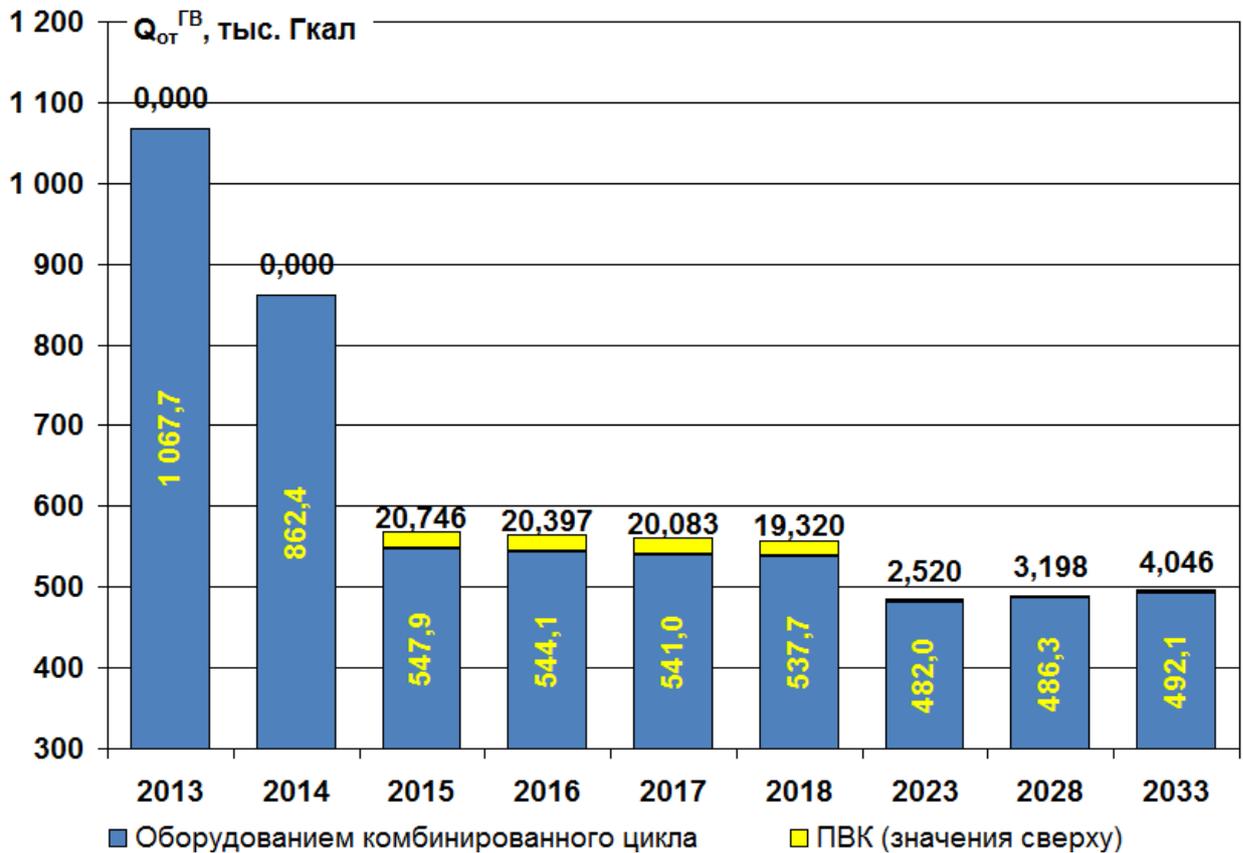


Рис.6.2.8а. Прогноз на 2014 - 2033 годы отпуска тепловой энергии внешним потребителям с горячей водой Кировской ТЭЦ-3 (существующее оборудование)

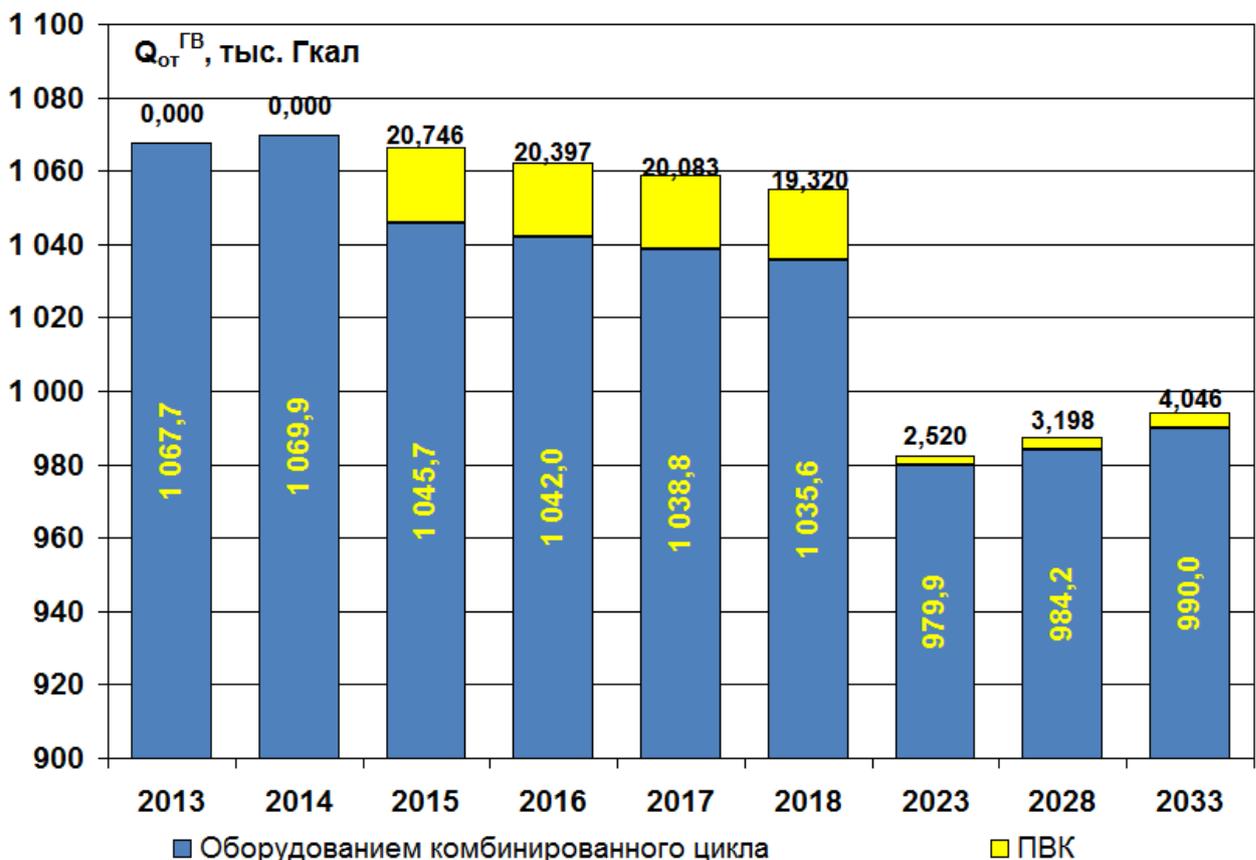


Рис.6.2.8б. Прогноз на 2014 - 2033 годы отпуска тепловой энергии внешним потребителям с горячей водой Кировской ТЭЦ-3 (ТЭЦ в целом)

Перспективная динамика изменения удельных расходов условного топлива на отпуск тепловой энергии отражена на рис. 6.2.9–6.2.10. Представленные данные позволяют сделать следующие выводы:

- существенно уменьшение отпуска тепла от существующей части ТЭЦ с увеличением доли отпуска тепла с паром (из-за передачи части нагрузки в сетевой водой на ПГУ-220Т), а также соответствующее увеличение доли технологических потерь тепла, связанных с отпуском тепла внешним потребителям, обуславливает увеличение удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии существующим оборудованием при расчете по физическому методу на 3,8 кг у.т./Гкал относительно уровня 2013 года. При расчете по пропорциональному методу это увеличение еще более существенно (из-за увеличения доли выработки электроэнергии на тепловом потреблении) – на 7,5 кг у.т./Гкал;

- удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии ПГУ-220Т практически не изменяется с момента ввода её в эксплуатацию и существенно меньше, чем базовые показатели тепловой экономичности ТЭЦ до ввода ПГУ;

- несмотря на некоторое уменьшение отпуска тепла ТЭЦ в целом в прогнозируемом периоде с соответствующим увеличением доли технологических потерь тепла, наблюдается общее увеличение тепловой экономичности ТЭЦ по отпуску тепла, обусловленное вводом ПГУ: удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии по ТЭЦ в целом при расчете по физическому методу уменьшится к 2033 году на 5,4 кг у.т./Гкал относительно уровня 2013 года;

- некоторое увеличение удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии в целом по ТЭЦ при расчете по пропорциональному методу относительно уровня 2013 года обусловлено особенностями расчета по этому методу показателей тепловой экономичности ПГУ и не отражает реального изменения экономичности оборудования.

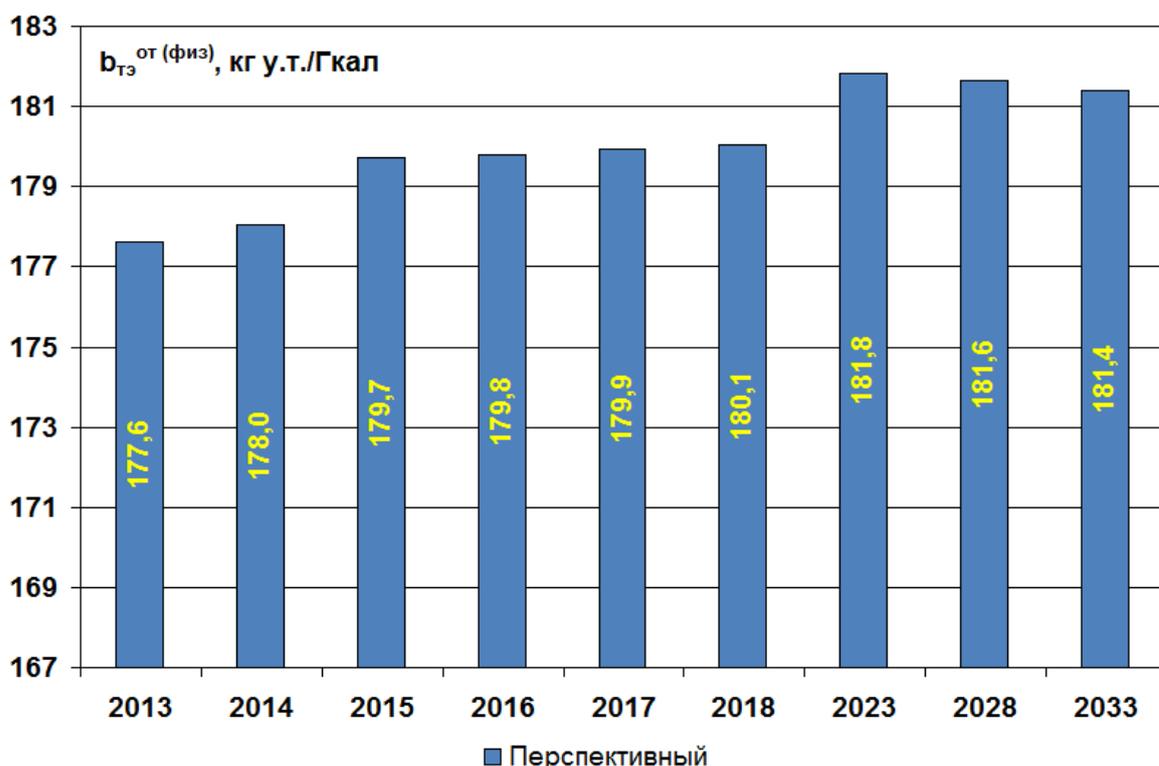


Рис. 6.2.9а. Прогноз на 2014 - 2033 годы удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии Кировской ТЭЦ-3 (физический метод) (существующее оборудование)

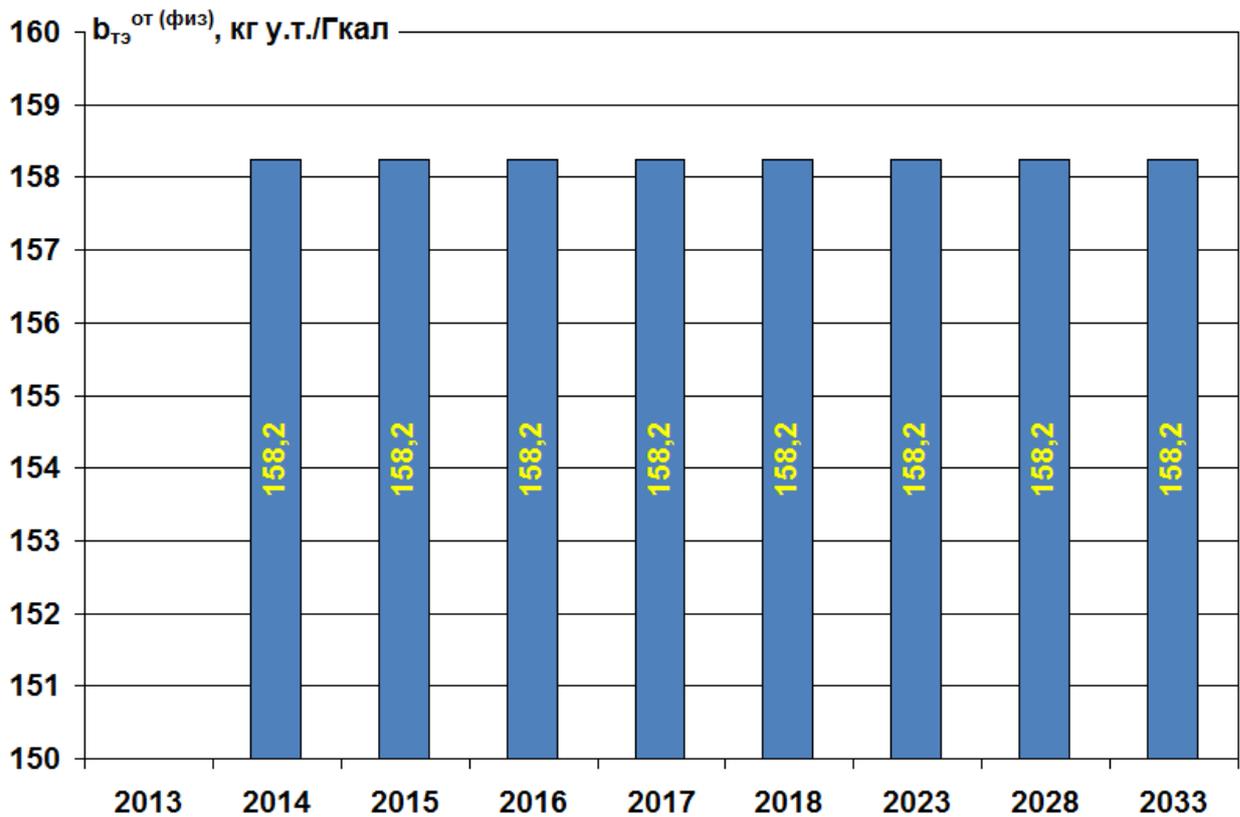


Рис. 6.2.9б. Прогноз на 2014 - 2033 годы удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии Кировской ТЭЦ-3 (физический метод) (вновь вводимая ПГУ-220Т)

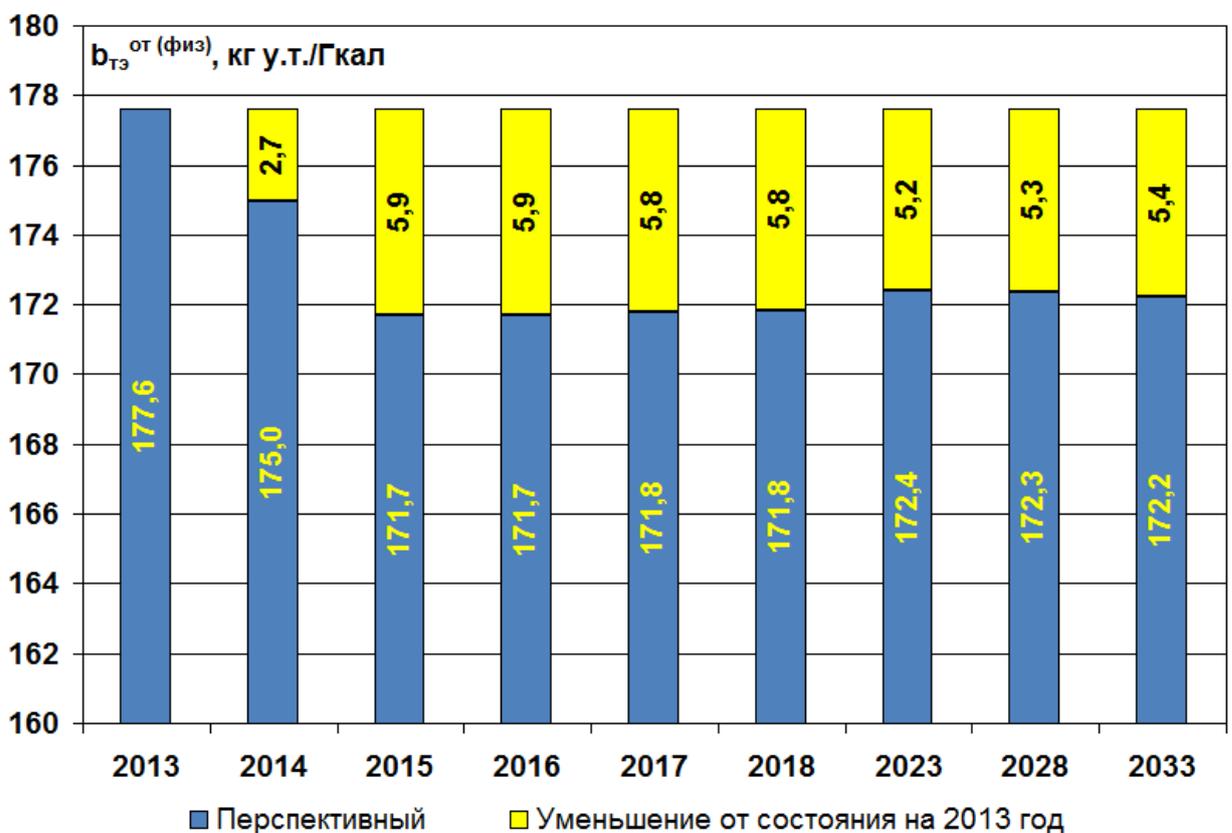


Рис. 6.2.9в. Прогноз на 2014 - 2033 годы удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии Кировской ТЭЦ-3 (физический метод) (ТЭЦ в целом)

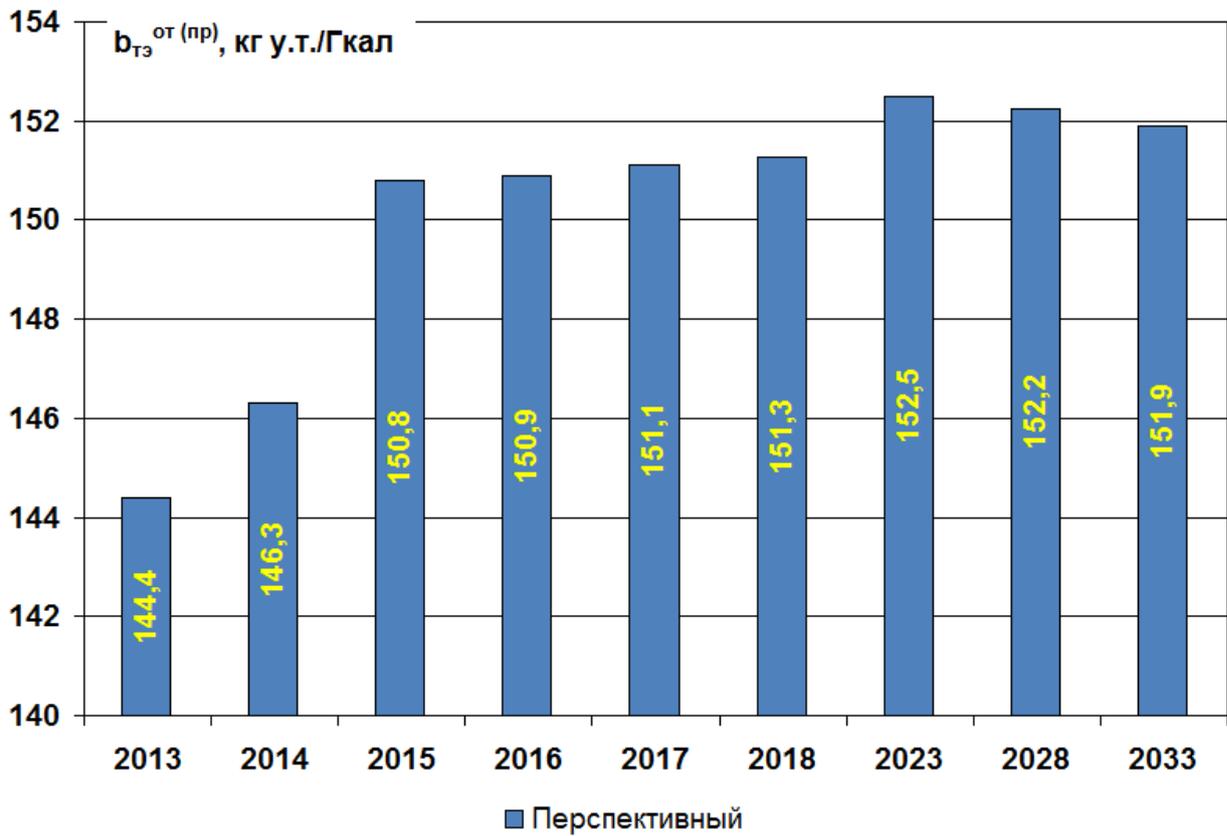


Рис. 6.2.10а. Прогноз на 2014 - 2033 годы удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии Кировской ТЭЦ-3 (пропорциональный метод) (существующее оборудование)

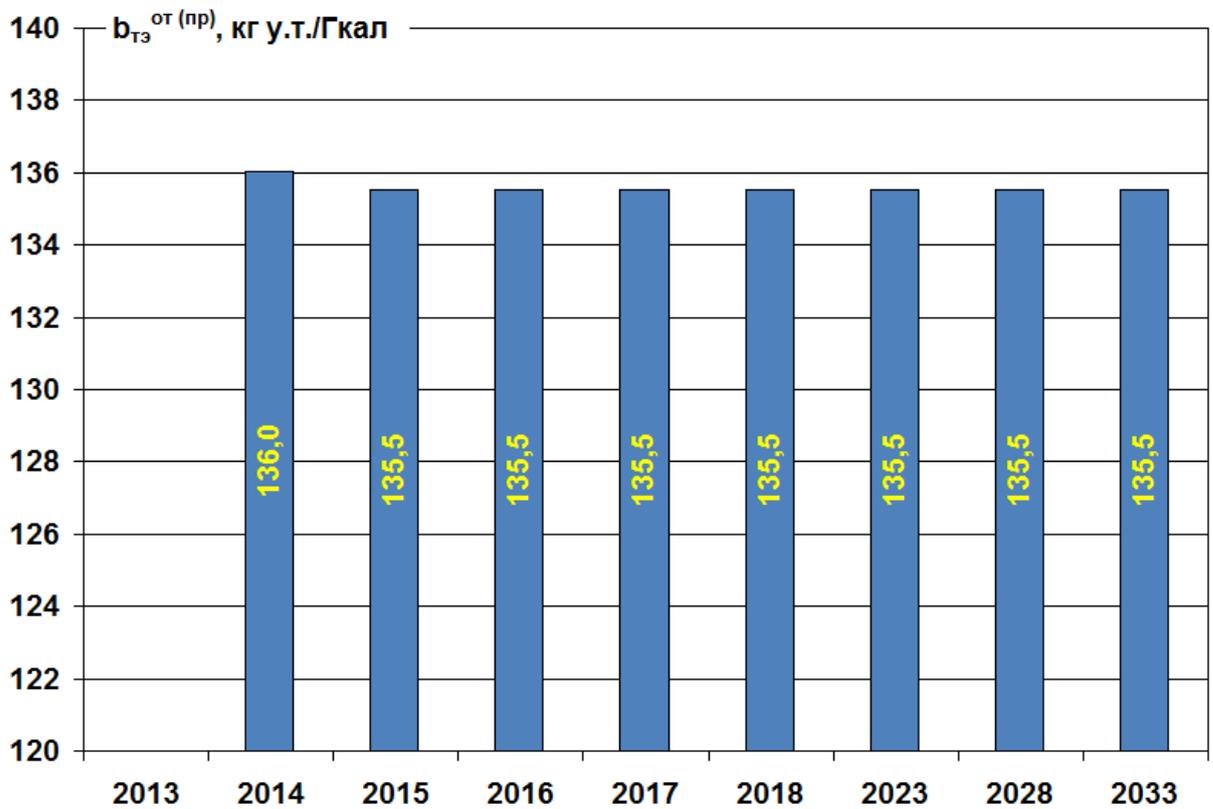


Рис. 6.2.10б. Прогноз на 2014 - 2033 годы удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии Кировской ТЭЦ-3 (пропорциональный метод) (вновь вводимая ПГУ-220Т)

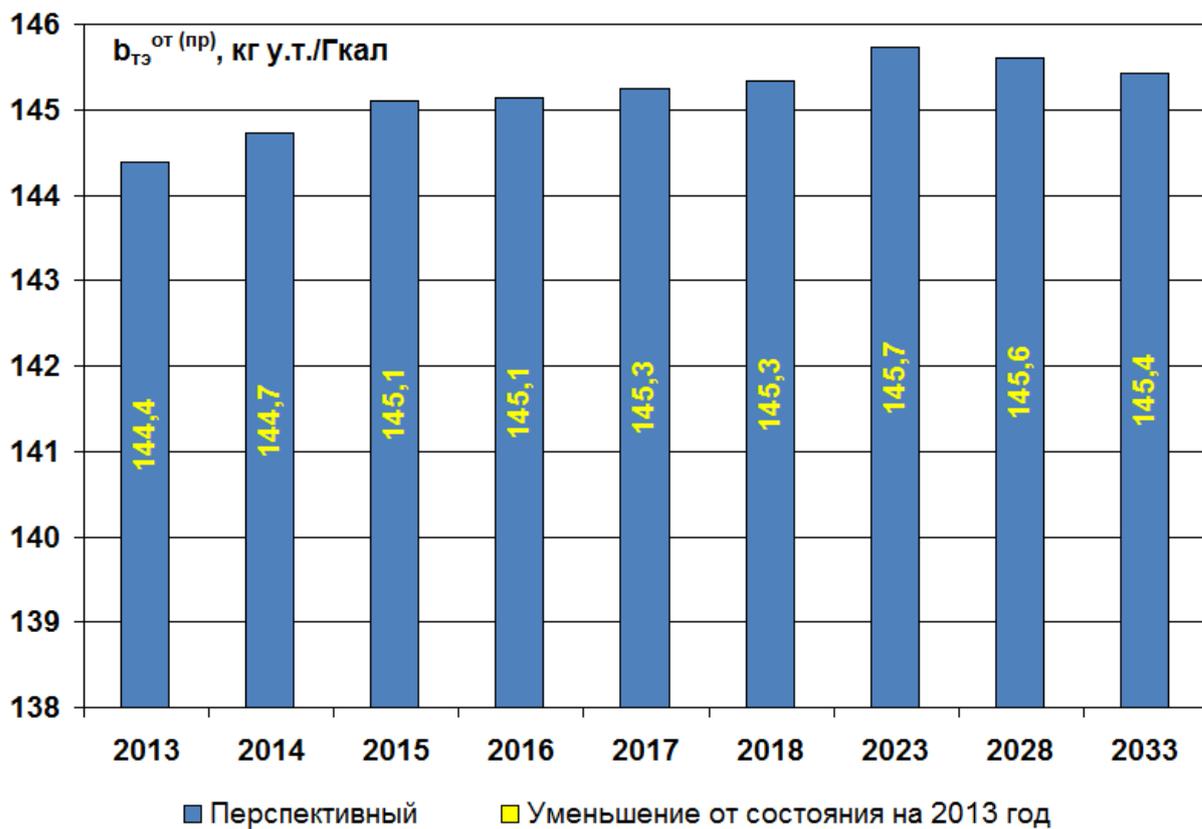


Рис. 6.2.10в. Прогноз на 2014 - 2033 годы удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии Кировской ТЭЦ-3 (пропорциональный метод) (ТЭЦ в целом)

### 6.2.2. Анализ результатов расчета технико-экономических показателей по котельной микрорайона Каринторф

Определяющими при расчете показателей работы котельных в перспективном периоде являются изменения отпуска тепловой энергии с коллекторов в сравнении с фактическим отпуском тепловой энергии в базовом периоде (помесячно).

Перспективное увеличение тепловых нагрузок котельных котельной микрорайона Каринторф на период 2014 – 2028 гг. показан в табл. 6.2.1.

Таблица 6.2.1

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Рассматриваемый период, год							
			2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 – 2023 гг.	2024 - 2028 гг.	2029 - 2033 гг.
5	Тепловая нагрузка ГВС потребителей	Гкал/ч	0,0	0,0	0,136	0,304	0,447	0,61	0,61	0,61
6	Подключенная тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	4,0	4,0	4,136	4,304	4,447	4,61	4,61	4,61
7	Резерв/дефицит тепловой энергии	Гкал/ч	1,32	1,32	1,22	1,12	1,02	0,72	0,72	0,72

Результаты расчета прогнозируемых технико-экономических показателей котельной микрорайона Каринторф на период 2014–2028 гг. приведен в табл. 6.2.2.

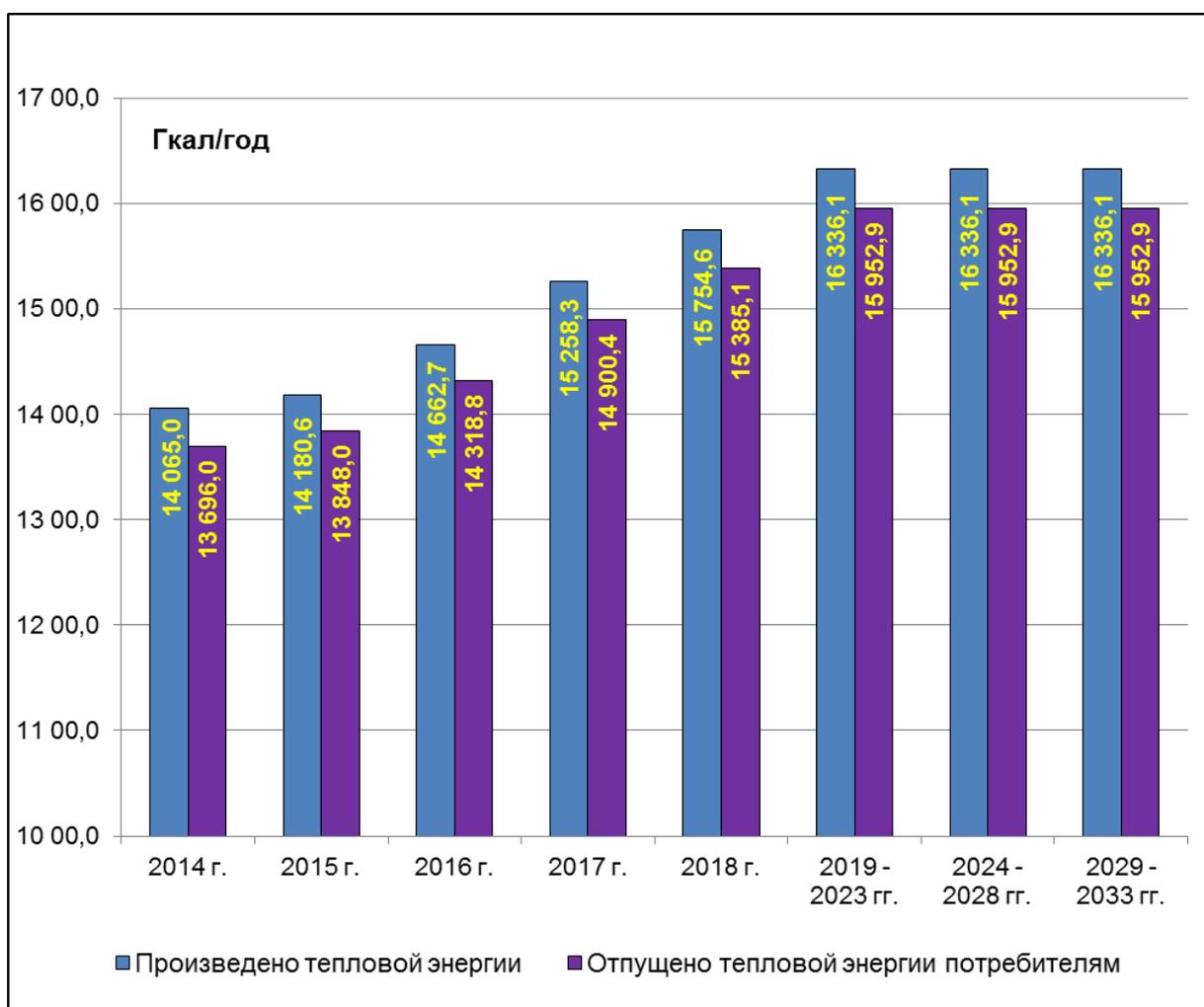
Таблица 6.2.2

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Рассматриваемый период, год							
			2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 – 2023 гг.	2024 - 2028 гг.	2029 - 2033 гг.
1	Тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	4,0	4,0	4,136	4,304	4,447	4,61	4,61	4,61
2	Выработка тепловой энергии брутто	Гкал/год	14 065	14 181	14 663	15 258	15 755	16 336	16 345	16 354
3	Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной	Гкал/год	13 696	13 848	14 319	14 900	15 385	15 953	15 959	15 958
4	Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов,	кг у.т. / Гкал	159,5	159,6	159,7	159,7	159,7	159,8	159,8	159,9
5	Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии,	кг у.т. / Гкал	155,5	155,6	155,7	155,7	155,7	155,8	155,8	155,9
6	Суммарный расход условного топлива за год,	тыс. т у.т.	2130,3	2208,8	2283,9	2376,6	2453,9	2544,5	2544,5	2544,5
7	Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2014 год,	тыс. т у.т.	0,0	65,5	140,6	233,3	310,6	401,2	401,9	403,5

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Рассматриваемый период, год							
			2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 – 2023 гг.	2024 - 2028 гг.	2029 - 2033 гг.
8	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной	тыс. Гкал	33,1	34,3	35,6	37,1	38,3	39,9	39,9	40,0
9	То же, % (от выработки тепла брутто котлами)	%	2,4	2,42	2,43	2,43	2,43	2,44	2,44	2,45

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей котельной мкр. Каринторф на период 2014 – 2033 гг. приведены в табл. 6.2.2 и на рис. 6.2.11 – 6.2.15.

Перспективная годовая выработка тепловой энергии и отпуск тепловой энергии внешним потребителям от котельной мкр. Каринторф в период 2014 - 2033 гг. показаны на графике рис. 6.2.11.



**Рис. 6.2.11. Перспективная годовая выработка тепловой энергии и отпуск тепловой энергии внешним потребителям от котельной мкр. Каринторф в период 2014 - 2033 гг.**

Прогноз удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии от котельной мкр. Каринторф на 2014 - 2033 гг. приведен на графике рис. 6.2.12.

Прогноз группового КПД котлов брутто и КПД котлов нетто котельной мкр. Каринторф на 2014 - 2033 гг. приведен на графике рис. 6.2.13. Прогноз расхода тепловой энергии на собственные нужды котельной мкр. Каринторф на 2014 - 2033 гг. представлен на графике

рис. 6.2.14. Прогноз относительного расхода тепла на собственные нужды котельной мкр. Каринторф на 2014 - 2033 гг. представлен на графике рис. 6.2.15.

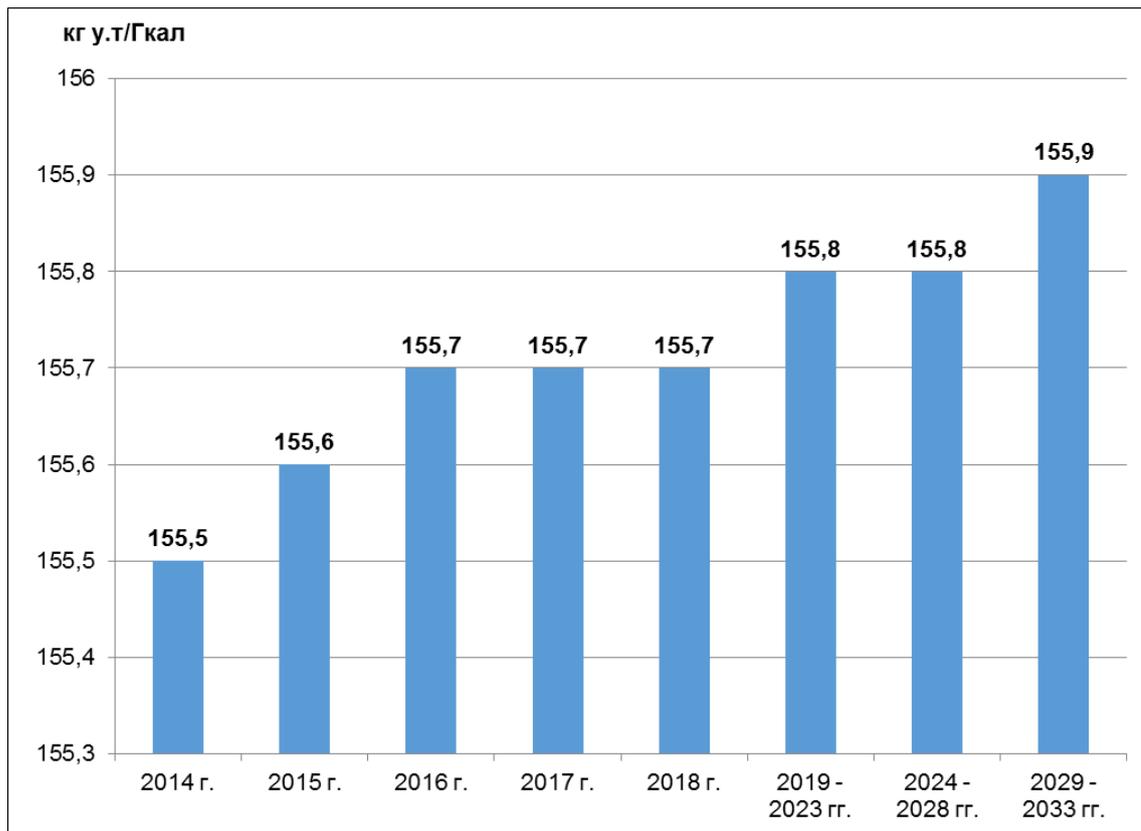


Рис. 6.2.12. Прогноз удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии котельной мкр. Каринторф на 2014 - 2033 гг.

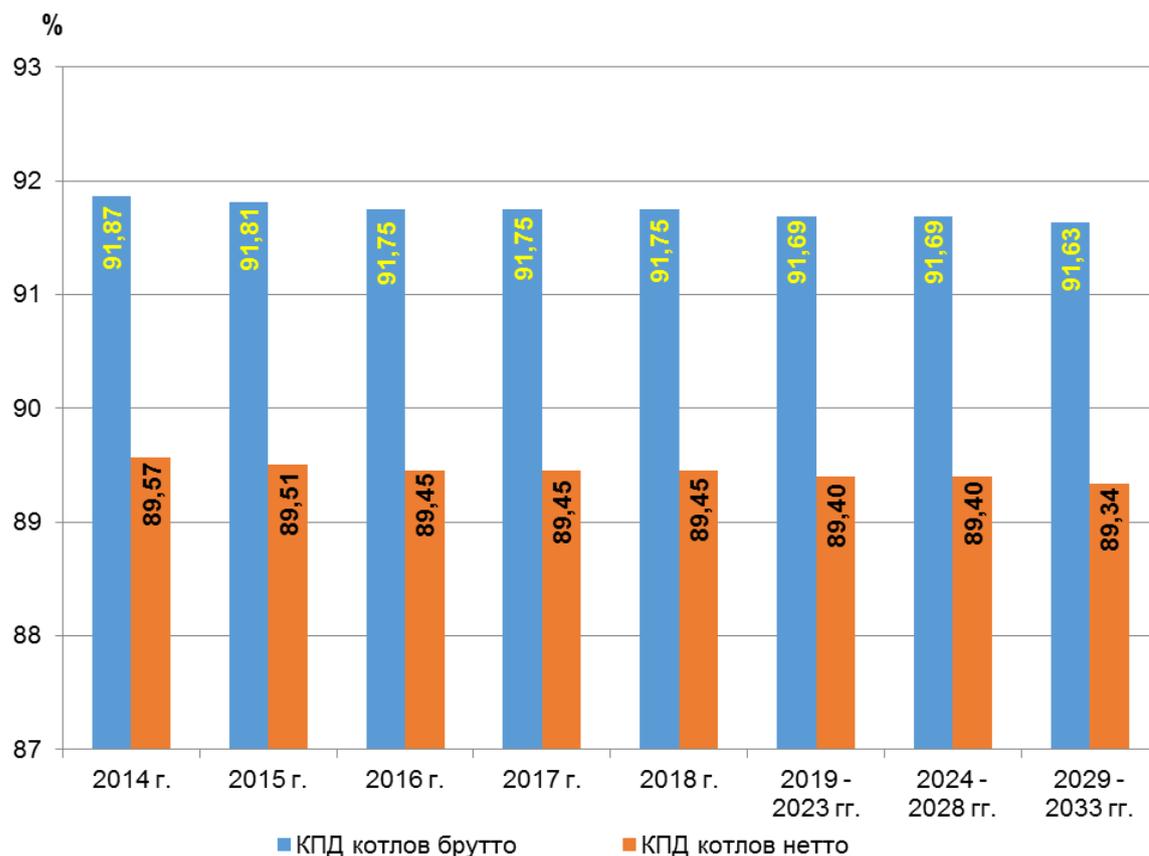


Рис. 6.2.13. Прогноз группового КПД котлов брутто и КПД котлов нетто котельной мкр. Каринторф на 2014 - 2033 гг.

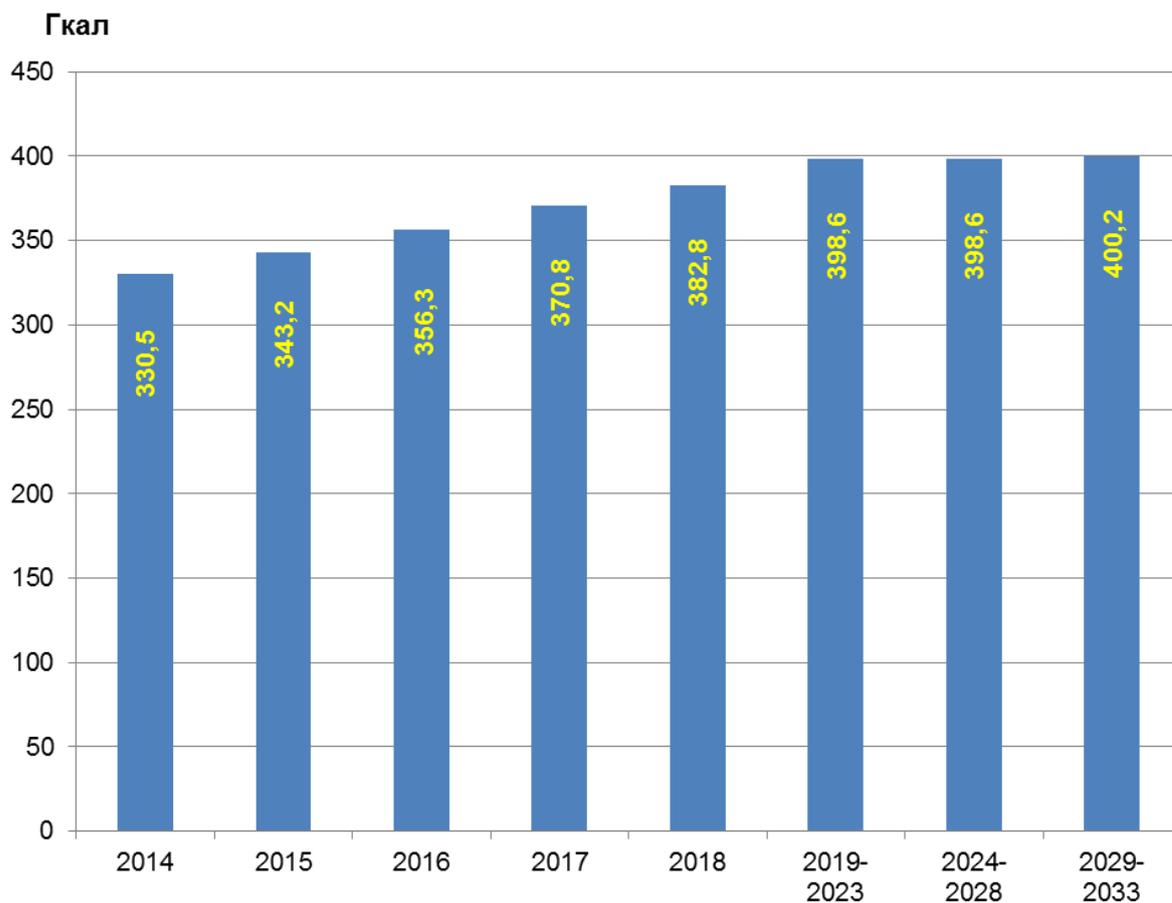


Рис. 6.2.14. Прогноз расхода тепловой энергии на собственные нужды котельной мкр. Каринторф на 2014 - 2033 гг.

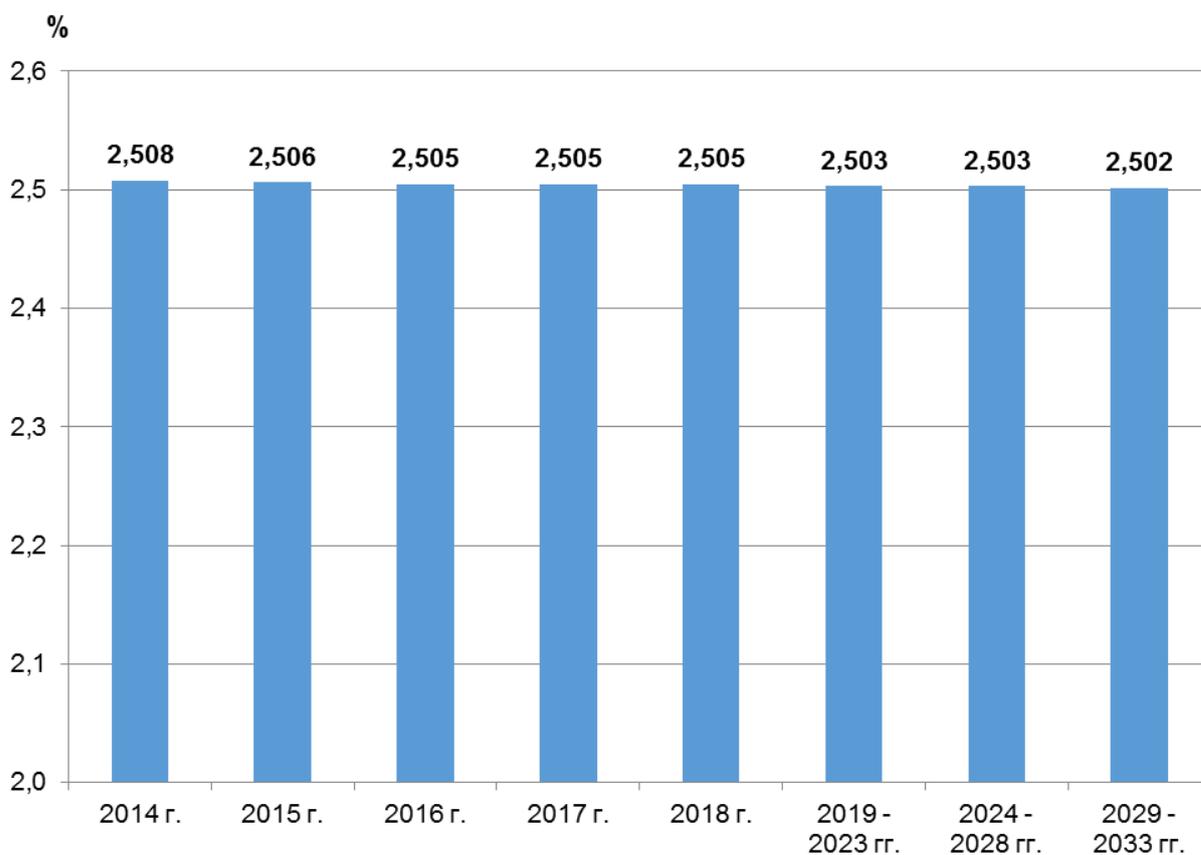


Рис. 6.2.15. Прогноз относительного расхода тепла на собственные нужды котельной мкр. Каринторф на 2014 - 2033 гг.

### **6.3. Определение перспективных режимов загрузки оборудования Кировской ТЭЦ-3 по присоединенной тепловой нагрузке**

Показатели перспективных режимов загрузки оборудования Кировской ТЭЦ-3 на период 2014 – 2033 годы приведены в табл. 6.1.4. и на рис. 6.3.1 – 6.3.10. Представленные данные позволяют сделать следующие выводы:

- перспективные режимы работы турбоагрегатов ПТ-30-90 ст. № 3, Т-25-90 ст. № 4 и Т-27-90 ст. № 5 до 2014 года включительно характеризуются некоторым уменьшением тепловых нагрузок регулируемых отборов в соответствии с уменьшением отпуска тепла внешним потребителям; с 2015 года работу указанных турбоагрегатов не планируется в соответствии с рассматриваемым вариантом развития ТЭЦ;

- перспективные режимы работы турбоагрегатов Т-46-90 ст. № 6 и ПТ-30-90 ст. № 8 до 2014 года включительно также характеризуются некоторым уменьшением тепловых нагрузок регулируемых отборов в соответствии с уменьшением отпуска тепла внешним потребителям; с 2015 года после ввода ПГУ, вывода из эксплуатации прочих турбин существующей части ТЭЦ тепловая нагрузка турбоагрегатов Т-46-90 ст. № 6 и ПТ-30-90 ст. № 8 будет увеличена, а в период с 2015 по 2033 годы будет изменяться в соответствии с динамикой отпуска тепла ТЭЦ в целом с горячей водой;

- в среднем по каждому году планируемого периода имеется существенный диапазон регулирования электрической нагрузки турбоагрегатов по электрическому графику нагрузки, однако в зимние месяцы турбоагрегаты Т-46-90 ст. № 6 и ПТ-30-90 ст. № 8 будут работать при максимальных нагрузках теплофикационного отбора, что обуславливает необходимость подключения ПВК;

- среднегодовая электрическая нагрузка газовой турбины составляет около 90 % от номинальной; в зимний период ПГУ будет работать при номинальной электрической нагрузке для обеспечения заданных отпусков тепловой энергии от ПГУ;

- работа турбоагрегата Т-63/76-8,8 ПГУ характеризуется близкой к максимальной тепловой нагрузкой в отопительный период и отсутствием отпуска тепла в неоперативный период; в среднем за каждый год имеется существенный диапазон регулирования электрической нагрузки турбоагрегата по электрическому графику нагрузки;

- перспективные режимы работы энергетических котлов характеризуются постепенным увеличением средней тепловой нагрузки работающих котлов вплоть до 2033 года, что обусловлено оптимизацией распределения нагрузки и выбора состава работающих котлов; котлы ст. № 5-8 будут выводиться из эксплуатации в соответствии с рассматриваемым вариантом развития ТЭЦ;

- среднегодовая теплопроизводительность котла-утилизатора составляет около 90 % номинальной; при этом в зимние месяцы котел будет работать с номинальной нагрузкой;

- тепловая нагрузка ТЭЦ не может быть обеспечена без подключения ПВК в зимние месяцы вплоть до условий 2033 года; при этом требуется работа одного котла в течение относительно коротких промежутков времени.

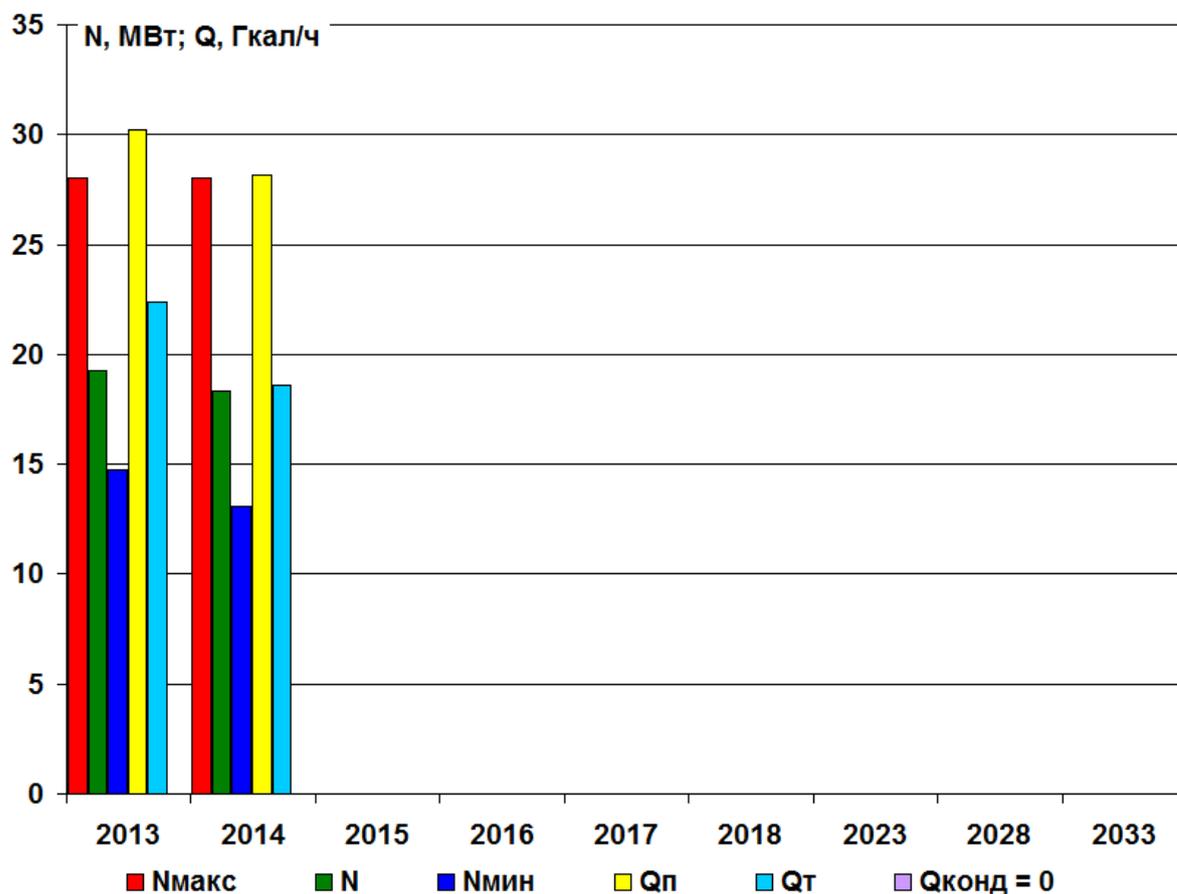


Рис. 6.3.1. Показатели перспективных режимов загрузки турбоагрегата ПТ-25-90 ст. № 3 на 2014 - 2033 гг.

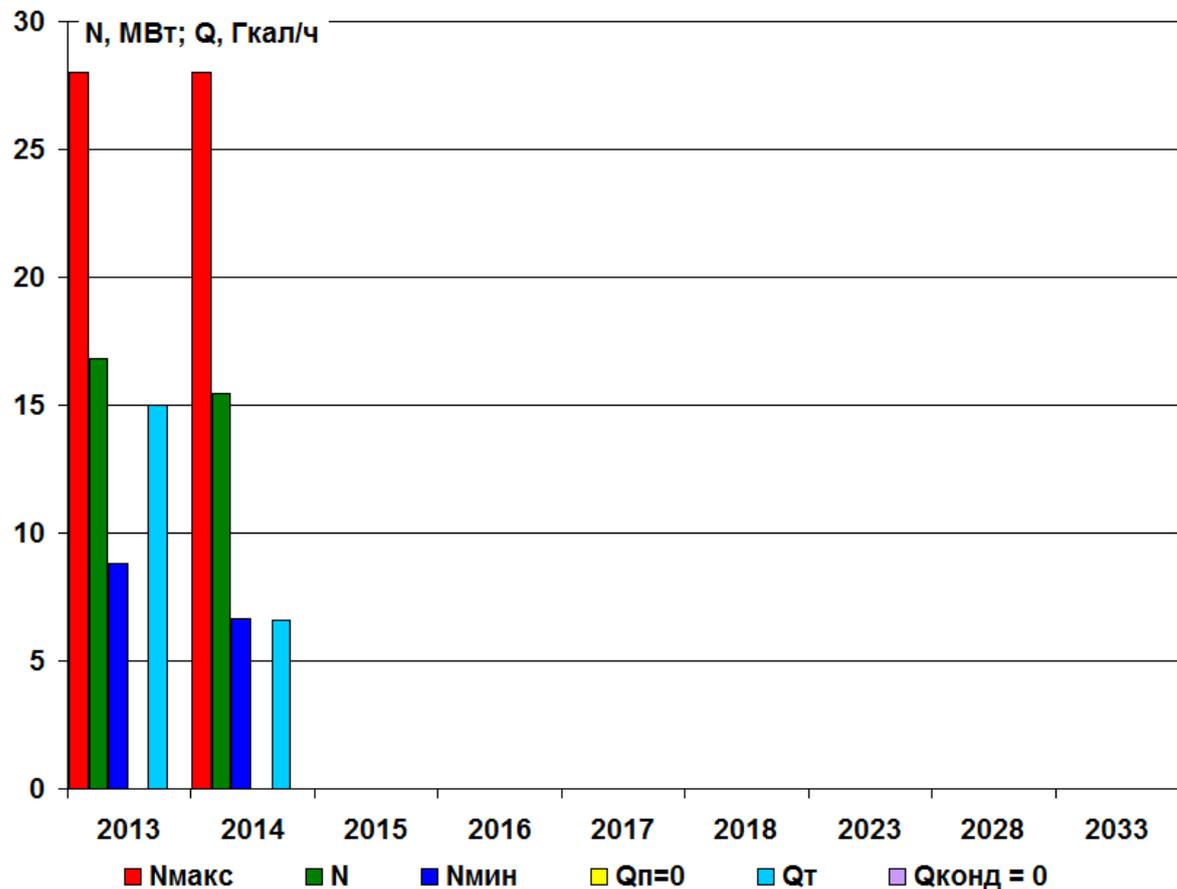


Рис. 6.3.2. Показатели перспективных режимов загрузки турбоагрегата Т-25-90 ст. № 4 на 2014 - 2033 годы

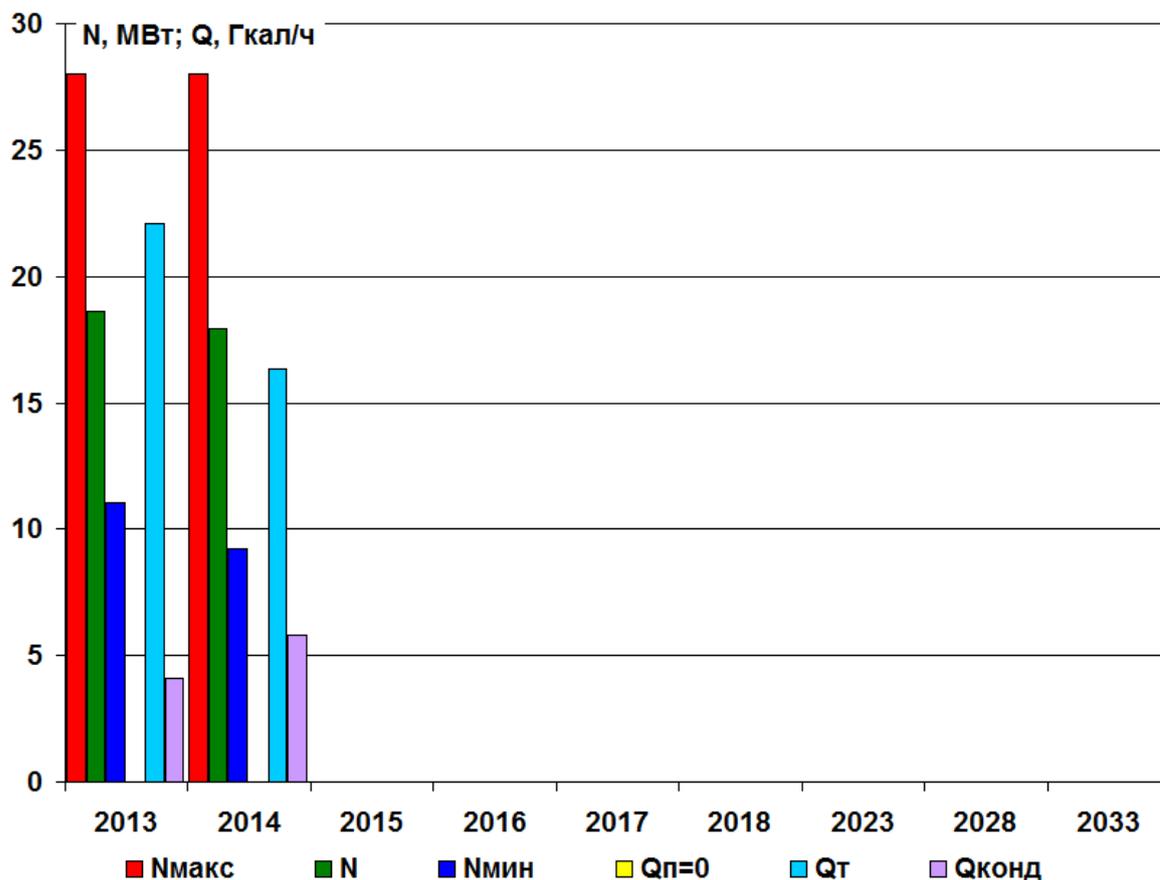


Рис. 6.3.3. Показатели перспективных режимов загрузки турбоагрегата Т-27-90 ст. № 5 на 2014 - 2033 гг.

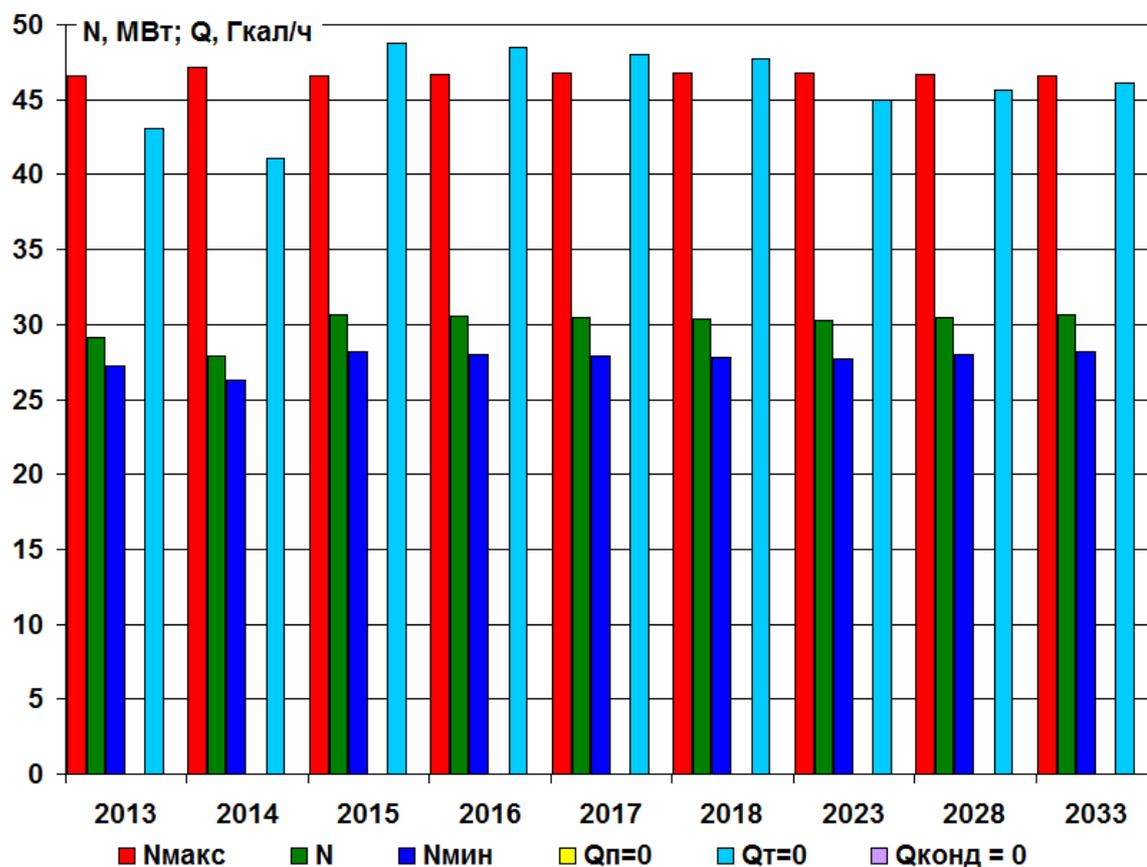


Рис. 6.3.4. Показатели перспективных режимов загрузки турбоагрегата Т-42-90 ст. № 6 на 2014 - 2033 гг.

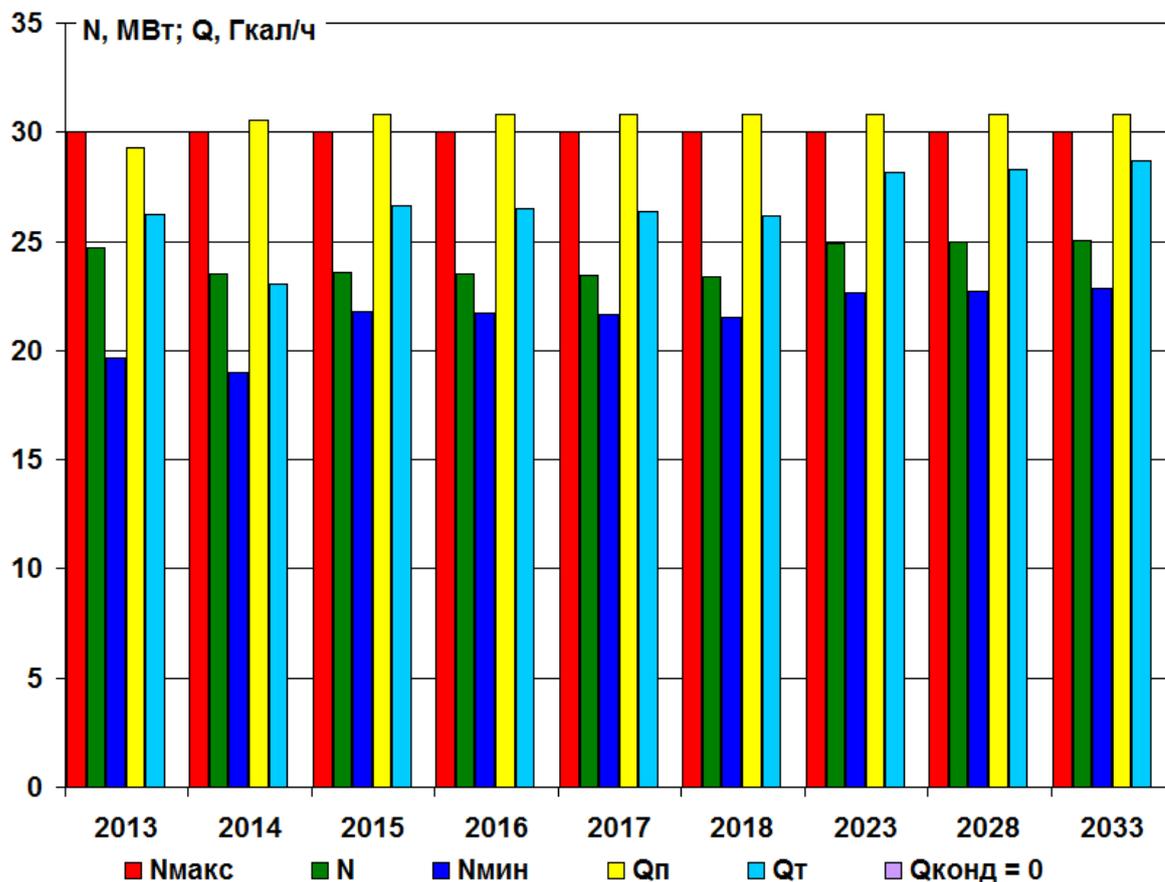


Рис. 6.3.5. Показатели перспективных режимов загрузки турбоагрегата ТТ-30-90 ст. № 8 на 2014 - 2033 гг.

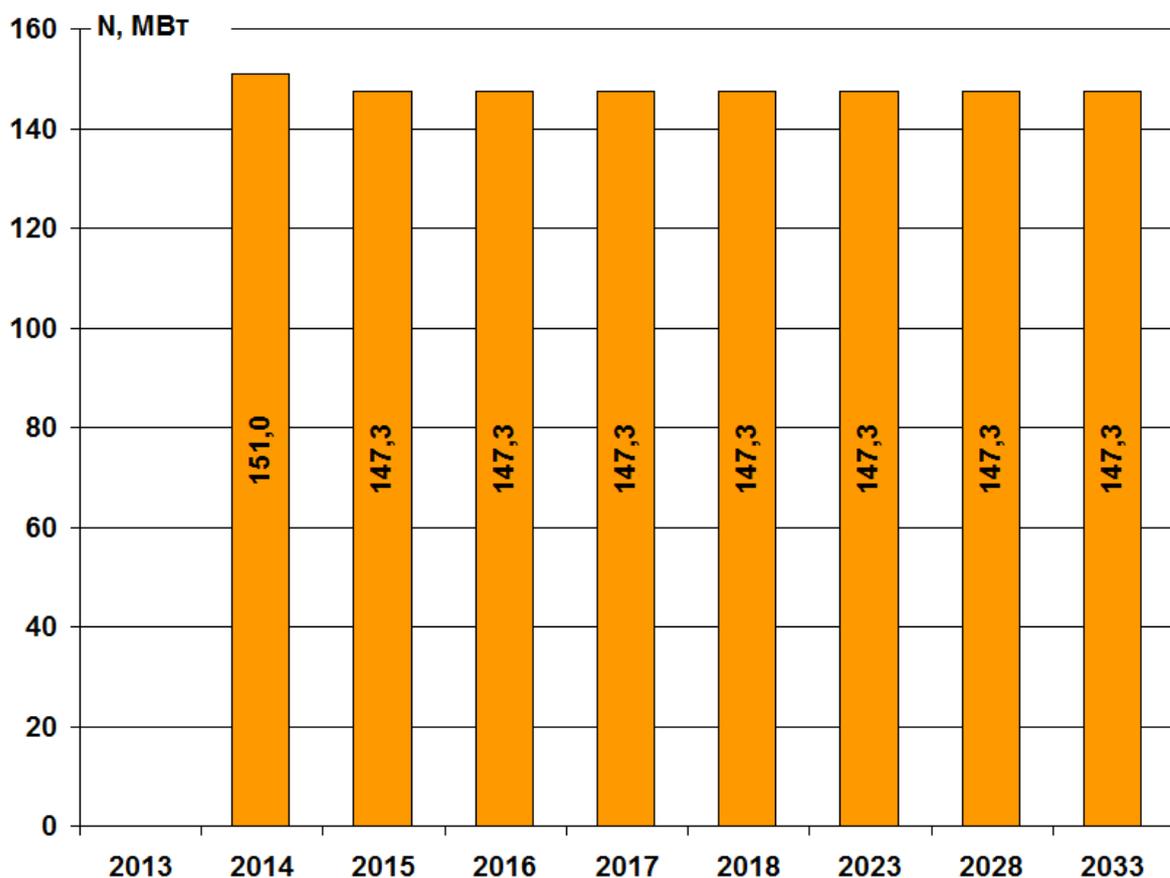


Рис. 6.3.6. Показатели перспективных режимов загрузки газовой турбины ГТЭ-160 ПГУ-220Т на 2014 - 2033 гг.

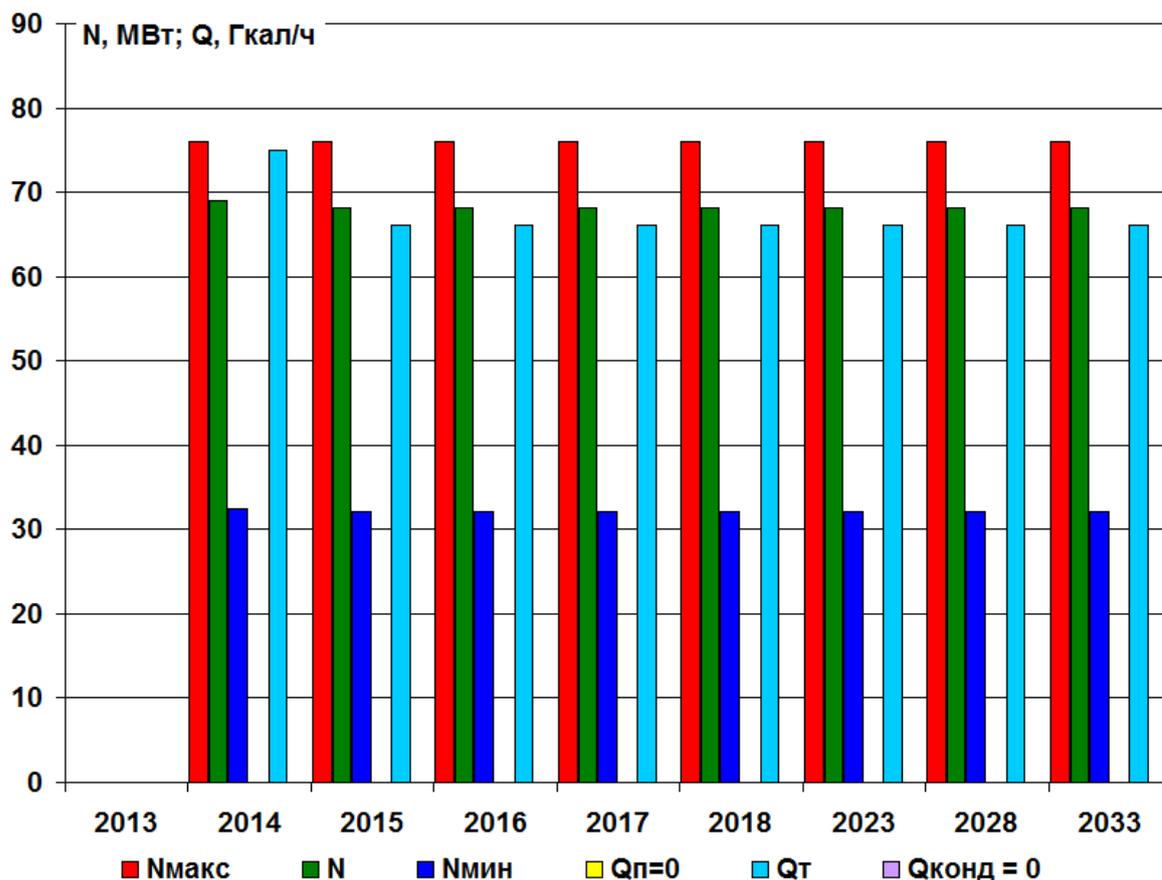


Рис. 6.3.7. Показатели перспективных режимов загрузки паровой турбины Т-63/76-8,8 ПГУ-220Т на 2014 - 2033 годы

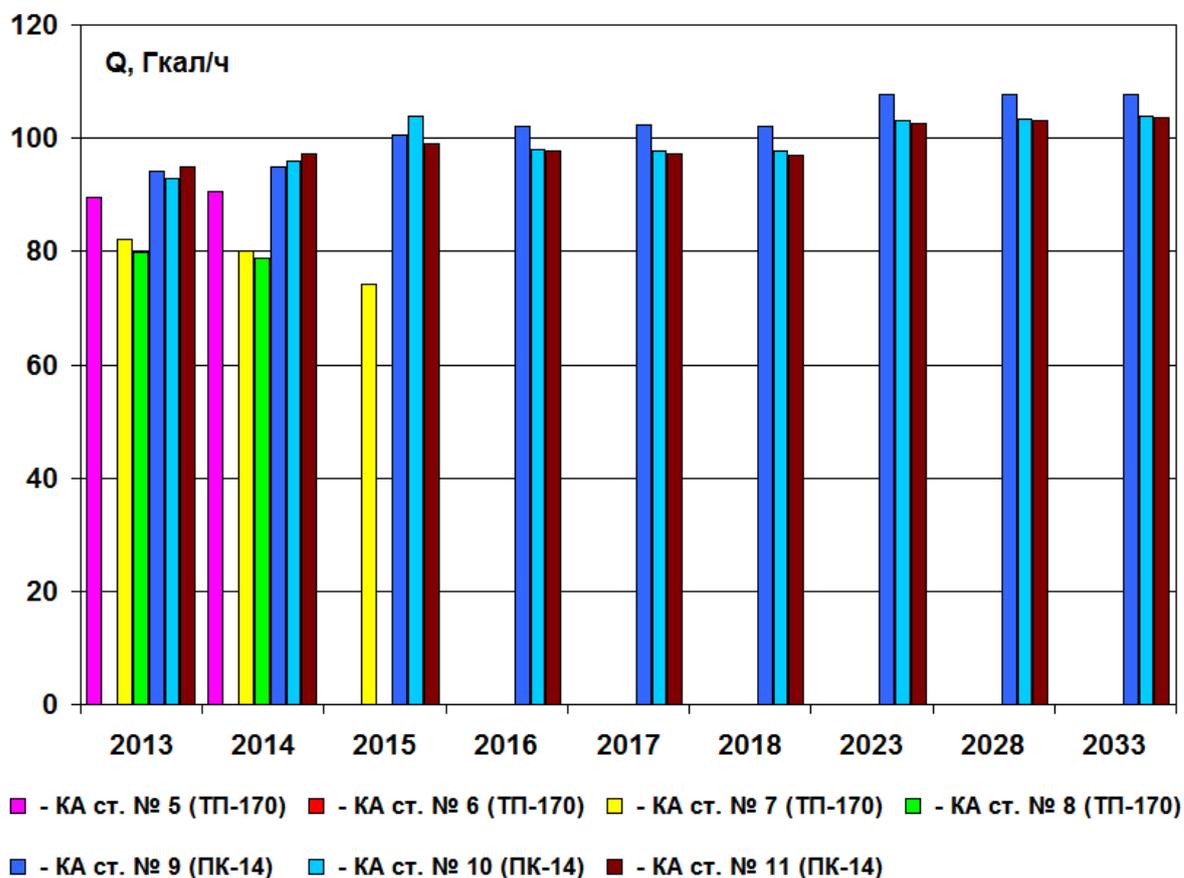


Рис. 6.3.8. Показатели перспективных режимов загрузки котлов на 2014 - 2033 гг. (энергетические котлы)

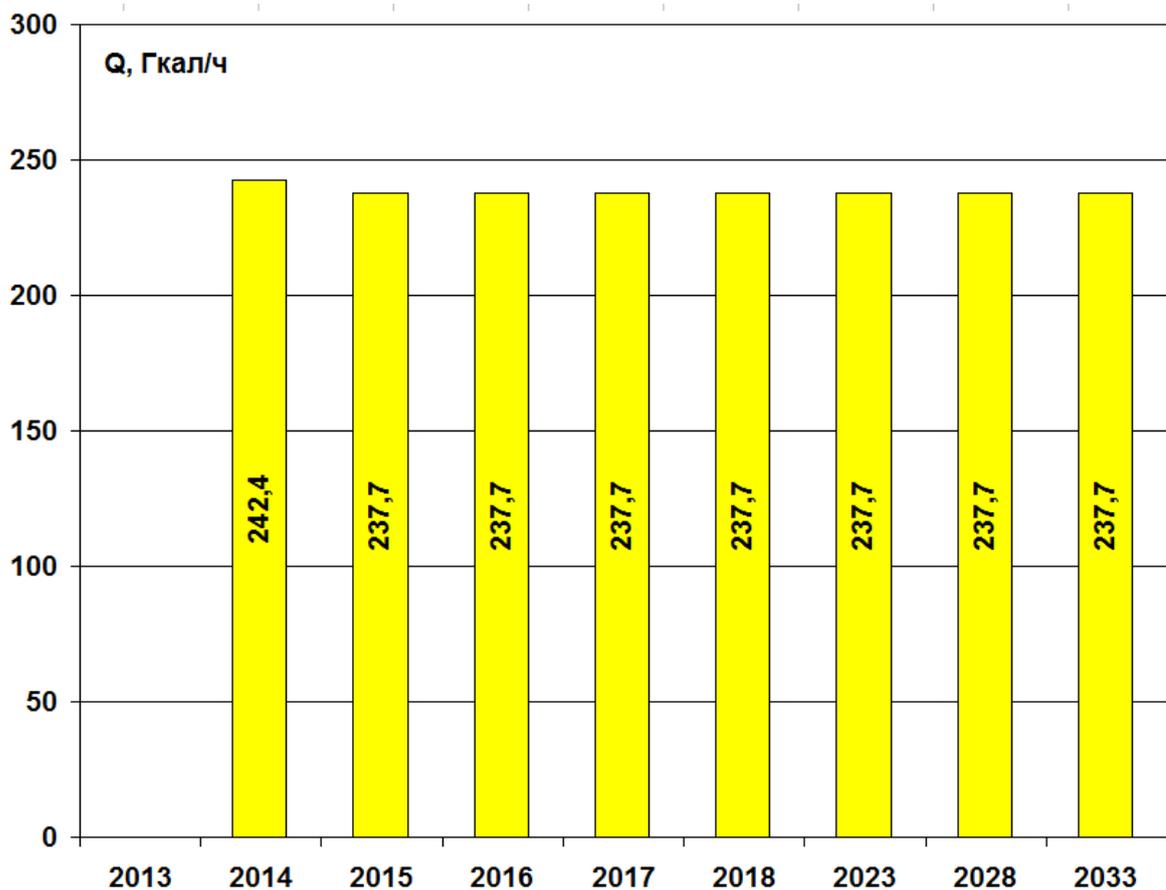


Рис. 6.3.9. Показатели перспективных режимов загрузки котлов на 2014 – 2033 гг. (котел-утилизатор ПГУ-220Т)

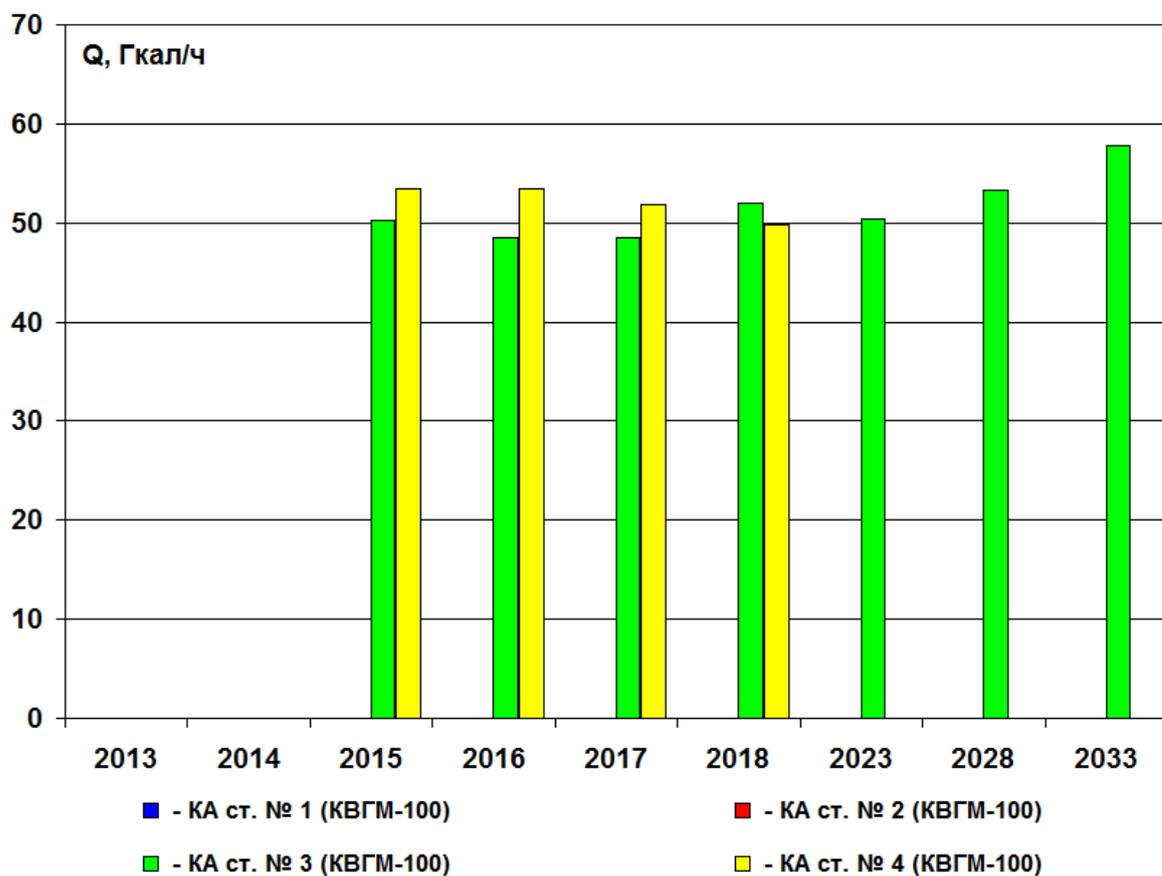


Рис. 6.3.10. Показатели перспективных режимов загрузки пиковых водогрейных котлов на 2014 - 2033 гг.

## 6.4. Определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива на источниках тепловой мощности г. Кирово-Чепецка на период 2014 – 2033 годы

### 6.4.1. Определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива на Кировской ТЭЦ-3 на период 2014 – 2033 годы

Динамика изменения расхода условного топлива по Кировской ТЭЦ-3 в прогнозируемом периоде от состояния на 2013 год приведена на рис. 6.4.1, динамика изменения полного расхода топлива – на рис. 6.4.2 – 6.4.15.

Видно, что изменения годового расхода топлива Кировской ТЭЦ-3 в период до 2014 г. в целом соответствуют динамике изменения отпуска тепла внешним потребителям от ТЭЦ.

После 2015 года с вводом ПГУ расход топлива существенно увеличивается из-за увеличения отпуска электроэнергии. При этом, как показано выше, удельные расходы топлива на отпуск тепловой и электрической энергии уменьшаются.

К 2033 году годовой расход топлива Кировской ТЭЦ-3 увеличится на 240,9 тыс. т у.т. относительно фактического потребления топлива в 2013 году. Коэффициент использования топлива также несколько увеличивается с 60,1 % в 2013 году до 61,6 % в 2033 году, главным образом, из-за уменьшения выработки электроэнергии по конденсационному циклу существующим оборудованием ТЭЦ и вводом в эксплуатацию ПГУ.

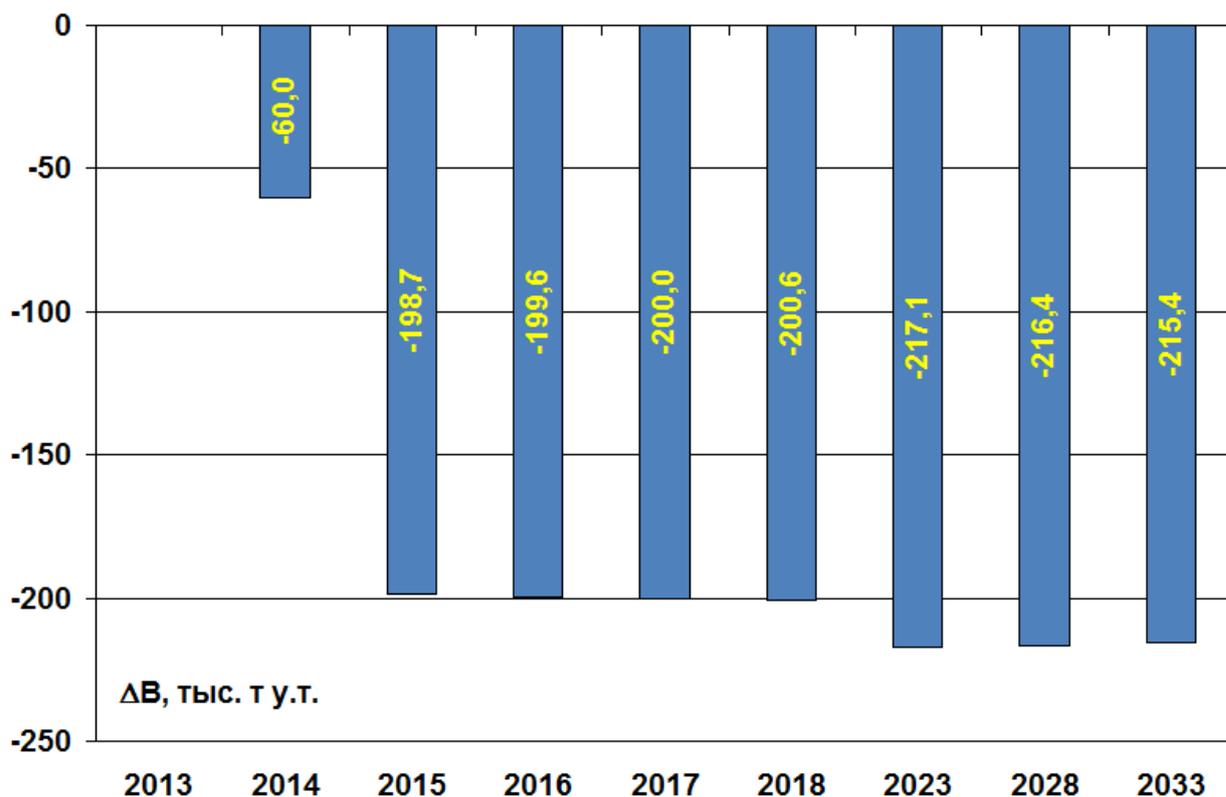


Рис. 6.4.1. Прогноз на 2014 - 2033 годы изменения расхода условного топлива Кировской ТЭЦ-3 от состояния на 2013 год (существующее оборудование)

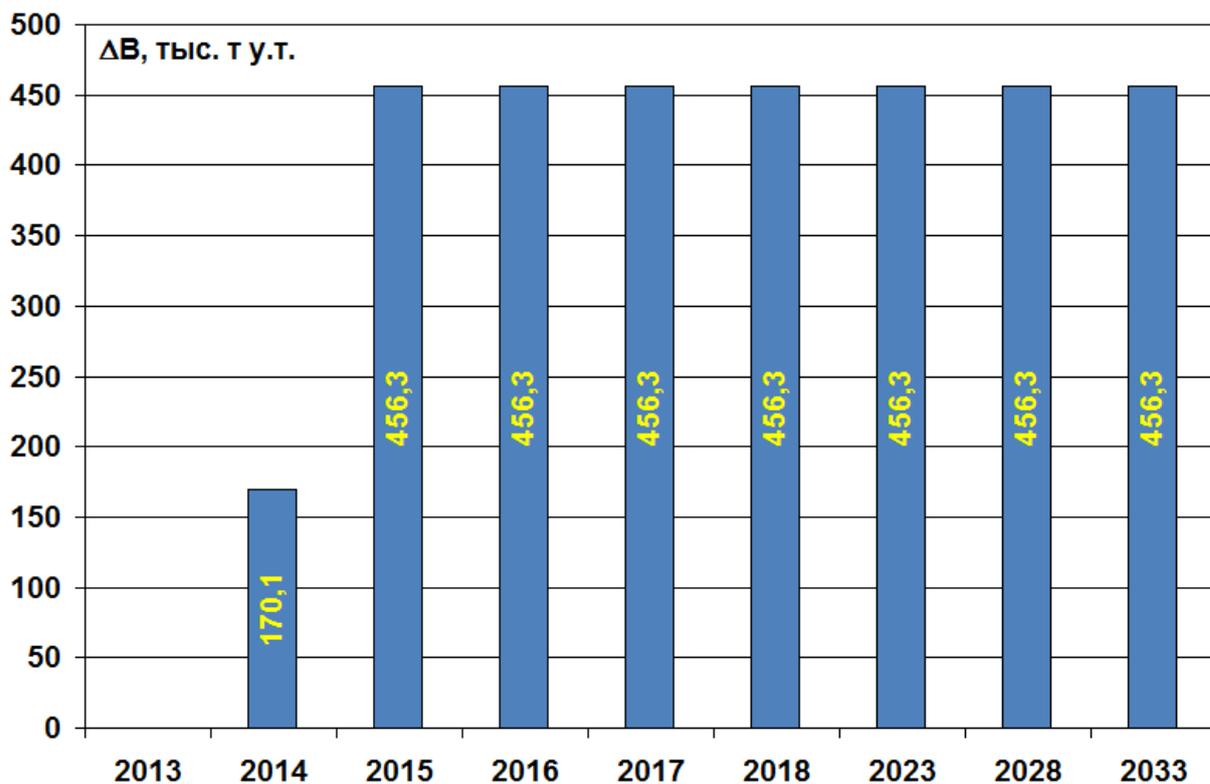


Рис. 6.4.2. Прогноз на 2014 - 2033 годы изменения расхода условного топлива Кировской ТЭЦ-3 от состояния на 2013 год (вводимая ПГУ-220Т)

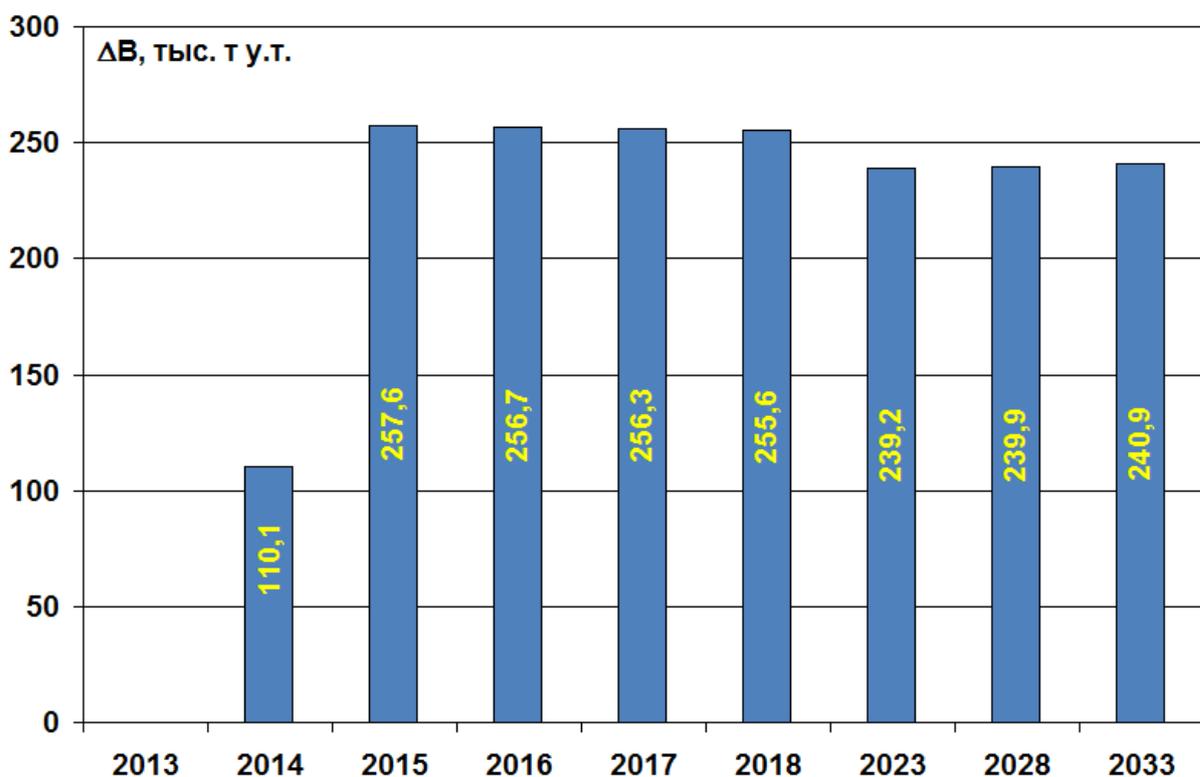


Рис. 6.4.3. Прогноз на 2014 - 2033 годы изменения расхода условного топлива Кировской ТЭЦ-3 от состояния на 2013 год (ТЭЦ в целом)

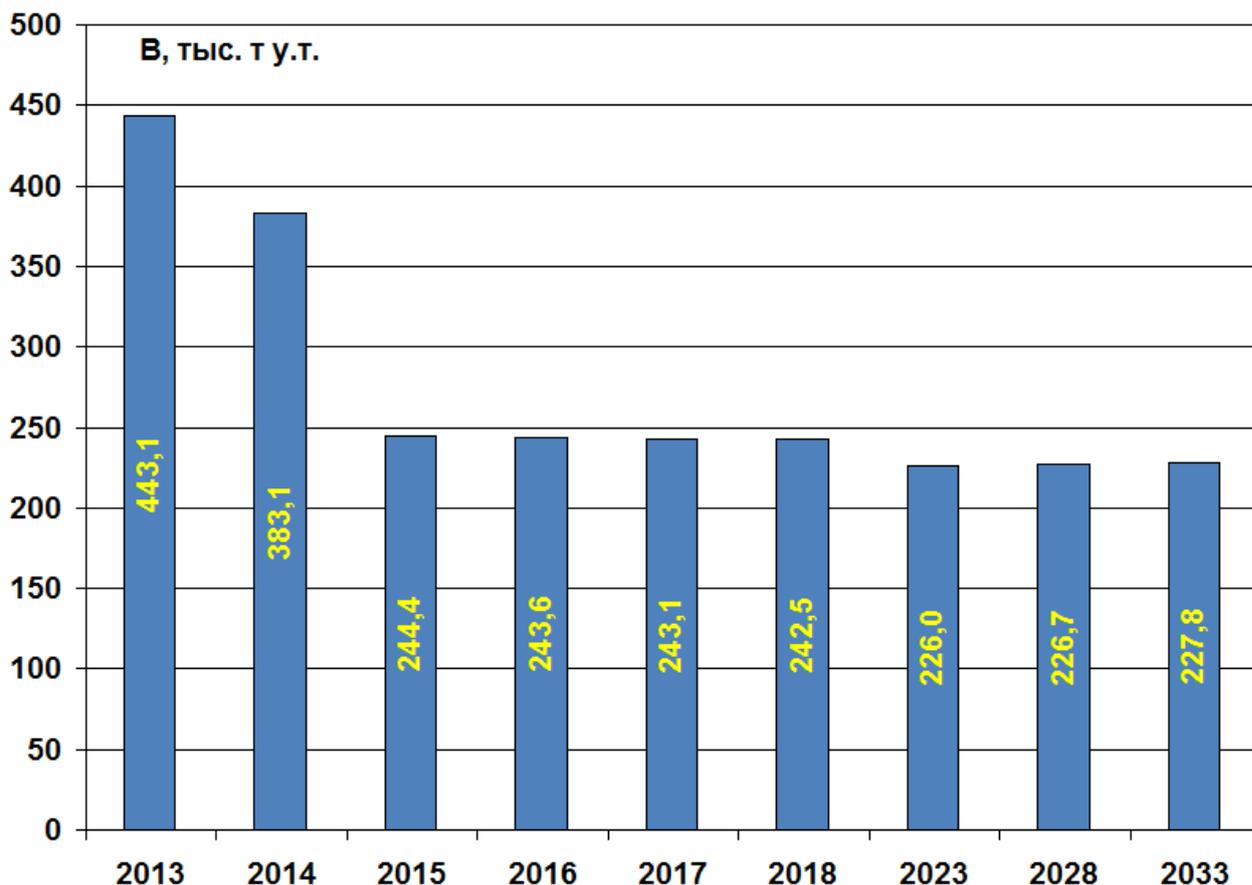


Рис. 6.4.4. Перспективный суммарный расход условного топлива по Кировской ТЭЦ-3 (существующее оборудование)

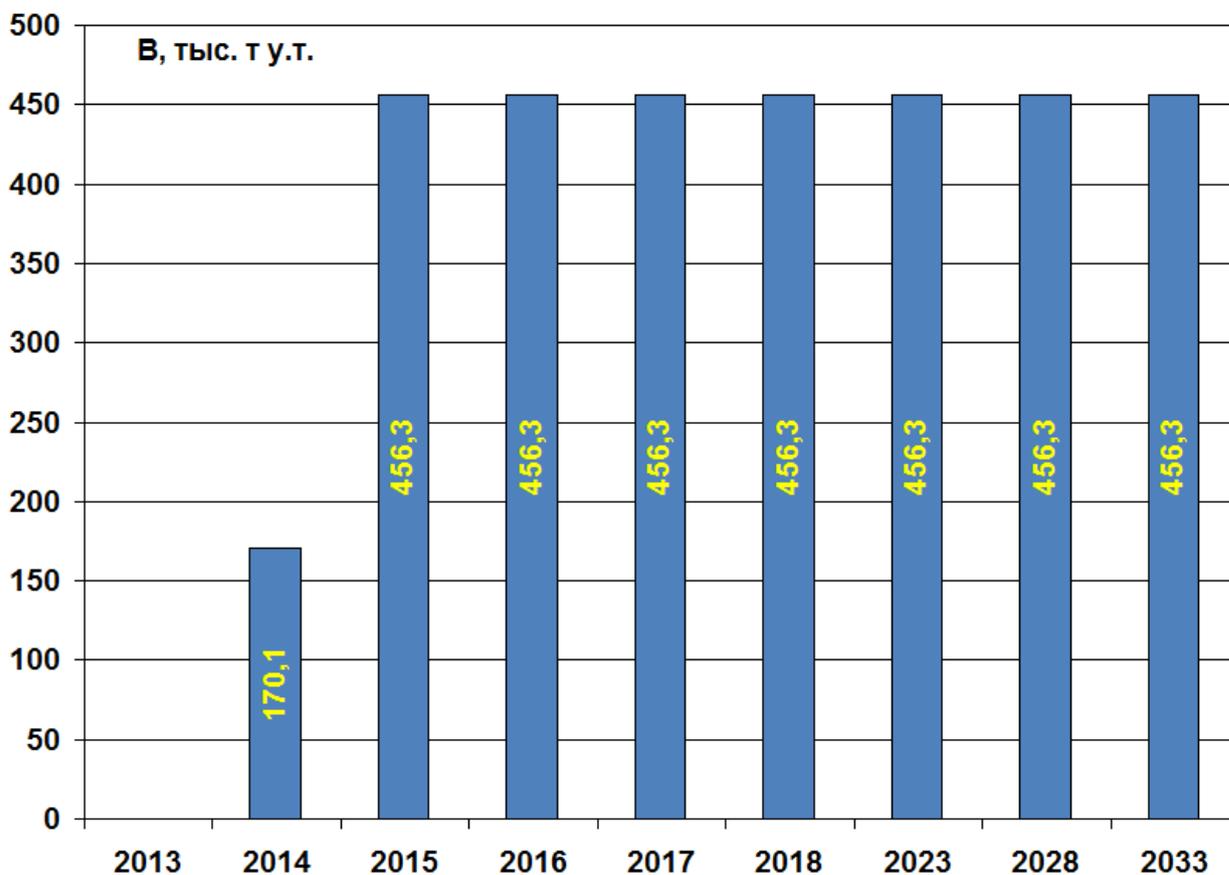


Рис. 6.4.5. Перспективный суммарный расход условного топлива по Кировской ТЭЦ-3 вводимая ПГУ-220Т)

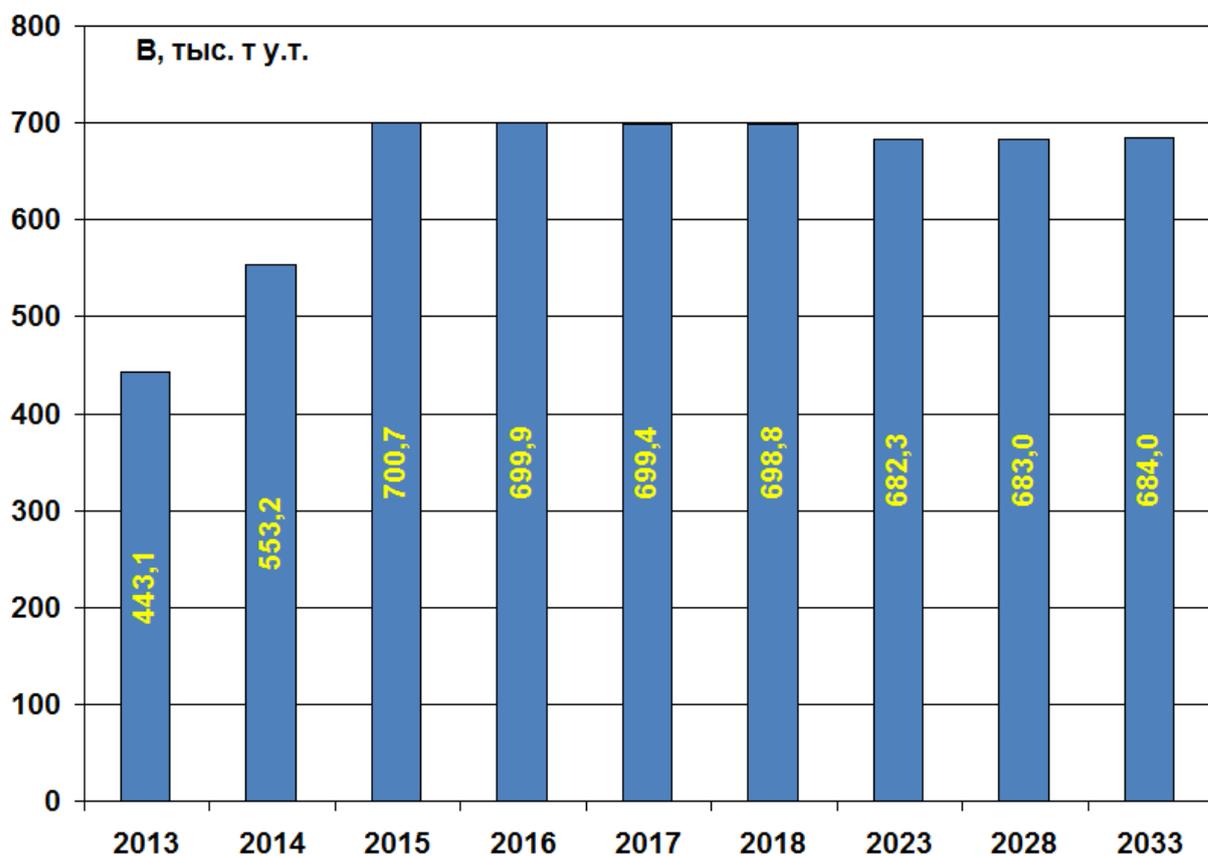


Рис. 6.4.6. Перспективный суммарный расход условного топлива по Кировской ТЭЦ-3 (ТЭЦ в целом)

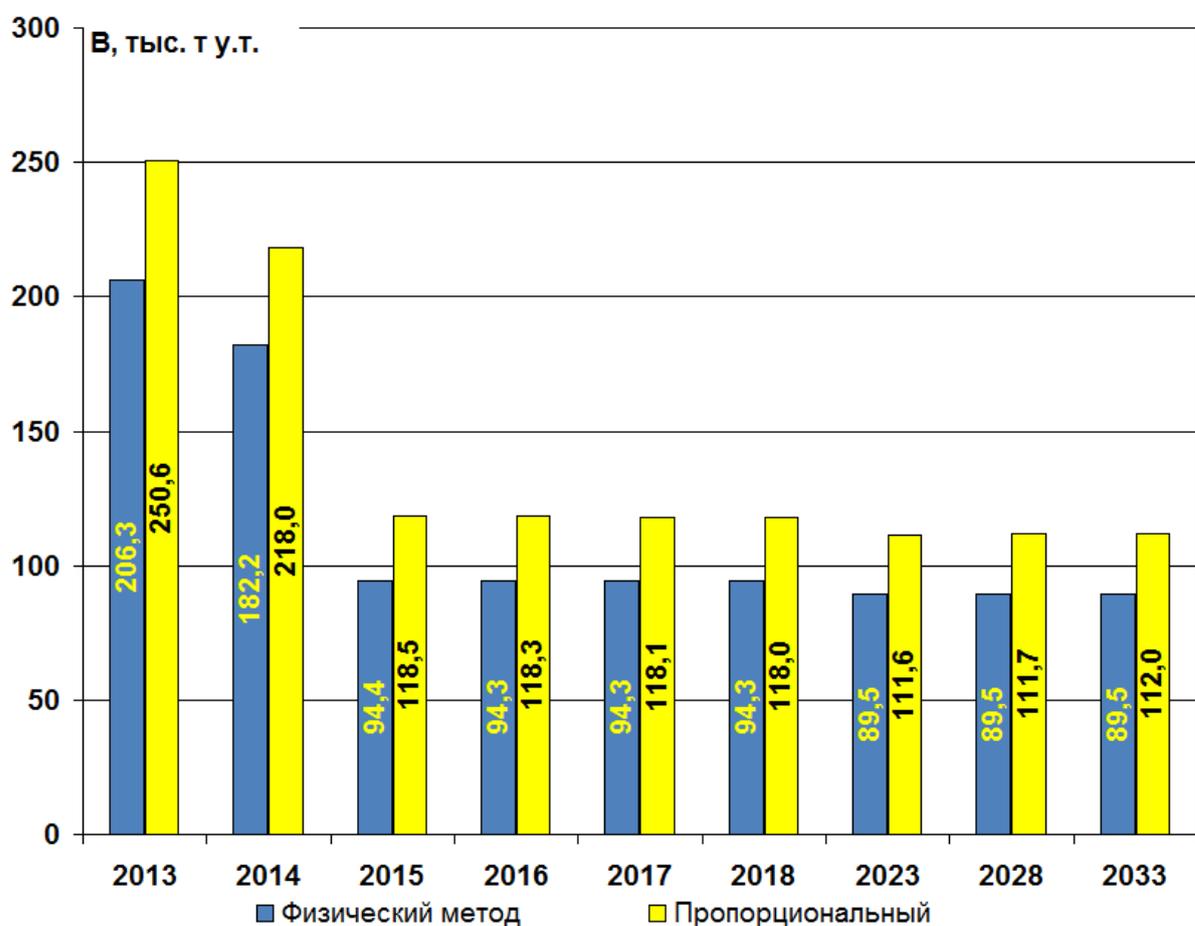


Рис. 6.4.7. Перспективный суммарный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по Кировской ТЭЦ-3 (существующее оборудование)

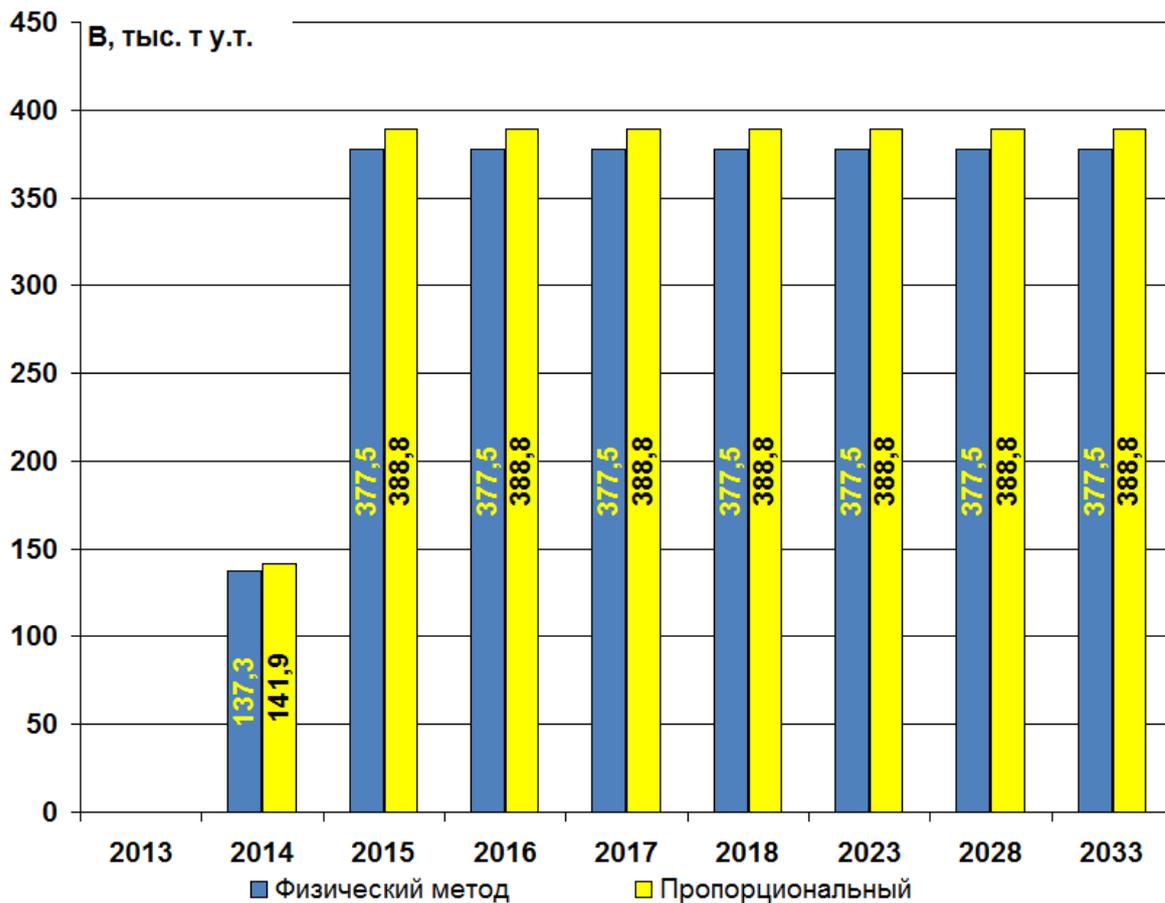


Рис. 6.4.8. Перспективный суммарный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по Кировской ТЭС-3 (вводимая ПГУ-220Т)

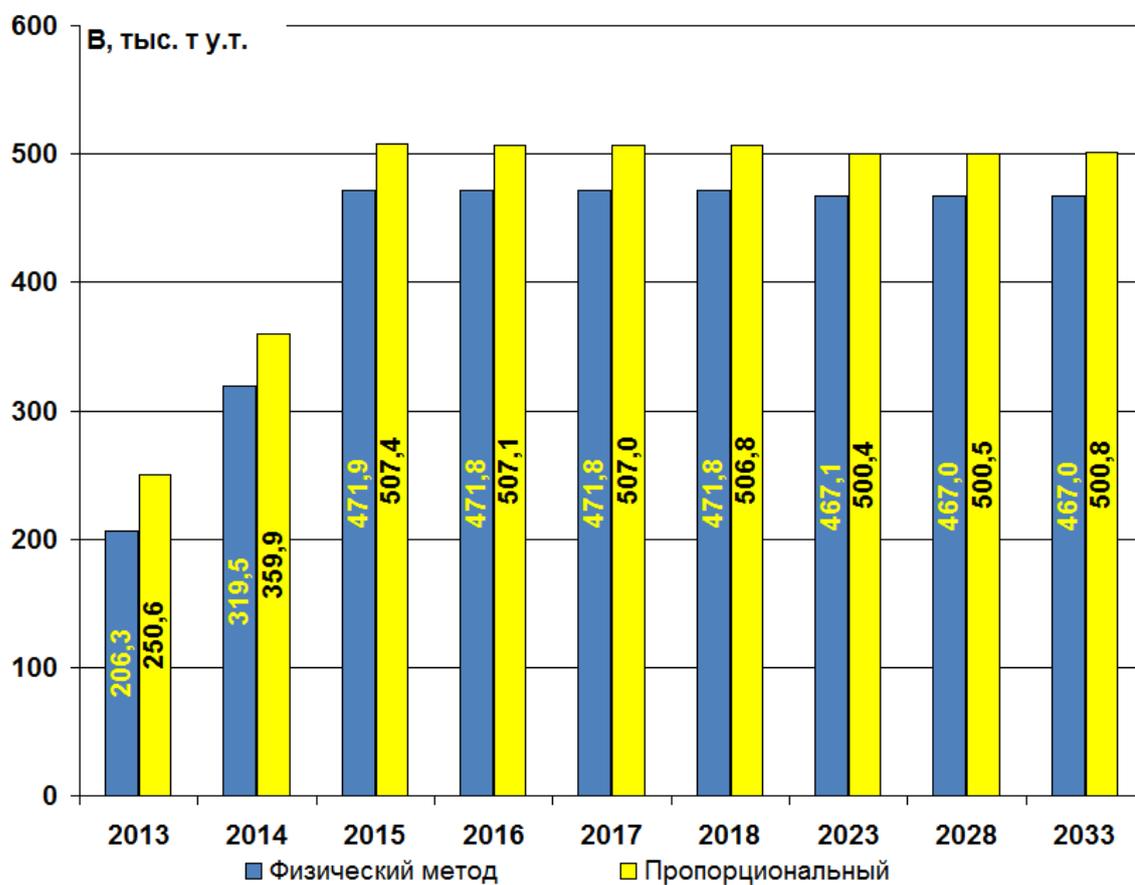


Рис. 6.4.9. Перспективный суммарный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по Кировской ТЭС-3 (ТЭС в целом)

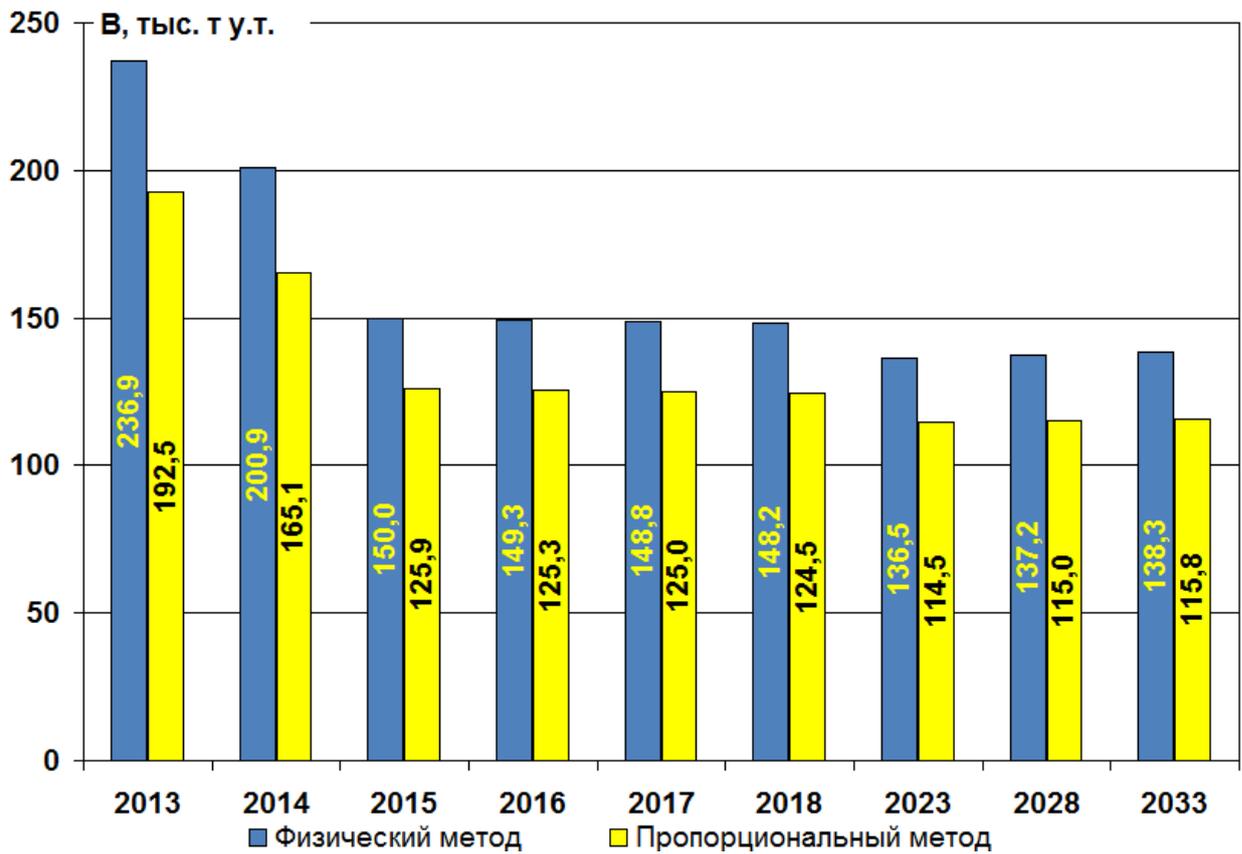


Рис. 6.4.10. Перспективный суммарный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии по Кировской ТЭС-3 (существующее оборудование)

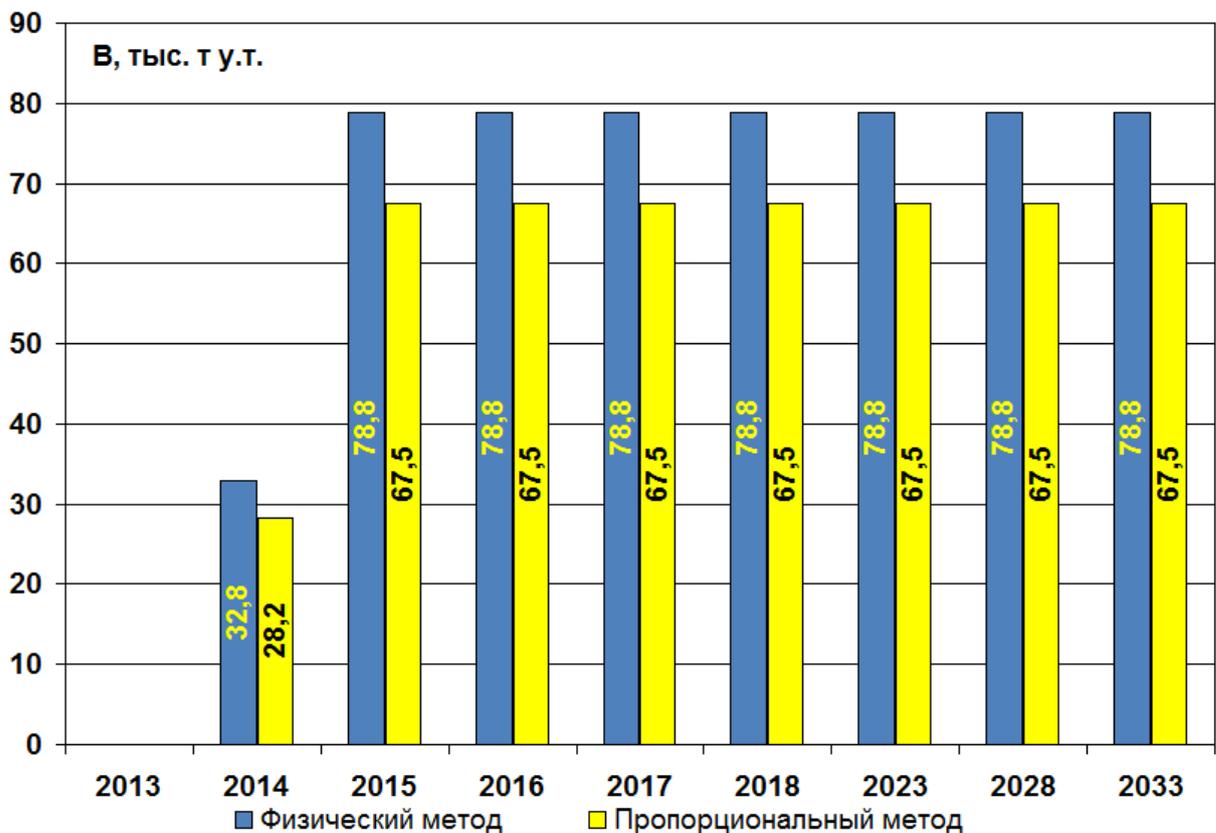


Рис. 6.4.11. Перспективный суммарный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии по Кировской ТЭС-3 (вводимая ПГУ-220Т)

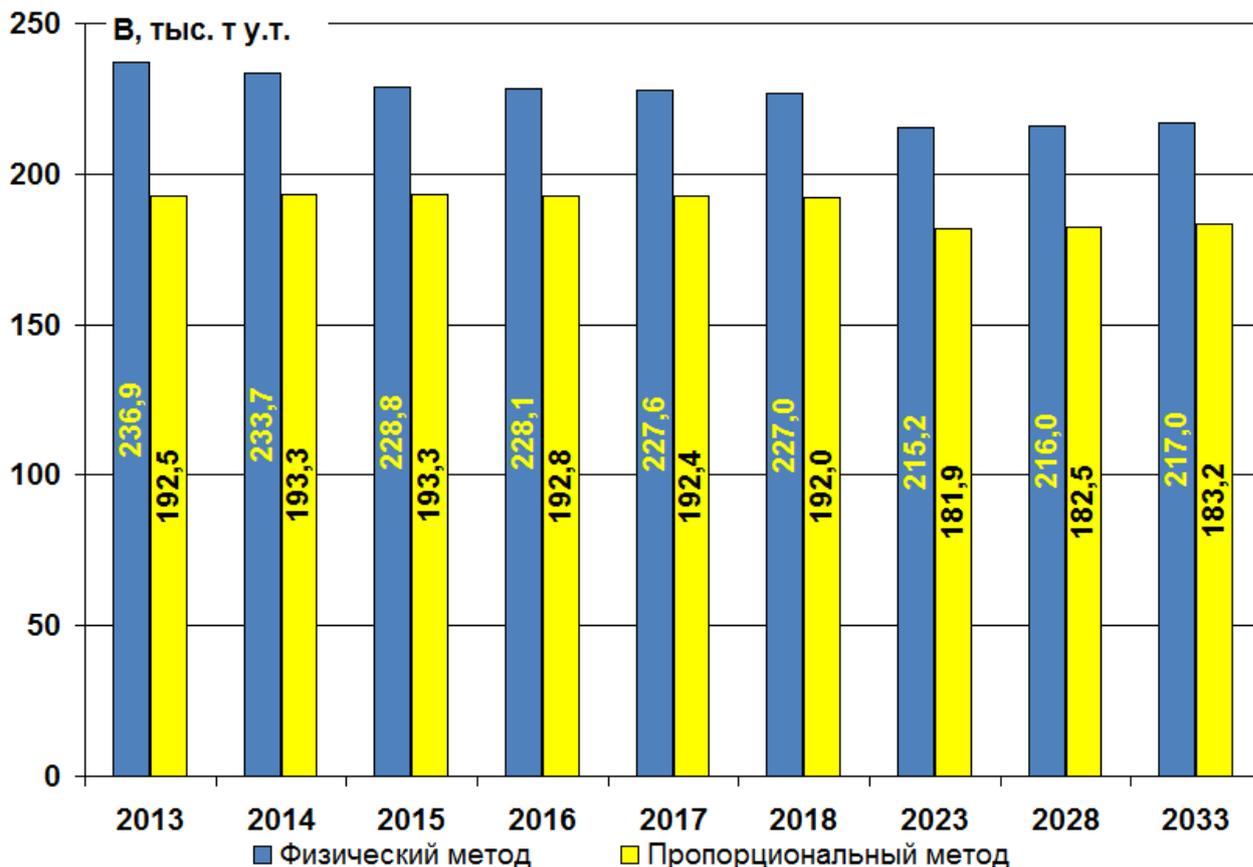


Рис. 6.4.12. Перспективный суммарный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии по Кировской ТЭЦ-3 (ТЭЦ в целом)

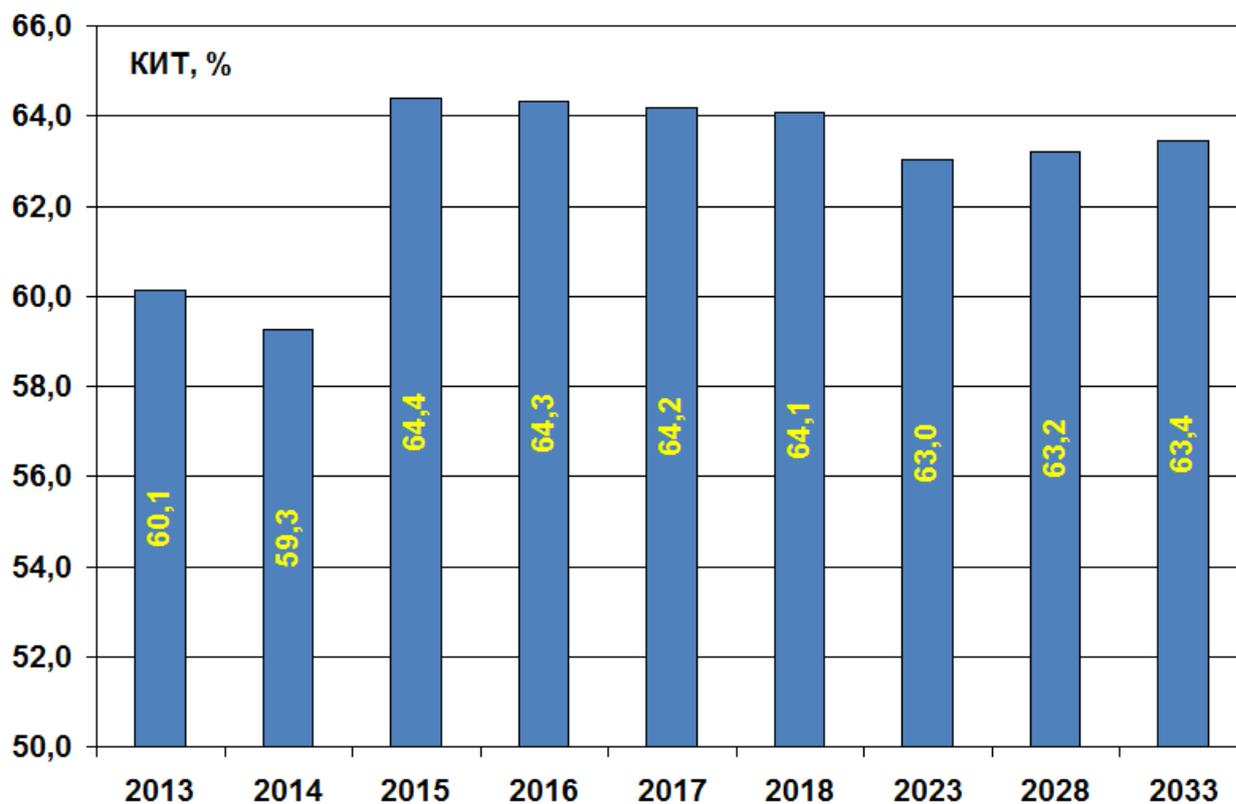


Рис. 6.4.13. Прогноз на 2014 - 2033 годы изменения коэффициента использования топлива Кировской ТЭЦ-3 (существующее оборудование)

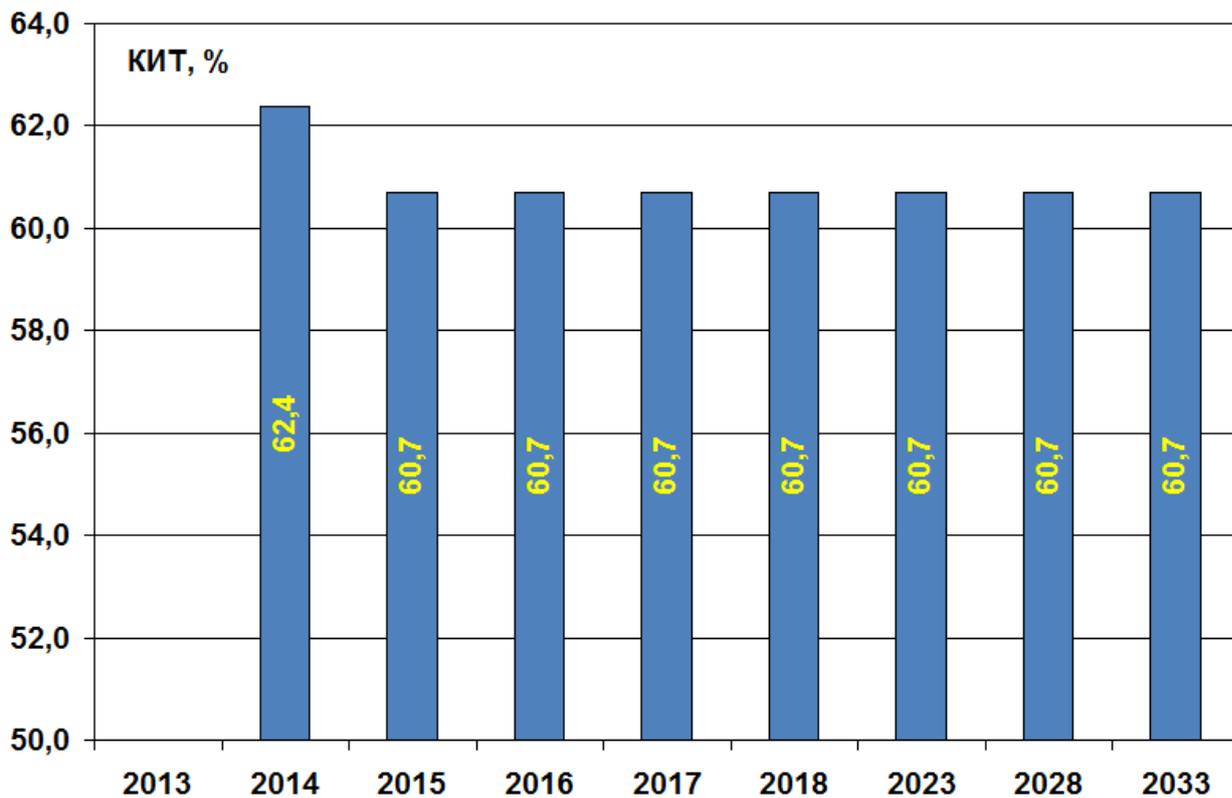


Рис. 6.4.14. Прогноз на 2014 - 2033 годы изменения коэффициента использования топлива Кировской ТЭЦ-3 (вводимая ПГУ-220Т)

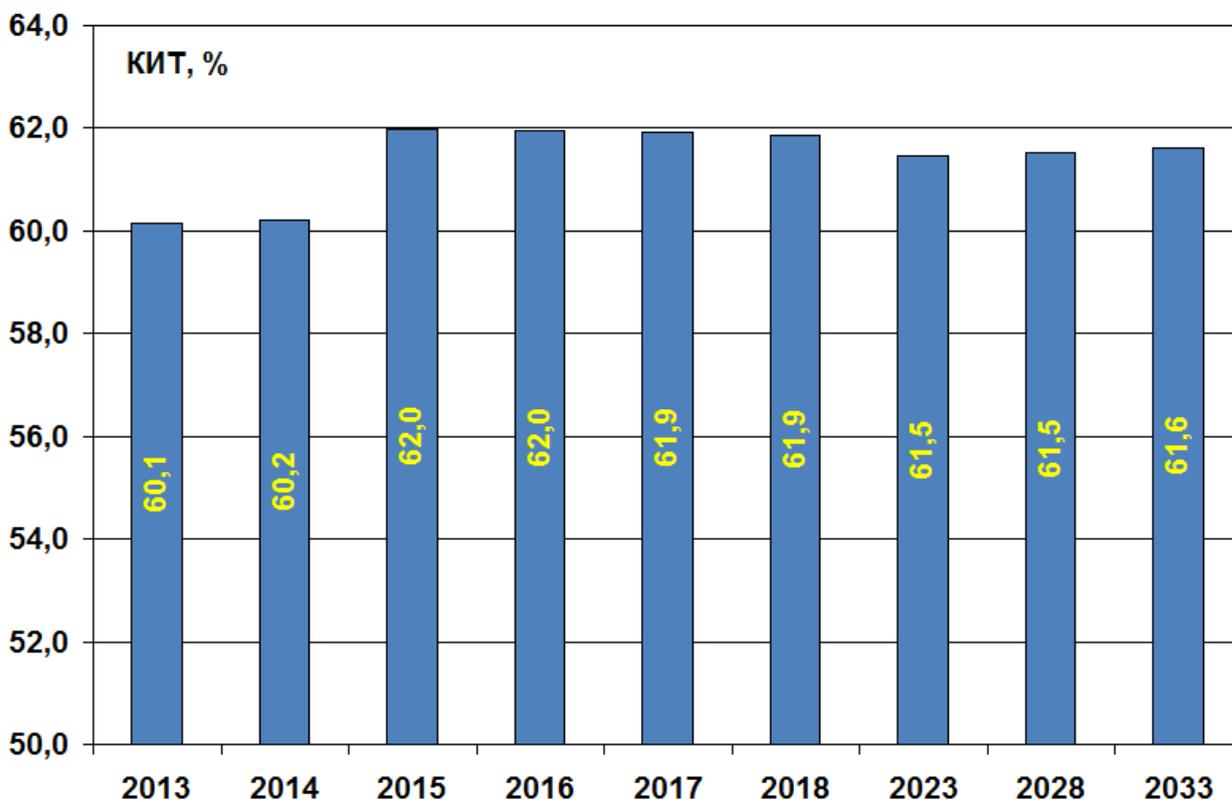


Рис. 6.4.15. Прогноз на 2014 - 2033 годы изменения коэффициента использования топлива Кировской ТЭЦ-3 (ТЭЦ в целом)

#### 6.4.2. Определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива на котельной микрорайона Каринторф на период 2014 – 2033 гг.

Для расчета потребления топлива котельной микрорайона Каринторф были разработаны перспективные топливные балансы, включающие в себя плановые технико-экономические показатели работы оборудования, объемы суммарного потребления условного топлива на прогнозируемый период 2014 – 2033 гг.

При разработке перспективных топливных балансов принято следующее:

– характерные состав работающего оборудования и технико-экономические показатели работы котельной за 2014 г.;

– планируемые изменения отпуска тепловой энергии с коллекторов котельной на период 2014 – 2033 гг.;

В соответствии основными нормативными документами, регламентирующими порядок определения показателей тепловой экономичности энергообъектов, а также данными, представленными котельными, разработаны алгоритмы расчета прогнозных технико-экономических показателей и расходов топлива ежемесячно.

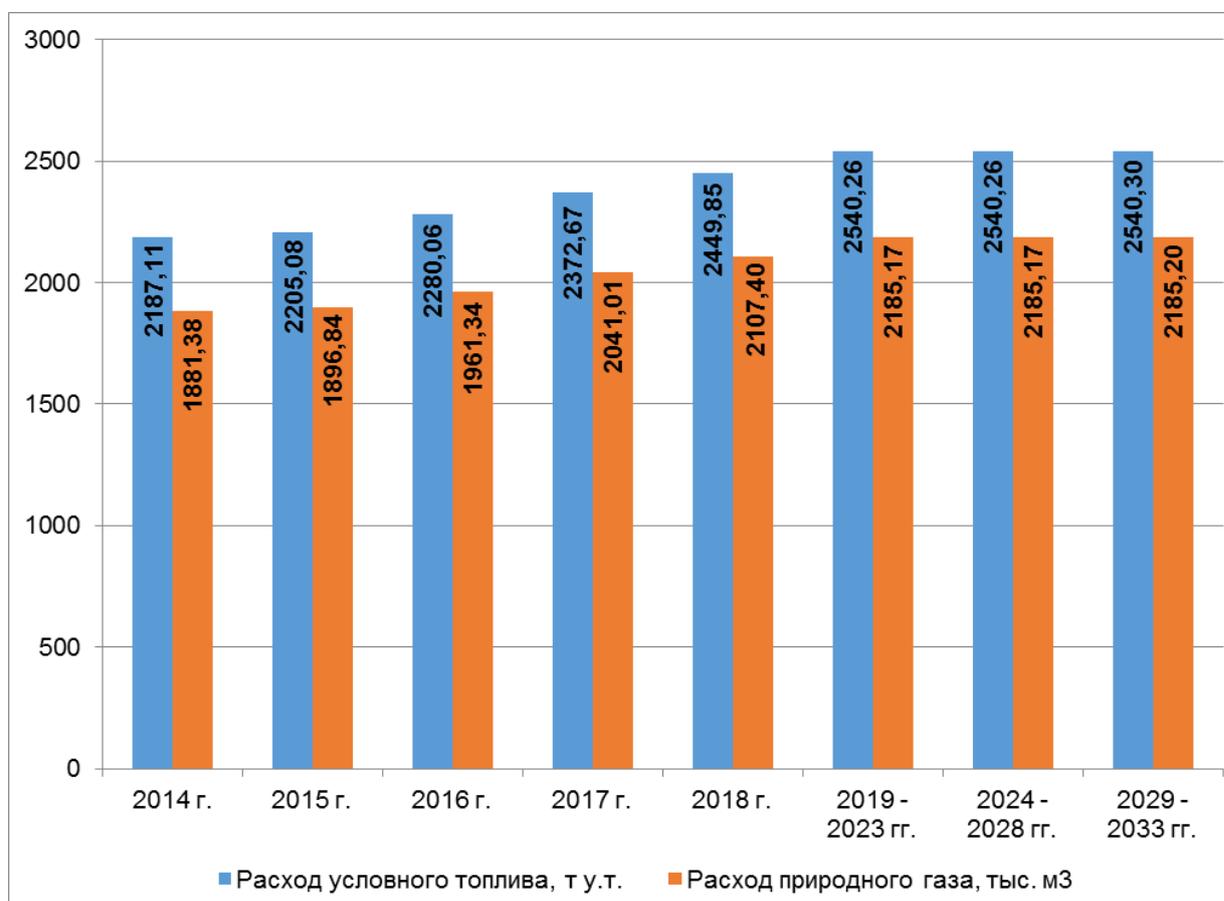
Перспективные топливные балансы котельной микрорайона Каринторф в период 2014 – 2033 гг. показаны в табл. 6.4.1 и на графиках рис. 6.4.16 и рис. 6.4.17.

**Таблица 6.4.1**

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Отчетный год							
			2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024-2028 гг.	2029-2033 гг.
1	Произведено тепловой энергии	Гкал	14 065	14 181	14 663	15 258	15 755	16 336	16 345	16 354
2	Отпущено тепловой энергии потребителям	Гкал	13 696	13 848	14 319	14 900	15 385	15 953	15 959	15 958
3	Расход условного топлива	т у. т.	2187,11	2205,08	2280,06	2372,67	2449,85	2540,26	2540,26	2540,30
4	Расход природного газа	тыс. м <sup>3</sup>	1881,38	1896,84	1961,34	2041,01	2107,4	2185,17	2185,17	2185,2
5	Изменение расхода условного топлива от уровня 2014 г.	т у. т.	0	17,97	92,95	185,56	262,74	353,15	353,15	353,19
5	Изменение расхода природного газа от уровня 2014 г.	тыс. м <sup>3</sup>	0	15,46	79,96	159,63	226,02	303,79	303,79	303,82

Перспективные расход условного топлива и расход природного газа на котельной микрорайона Каринторф в прогнозируемом периоде 2014 – 2033 гг. приведена на графике рис. 6.416.

Полный расход топлива на котельной микрорайона Каринторф изменяется согласно изменению отпуска тепловой энергии внешним потребителям.

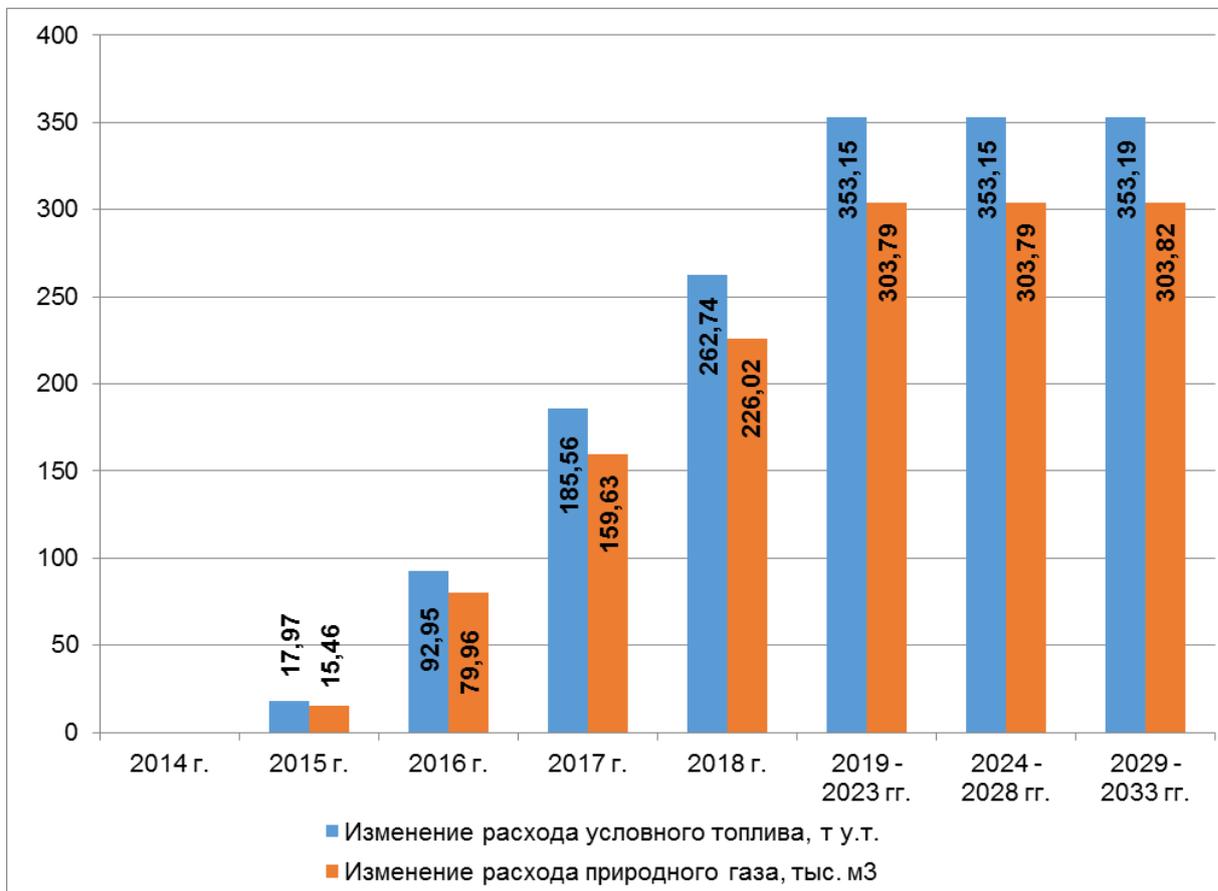


**Рис. 6.4.17. Перспективные расход условного топлива и расход природного газа на котельной мкр. Каринторф на период 2014 - 2033 гг.**

Динамика изменение расхода условного топлива и расхода природного газа на котельной мкр. Каринторф за период 2014 - 2033 гг. приведена на графике рис. 1.62.

К 2033 году годовое потребление условного топлива на котельной мкр. Каринторф увеличится с 2187,11 т у.т. до 2 540,3 т у.т., т.е. на 353,19 т у.т

Перспективные расход расход природного газа на котельной мкр. Каринторф за период 2014 – 2033 гг. возрастет с 1 881,38 тыс. м<sup>3</sup> до 2 185,2 тыс. м<sup>3</sup>, т.е. на 303,82 тыс. м<sup>3</sup>.



**Рис. 6.4.18. Изменение расхода условного топлива и расхода природного газа котельной мкр. Каринторф на 2014 - 2033 гг.**

Каким образом, в соответствии с планируемой динамикой изменения присоединенной тепловой нагрузки к котельной мкр. Каринторф ожидается увеличение суммарного расхода условного топлива по котельной в период 2014 – 2033 гг. на 16,15 %.

## **6.5. Расчет перспективных запасов аварийного и резервного топлива Кировской ТЭЦ-3**

### **6.5.1. Нормативные запасы топлива Кировской ТЭЦ-3 по состоянию на базовый 2013 год**

Проектным топливом для энергетических котлов Кировской ТЭЦ-3 являлся фрезерный торф Кировских месторождений. Однако вследствие падения уровня добычи торфа и его плохого качества, а также невозможностью обеспечить требуемую выработку электроэнергии и отпуск тепла только на торфе, доля последнего в балансе сжигаемого топлива составляет небольшую величину. Недостаточное количество торфа для выполнения производственной программы ТЭЦ по отпуску тепловой и электрической энергии компенсируется сжиганием природного газа и каменного угля (Кузнецкий, марки «Д» и «Г»). Резервным топливом для энергетических и аварийным топливом для водогрейных котлов является топочный мазут марки «М-100».

Расходный склад твёрдого топлива ТЭЦ-3 рассчитан на хранение (проектно) 80 000 тонн одновременно. Максимальная загрузка составляет до 120 000 тонн.

Топливо транспортируется к энергетическим котлам либо с расходного склада, либо из разгрузочного устройства ("разгрузсарая").

В разгрузочном устройстве фрезерный торф и уголь из железнодорожных вагонов разгружаются в бункерах питателей 1А, 1Б, 3А, 3Б, 2А, 2Б, 4А, 4Б. Эти питатели транспортируют топливо через течи на ленточные конвейеры 1А или 1Б.

Подача угля в бункера котлов производится с колёс только в летнее (тёплое) время года вследствие отсутствия тепляков на нормальной колее и со склада в любое время года. Торф подаётся в основном с колёс, так как отсутствует склад торфа. Для небольших запасов торфа на складе, который поступает автотранспортом с Бурмакинского торфопредприятия, освобождается штабель № 5 склада угля.

Поступление торфа происходит вагонами узкой колеи. Выгрузка из вагонов узкой колеей в тёплое время года происходит вагонопрокидывателем, которых на станции 2, а в зимнее время года – разгрузмашинами роторного типа. Выгрузка угля производится вручную.

Уровень механизации погрузочно-разгрузочных работ не на должной высоте. Необходимо иметь дополнительный вагонопрокидыватель для вагонов нормальной колеи и размораживающие устройства, для приёма твёрдого топлива и очистки вагонов в зимнее время года.

Существующий склад мазутного хозяйства, емкостью 15000 м<sup>3</sup> (3 бака по 5000 м<sup>3</sup>) является источником резервного топлива для 4-х котлов КВГМ-100 водогрейной котельной и растопочным для энергетических котлов. Площадь мазутного хозяйства, включая склад, эстакаду разгрузки мазута с приёмной ёмкостью 300 м<sup>3</sup>, мазутонасосной и вспомогательными сооружениями составляет 5,3 га.

Газоснабжение ТЭЦ-3 в настоящее время осуществляется от 2-х газопроводов: Вятская-Киров и Оханск-Киров.

Величина нормативных запасов резервного топлива по состоянию на 2013 год представлена в табл. 6.5.1.

**Таблица 6.5.1**

Наименование показателя, размерность	Значение
<b>Нормативный неснижаемый запас топлива (ННЗТ), т н.т</b>	-
- каменный уголь	9 787
- топочный мазут	2 053
<b>Нормативный эксплуатационный запас топлива (НЭЗТ), т н.т</b>	-
- каменный уголь	58 937
- топочный мазут	230
<b>Общий нормативный запас топлива (ОНЗТ), т н.т</b>	-
- каменный уголь	68 724
- топочный мазут	2 283

### **6.5.2. Расчет перспективных объемов неснижаемого запаса топлива (ННЗТ) Кировской ТЭЦ-3**

При расчете перспективной тепловой нагрузки ТЭЦ в режиме «выживания» учтены изменения тепловой нагрузки неотключаемых потребителей и связанные с этим изменения расхода тепла на собственные нужды ТЭЦ. Электрическая нагрузка ТЭЦ принята по условию работы турбоагрегатов по тепловому графику с некоторым запасом конденсационной мощности.

Результаты расчета нормативного неснижаемого запаса топлива Кировской ТЭЦ-3 на период 2014 - 2033 годы приведены в табл. 6.5.2.

**Таблица 6.5.2**

Наименование показателя, размерность	Период								
	Утв. на 2013 год	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2023	2024-2028	2029-2033
- каменного угля	9787	9787	9784	9765	9750	9731	9341	9382	9432
- мазута	2053	2053	2052	2048	2045	2041	1959	1968	1979

### **6.5.3. Расчет перспективных объемов эксплуатационного нормативного запаса топлива (НЭЗТ) Кировской ТЭЦ-3**

При расчете величины нормативного эксплуатационного запаса топлива (НЭЗТ) Кировской ТЭЦ-3 на период 2014 – 2033 годы принято следующее:

– изменение величины нормативного эксплуатационного запаса топлива вызвано изменением среднесуточных расходов каменного угля и мазута для выполнения производственной программы в январе и апреле планируемого периода и изменением замещающего объема мазута от резкого снижения температуры наружного воздуха;

– среднесуточные расходы каменного угля приняты как сумма среднесуточных расходов угля и торфа, пересчитанного на уголь;

– время доставки каменного угля принято равным 6 суток;

– в связи с отсутствием срывов в доставке коэффициент возможного срыва поставки каменного угля принят неизменным на всем протяжении прогнозируемого периода и равным 2;

– величина НЭЗТ по кузнецкому углю увеличена на объем, зависящий от величины возможного ограничения подачи газа из-за резкого снижения температуры наружного воздуха (в расчете принимается 40% снижение подачи газа в течении 28 суток - по 14 суток в январе и декабре);

– ввиду около нулевых значений расхода мазута для выполнения производственной программы ТЭЦ в базовом периоде величина НЭЗТ по мазуту принята на уровне ранее утвержденной величины – 230 т.

Результаты расчета перспективных объемов нормативного эксплуатационного запаса топлива (НЭЗТ) на период 2014 – 2033 годы представлены в табл. 6.5.3.

**Таблица 6.5.3**

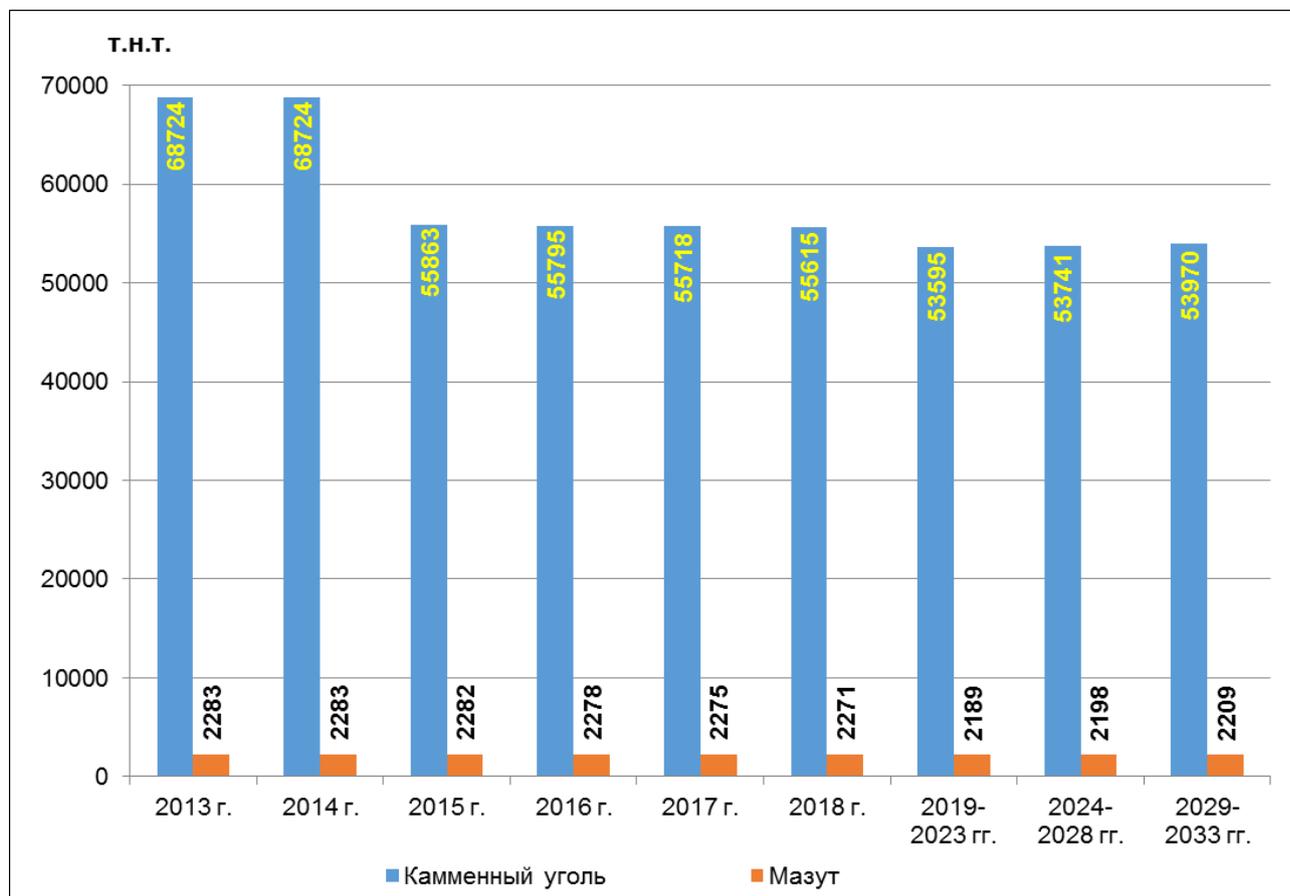
Наименование показателя, размерность	Период								
	Утв. на 2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024-2028 гг.	2029-2033 гг.
НЭЗТ по каменному углю, т н.т.	58937	58937	46078	46031	45968	45884	44254	44359	44538
НЭЗТ по мазуту, т н.т.	230	230	230	230	230	230	230	230	230

#### **6.5.4. Расчет перспективных объемов общего нормативного запаса топлива (ОНЗТ) Кировской ТЭЦ-3**

Результаты расчета перспективных объемов общего нормативного запаса топлива (ОНЗТ) приведены в табл. 6.3.4 и на рис. 6.5.1.

**Таблица 6.5.4**

Наименование показателя, размерность	Период								
	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024-2028 гг.	2029-2033 гг.
ОНЗТ по каменному углю, т.н.т.	68724	68724	55863	55795	55718	55615	53595	53741	53970
ОНЗТ по мазуту, т.н.т.	2283	2283	2282	2278	2275	2271	2189	2198	2209



**Рис. 6.5.1. Прогноз изменения общего нормативного запаса топлива по Кировской ТЭЦ-3 на период 2014 – 2033 годы**

Динамика изменения общего нормативного запаса резервного топлива (ОНЗТ) Кировской ТЭЦ-3 показывает, что величина ОНЗТ мазута к 2033 году практически не изменится (снижение составит 74 т н.т. относительно состояния на 2013 год). Резкое снижение величины ОНЗТ каменного угля в 2015 году относительно величины 2014 года вызвано снижением доли каменного угля и торфа в структуре сжигаемого топлива в связи с вводом ПГУ-220Т. Общее снижение ОНЗТ каменного угля к 2033 году относительно состояния на 2013 год составит 14 754 т.

## **6.6. Перспективные максимальные часовые расходы основного топлива на источниках тепловой мощности г. Кирово-Чепецка на период 2014 – 2033 гг.**

### **6.6.1. Перспективные максимальные часовые расходы основного топлива на Кировской ТЭЦ-3 на период 2014 – 2033 гг.**

Перспективные максимальные часовые расходы основного топлива, необходимого для обеспечения функционирования источников теплоснабжения г. Кирова рассчитаны для следующих режимов:

- максимальный зимний;
- переходный;
- летний.

Температура наружного воздуха в рассматриваемых режимах принята равной «минус» 33 °С для максимального зимнего, 0 °С и 15 °С – для переходного и летнего режимов соответственно.

Структура сжигаемого топлива по источникам теплоснабжения, сжигающих несколько основных видов топлива принята следующей:

#### по Кировской ТЭЦ-3:

- максимальный зимний режим: 73,0 % природного газа, 27 % каменного угля, 0 % фрезерного торфа;
- переходный режим: 96,7,0 % природного газа, 3,3 % каменного угля, 0,0 % фрезерного торфа;
- летний режим: 84,8 % природного газа, 15,2 % каменного угля, 0 % фрезерного торфа;

Результаты расчетов перспективных максимальных часовых расходов основного топлива по Кировской ТЭЦ-3 для максимального зимнего, переходного, летнего режимов приведены в табл. 6.6.1.

Таблица 6.6.1.

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам								
		2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.	2033 г.
<b>Максимальные часовые расходы основного топлива по Кировской ТЭЦ-3</b>										
1. Максимальный часовой расход натурального топлива в зимний период при температуре наружного воздуха (–33 °С)	природного газа, тыс. нм <sup>3</sup> /ч	63,21	78,50	78,43	78,36	78,31	78,24	76,48	76,69	76,95
	природного газа, тут/ч	73,49	91,26	91,18	91,10	91,04	90,96	88,91	89,16	89,46
	кузнецкого угля, т н.т./ч	21,42	21,42	21,42	21,42	21,42	21,42	21,42	21,42	21,42
	кузнецкого угля, тут/ч	33,59	33,59	33,59	33,59	33,59	33,59	33,59	33,59	33,59
	фрезерного торфа, т н.т./ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2. Максимальный часовой расход условного топлива в зимний период при температуре наружного воздуха (–33 °С)	природного газа + кузнецкого угля, тут/ч	107,07	124,85	124,77	124,69	124,63	124,55	122,50	122,75	123,05
3. Максимальный часовой расход натурального топлива в переходный период при температуре наружного воздуха (0 °С)	природного газа, тыс. нм <sup>3</sup> /ч	44,07	74,29	74,28	74,27	74,26	74,24	67,26	67,29	67,33
	природного газа, тут/ч	51,23	116,49	86,36	86,34	86,33	86,31	78,19	78,23	78,28
	кузнецкого угля, т н.т./ч	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86
	кузнецкого угля, тут/ч	2,92	2,92	2,92	2,92	2,92	2,92	2,92	2,92	2,92
	фрезерного торфа, т н.т./ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4. Максимальный часовой расход условного топлива в переходный период при температуре наружного воздуха (0 °С)	природного газа + кузнецкого угля, тут/ч	54,15	119,41	89,27	89,26	89,25	89,23	81,11	81,15	81,19
5. Максимальный часовой расход натурального топлива в неотапительный период при температуре наружного воздуха (+20 °С)	природного газа, тыс. нм <sup>3</sup> /ч	32,01	32,01	56,43	56,32	56,40	56,39	56,20	56,20	56,20
	природного газа, тут/ч	37,21	37,21	65,60	65,48	65,57	65,56	65,34	65,34	65,34
	кузнецкого угля, т н.т./ч	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50
	кузнецкого угля, тут/ч	11,76	11,76	11,76	11,76	11,76	11,76	11,76	11,76	11,76
	фрезерного торфа, т н.т./ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6. Максимальный часовой расход условного топлива в неотапительный период при температуре наружного воздуха (+20 °С)	природного газа + кузнецкого угля, тут/ч	48,97	48,97	77,36	77,24	77,33	77,32	77,10	77,10	77,10

Сводные данные по перспективным максимальным часовым расходам основного топлива для максимального зимнего режима для Кировской ТЭЦ-3 с разбиением по видам топлива представлены на рис. 6.6.1.

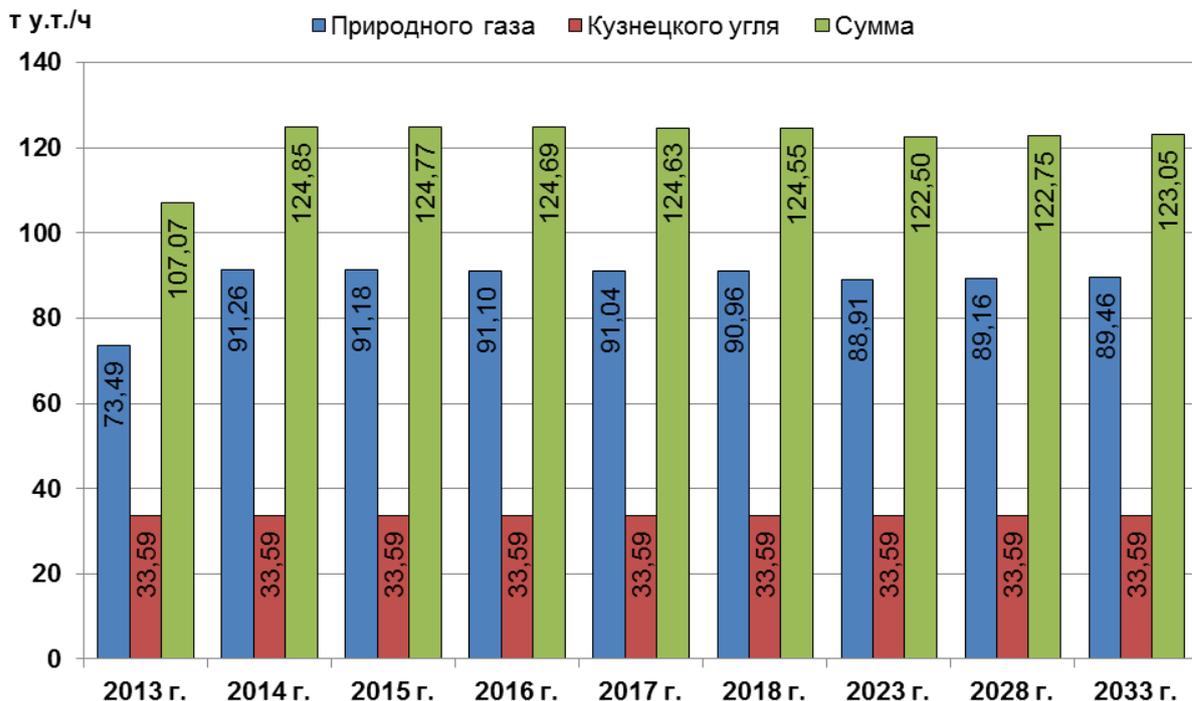


Рис. 6.6.1. Перспективные максимальные часовым расходы топлива для максимального зимнего режима для Кировской ТЭЦ-3 с разбиением по видам топлива

Сводные данные по перспективным часовым расходам основного топлива для переходного режима для Кировской ТЭЦ-3 с разбиением по видам топлива представлены на рис. 6.6.2.

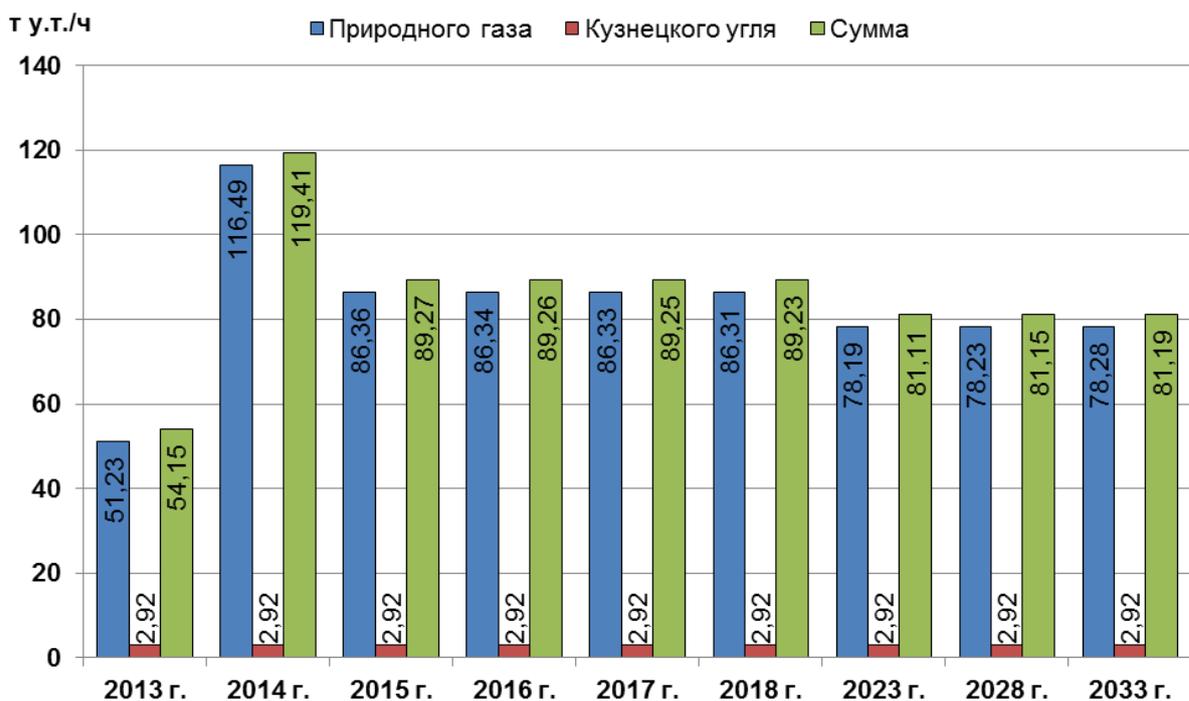
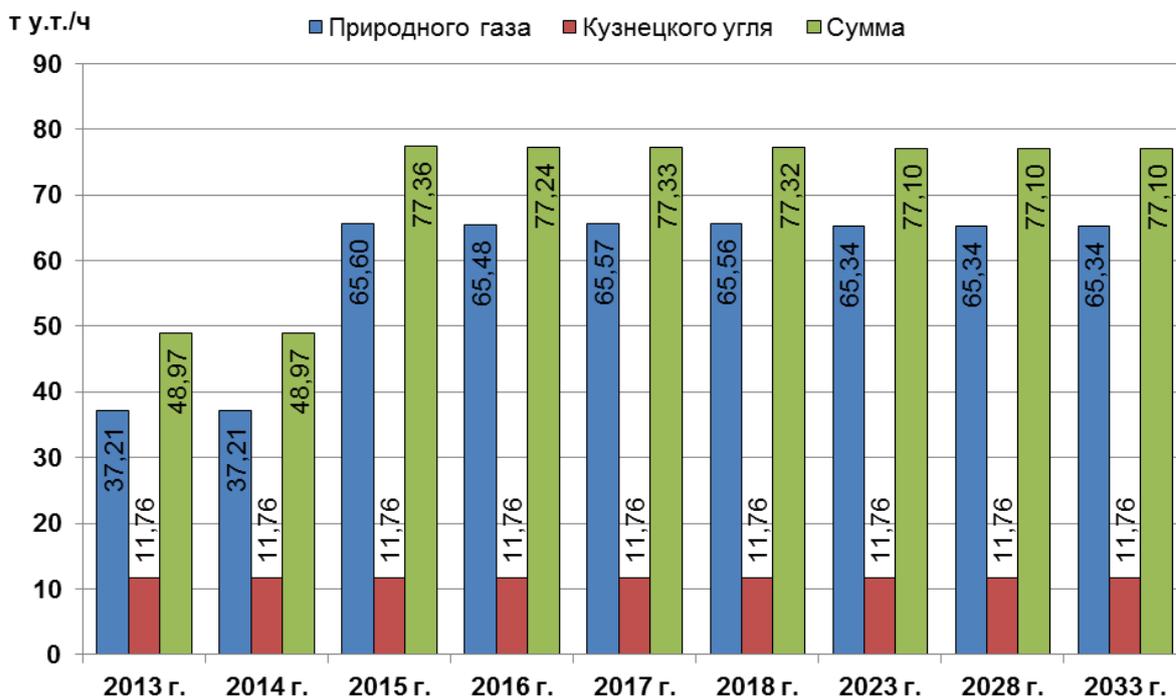


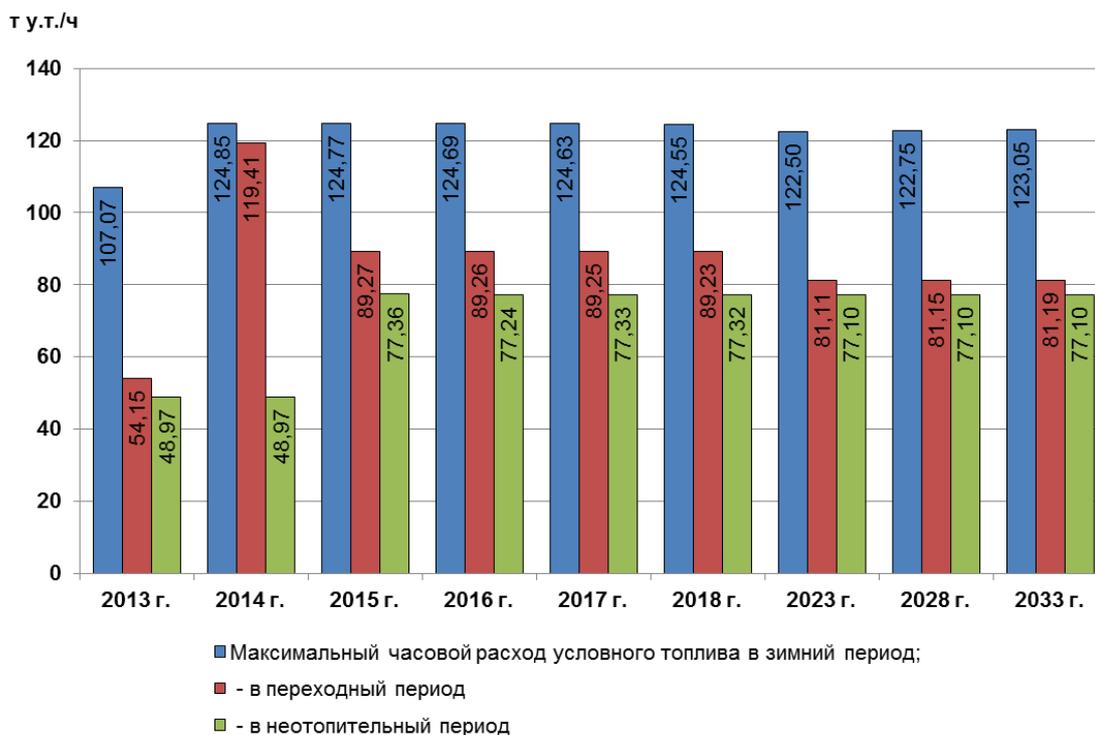
Рис. 6.6.2. Перспективные часовым расходы топлива для переходного режима для Кировской ТЭЦ-3 с разбиением по видам топлива

Сводные данные по перспективным максимальным часовым расходам основного топлива для летнего режима для Кировской ТЭЦ-3 с разбиением по видам топлива представлены на рис. 6.6.3.



**Рис. 6.6.3. Перспективные часовые расходы топлива для летнего режима для Кировской ТЭЦ-3 с разбиением по видам топлива**

Сводные данные по перспективным максимальным часовым расходам топлива для максимального зимнего, переходного и летнего режимов для Кировской ТЭЦ-3 представлены на рис. 6.6.4.



**Рис. 6.6.4. Перспективные максимальные часовые расходы основного топлива для максимального зимнего, переходного и летнего режимов Кировской ТЭЦ-3**

### 6.6.2. Перспективные максимальные часовые расходы основного топлива на котельной микрорайона Каринторф на период 2014 – 2033 гг.

Перспективные максимальные часовые расходы основного топлива, необходимого для обеспечения функционирования на котельной микрорайона Каринторф рассчитаны для следующих режимов:

- максимальный зимний;
- переходный;
- летний.

Температура наружного воздуха в рассматриваемых режимах принята равной «минус» 33 °С для максимального зимнего, 0 °С и 15 °С – для переходного и летнего режимов соответственно.

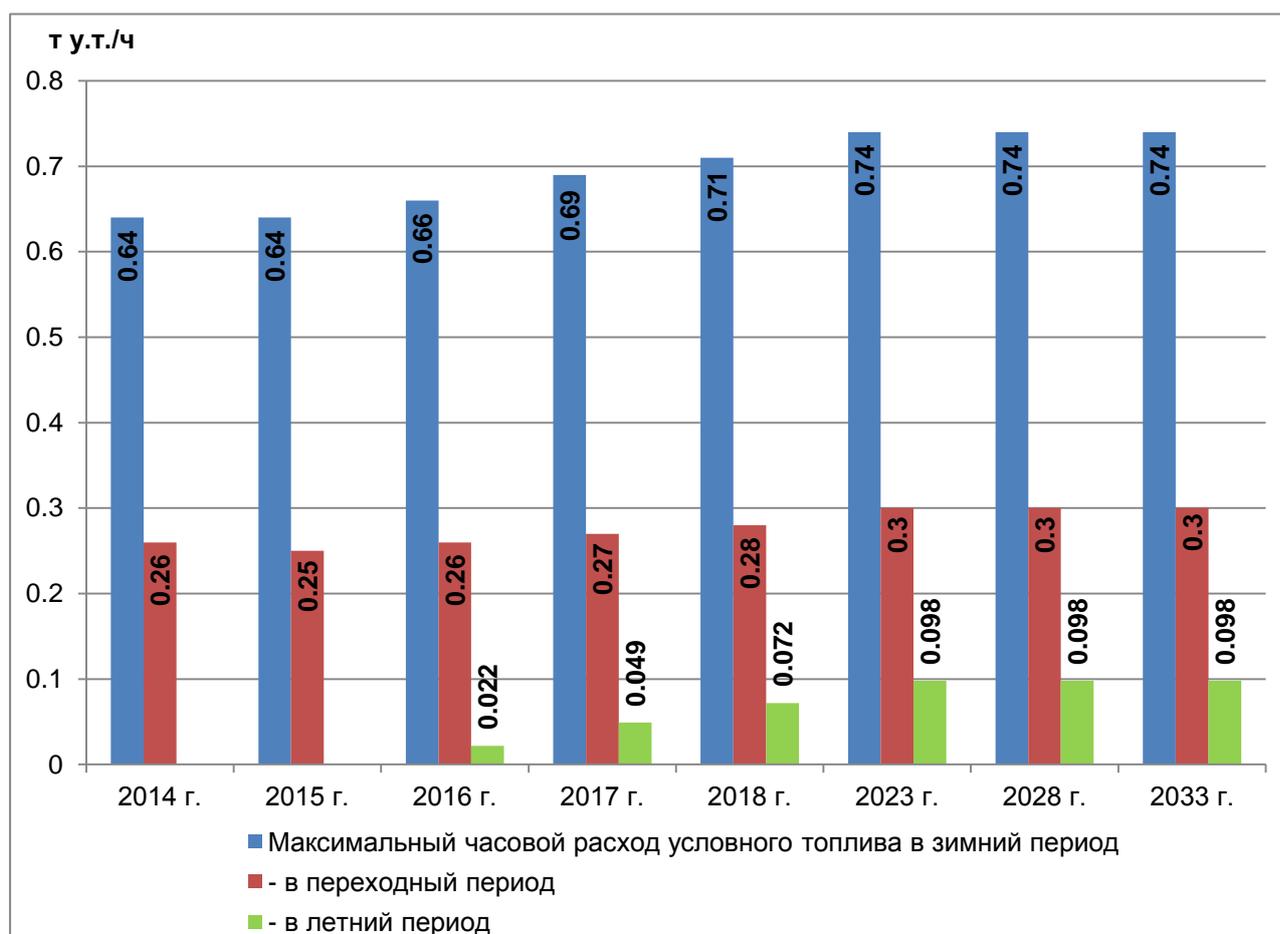
Значение максимальных часовых расходов основного топлива на котельной микрорайона Каринторф в период 2014 – 2033 гг. представлено в табл. 6.6.2.

Таблица 6.6.2.

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам							
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.	2033 г.
<b>Максимальные часовые расходы основного топлива по котельной микрорайона Каринторф</b>									
1. Максимальный часовой расход натурального топлива в зимний период при температуре наружного воздуха (-33 °С)	природного газа, тыс. нм <sup>3</sup> /ч	0,55	0,55	0,57	0,59	0,61	0,64	0,64	0,64
2. Максимальный часовой расход условного топлива в зимний период при температуре наружного воздуха (-33 °С)	природного газа тут/ч	0,64	0,64	0,66	0,69	0,71	0,74	0,74	0,74
3. Максимальный часовой расход натурального топлива в переходный период при температуре наружного воздуха (0 °С)	природного газа, тыс. нм <sup>3</sup> /ч	0,22	0,22	0,225	0,23	0,24	0,26	0,26	0,26
4. Максимальный часовой расход условного топлива в переходный период при температуре наружного воздуха (0 °С)	природного газа тут/ч	0,26	0,25	0,26	0,27	0,28	0,3	0,3	0,3

Наименование показателя, единица измерения	Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам								
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.	2033 г.	
<b>Максимальные часовые расходы основного топлива по котельной микрорайона Каринторф</b>									
5. Максимальный часовой расход натурального топлива в летний период при температуре наружного воздуха (+15 °С)	природного газа, тыс. нм <sup>3</sup> /ч			0,019	0,042	0,062	0,084	0,084	0,084
6. Максимальный часовой расход условного топлива в летний период при температуре наружного воздуха (+15 °С)	природного газа тут/ч			0,022	0,049	0,072	0,098	0,098	0,098

Перспективные максимальные часовые расходы условного топлива на котельной микрорайона Каринторф на период 2014 – 2033 гг. приведены на графике рис. 6.6.5.



**Рис. 6.6.5. Перспективные максимальные часовые расходы условного топлива на котельной микрорайона Каринторф на период 2014 – 2033 гг.**

Перспективные максимальные часовые расходы натурального топлива на котельной микрорайона Каринторф на период 2014 – 2033 гг. показаны на графике рис. 6.6.6.

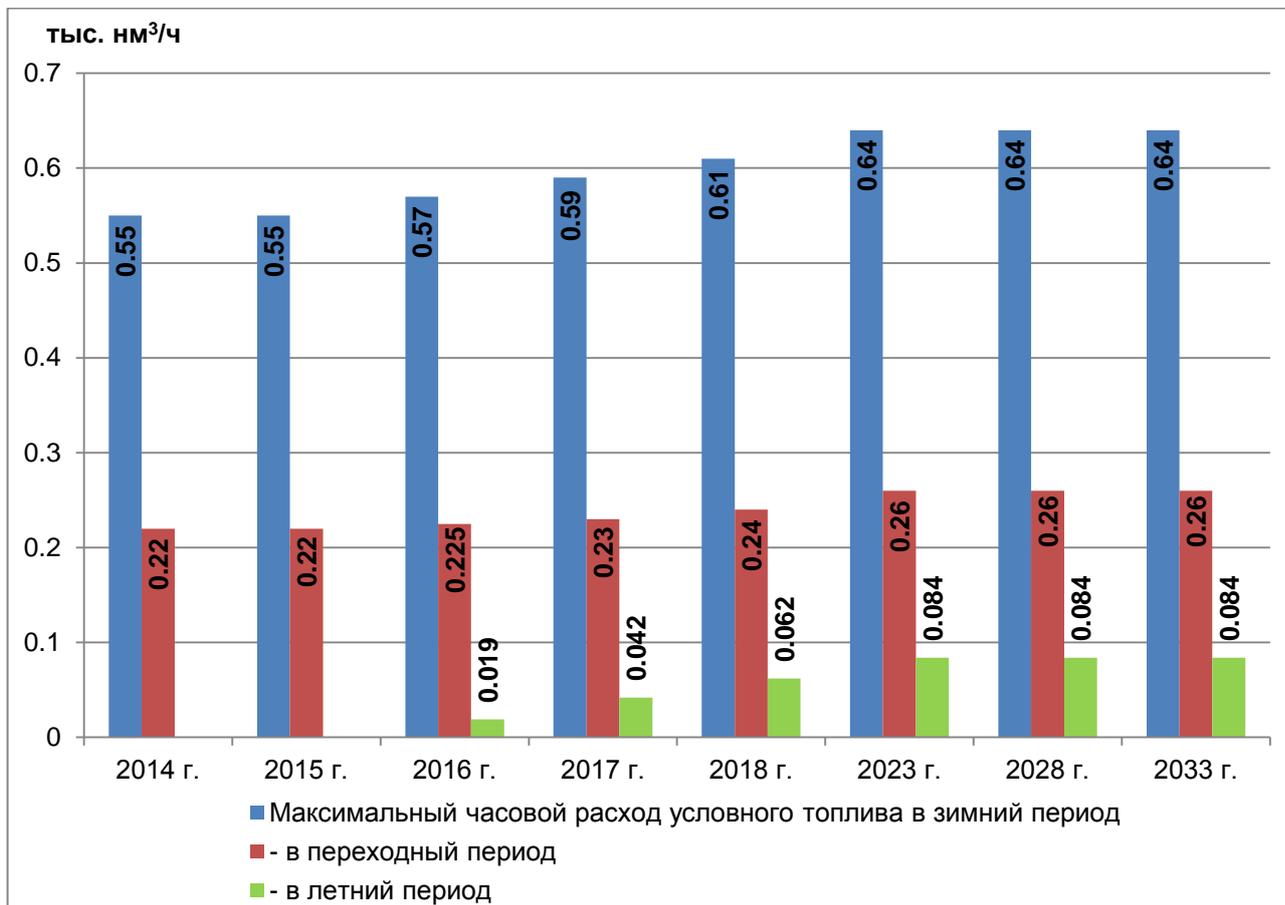


Рис. 6.6.6. Перспективные максимальные часовые расходы натурального топлива на котельной микрорайона Каринторф на период 2014 – 2033 гг.

## 6.7. Расчет максимальной выработки электрической энергии на базе прироста теплового потребления

Расчет максимальной выработки электроэнергии на базе прироста теплового потребления выполнен с учетом следующих особенностей:

- приросты отпуска тепловой энергии с горячей водой от Кировской ТЭЦ-3 обеспечиваются отпуском тепловой энергии из регулируемых отборов турбоагрегатов и отпуском тепла от ПВК за вычетом прироста количества тепловой энергии, получаемой водой при её нагреве в сетевых и перекачивающих насосах;

- в отличие от расчетов перспективных режимов работы, результаты которых отражены в разделе 6.1. «Расчет перспективных технико-экономических показателей работы Кировской ТЭЦ-3», в данном случае не принимаются во внимание ограничения по допустимым тепловым нагрузкам турбоагрегатов, поскольку задача состоит в определении максимального (располагаемого) прироста выработки электроэнергии по теплофикационному циклу.

Результаты расчета максимальной выработки электроэнергии на базе прироста теплового потребления для Кировской ТЭЦ-3 приведены в табл. 6.7.1, а также графиках рис. 6.7.1 – 6.7.4.

Необходимо отметить следующее:

- динамика изменения максимальной выработки электроэнергии по теплофикационному циклу на базе отпуска тепла соответствует заданной динамике изменения отпуска тепла от ТЭЦ с паром и горячей водой с учетом ввода ПГУ-220Т в сентябре 2014 года (в этом случае существенно изменяется методика определения объемов выработки электроэнергии по теплофикационному циклу);

- к 2033 году изменение отпуска тепла по ТЭЦ и ввод ПГУ-220Т обуславливает максимальное увеличение годовой выработки электроэнергии по теплофикационному циклу на 802,001 млн. кВт.ч (при максимальном значении прироста в 2015 году – 900,524 млн. кВт.ч);

- плановая выработка и отпуск электроэнергии по теплофикационному циклу в среднем на 23,8 % меньше, чем максимальные значения выработки и отпуска электроэнергии по теплофикационному циклу, что обусловлено ограничениями на допустимые нагрузки отборов турбоагрегатов, и, следовательно, наличием отпуска тепла от ПВК.

Таблица 6.7.1

Наименование показателя, единица измерения	ТЭЦ- 1: Значение показателей в прогнозируемом периоде по годам								
	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.	2033 г.
1. Максимальная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу паром регулируемых отборов на базе отпуска тепла с горячей водой и паром, млн. кВт·ч	595,091	954,588	1495,615	1490,057	1485,317	1479,860	1381,251	1388,020	1397,093
2. То же, на базе прироста отпуска тепла с горячей водой и паром относительно базового 2013 года, млн. кВт·ч	0,000	359,496	900,524	894,966	890,226	884,768	786,160	792,929	802,001
3. Плановая выработка электроэнергии по теплофикационному циклу с учетом ограничений по допустимым нагрузкам регулируемых отборов турбоагрегатов, млн. кВт·ч	440,168	710,956	1115,209	1113,926	1112,149	1110,728	1093,948	1095,835	1098,558
4. То же, % от максимальной выработки электроэнергии по теплофикационному циклу, %	74,0	74,5	74,6	74,8	74,9	75,1	79,2	78,9	78,6
5. Суммарный максимальный отпуск электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу на базе прироста отпуска тепла с горячей водой и паром, млн. кВт·ч	508,657	865,812	1388,642	1383,460	1379,054	1373,898	1278,739	1285,133	1293,701
6. То же, на базе прироста отпуска тепла с горячей водой и паром относительно базового 2013 года, млн. кВт·ч	0,000	357,154	879,984	874,802	870,397	865,241	770,082	776,475	785,044
7. Плановый отпуск электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу с учетом ограничений по допустимым нагрузкам регулируемых отборов турбоагрегатов, млн. кВт·ч	376,236	644,766	1035,51	1034,518	1033,047	1031,871	1017,169	1018,766	1021,084
8. То же, % от максимального отпуска электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу, %	74,0	74,5	74,6	74,8	74,9	75,1	79,5	79,3	78,9

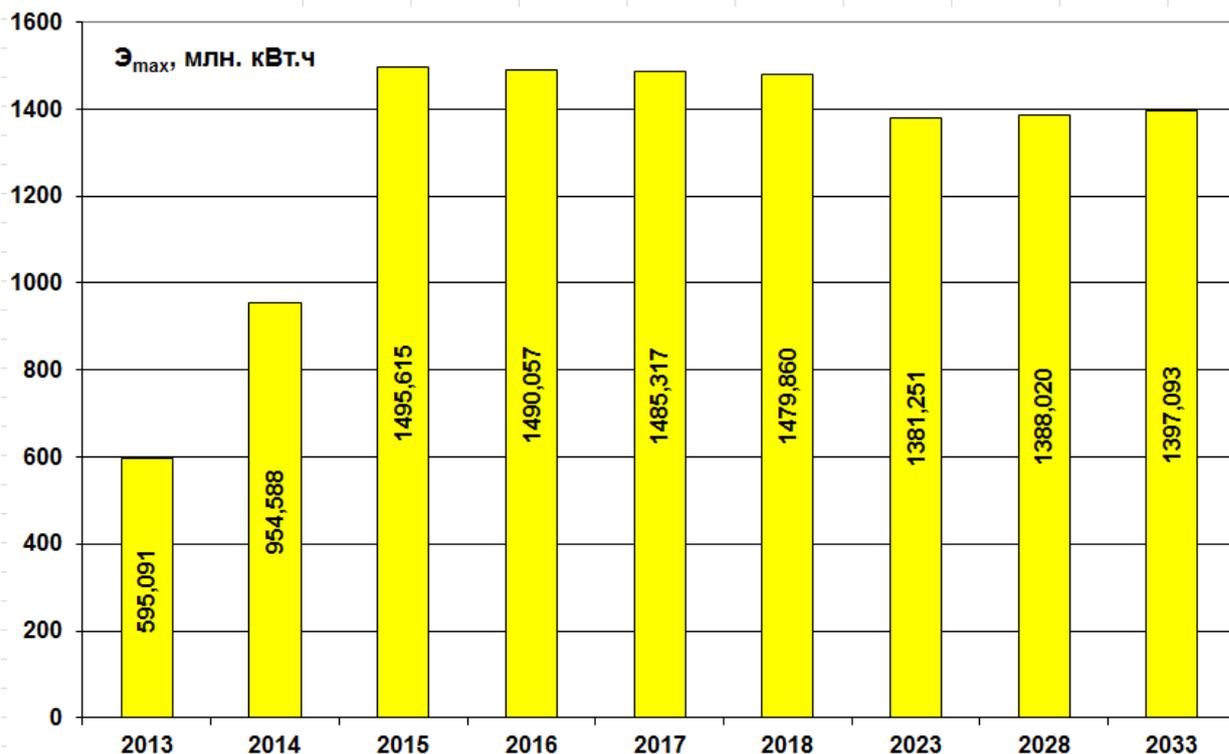


Рис. 6.7.1. Максимальная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу на базе отпуска тепла с горячей водой и паром на 2013 - 2033 гг. по Кировской ТЭЦ-3

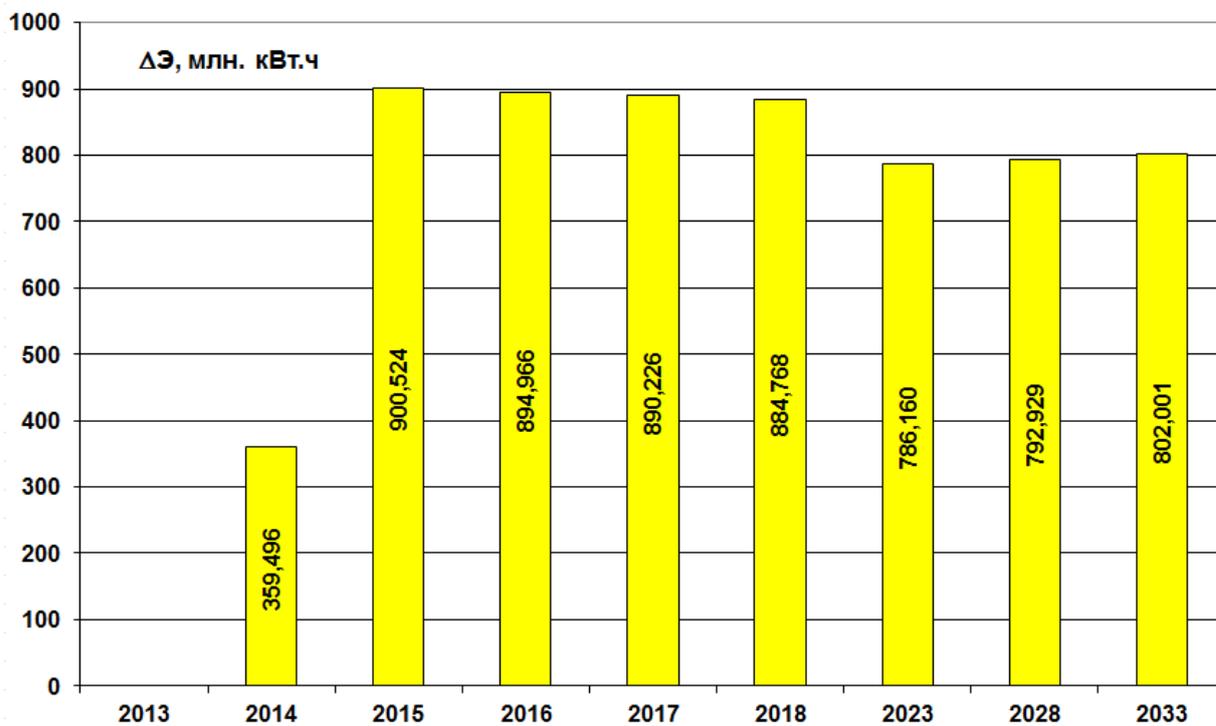


Рис. 6.7.2. Максимальная выработка электроэнергии на базе приростов суммарного отпуска тепла Кировской ТЭЦ-3 на 2014 - 2033 гг. (относительно базового 2013 года)

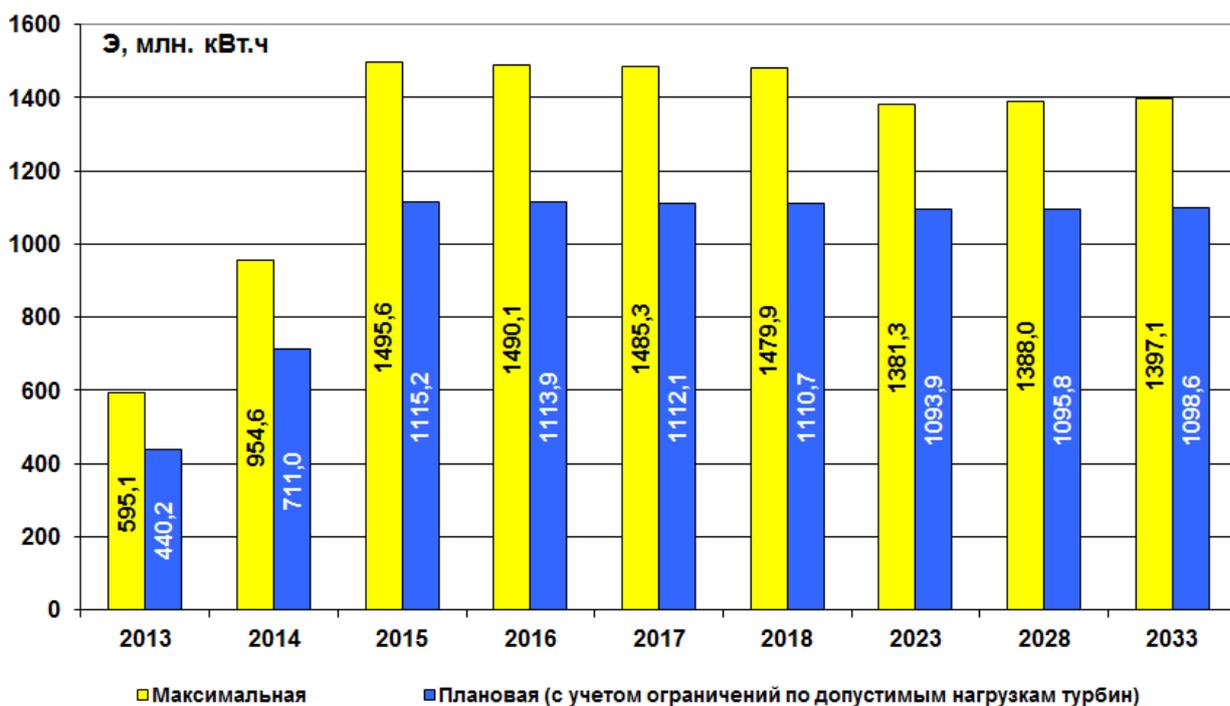


Рис. 6.7.3. Сопоставление максимальной и плановой выработки электроэнергии по теплофикационному циклу Кировской ТЭЦ-3 на 2013 - 2033 гг.

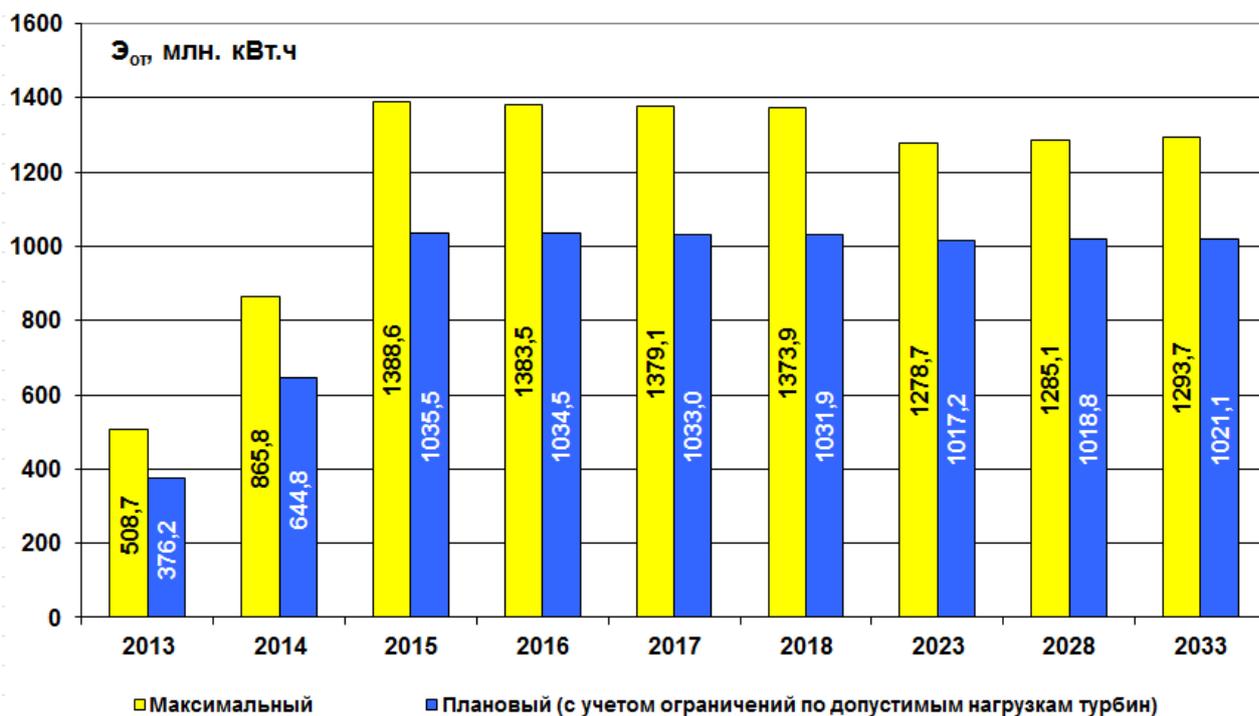


Рис. 7.7.4. Сопоставление максимального и планового отпуска электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу Кировской ТЭЦ-3 на 2013 - 2033 гг.

## 6.8. Расчет суммарного потребления условного топлива на Кировской ТЭЦ-3, котельной мкр. Каринторф и на индивидуальных источниках теплоснабжения г. Кирово-Чепецка на период 2014 – 2033 гг.

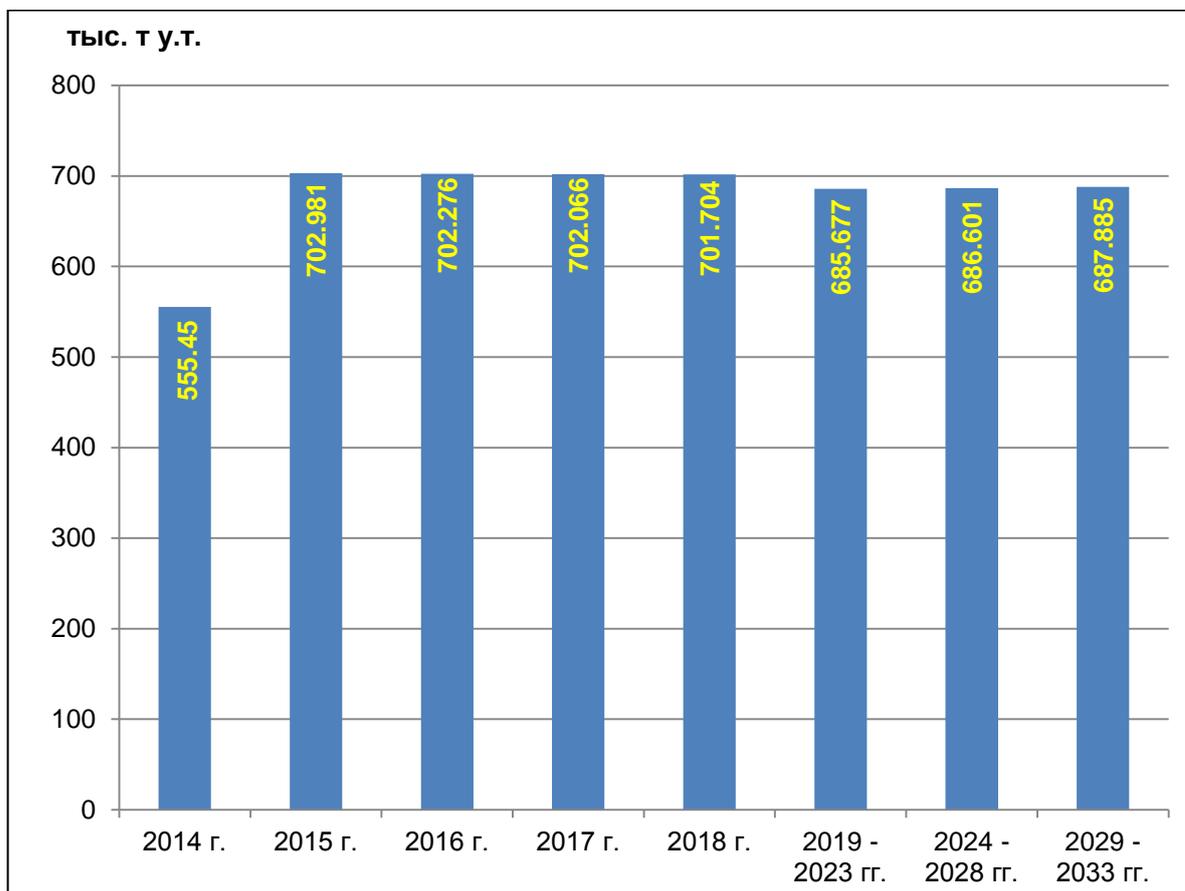
Расчет суммарного потребления условного топлива и отпуска тепловой энергии на Кировской ТЭЦ-3, котельной мкр. Каринторф и на индивидуальных источниках теплоснабжения г. Кирово-Чепецка на период 2014 – 2033 годы приведены в табл. 6.8.1.

Таблица 6.8.1

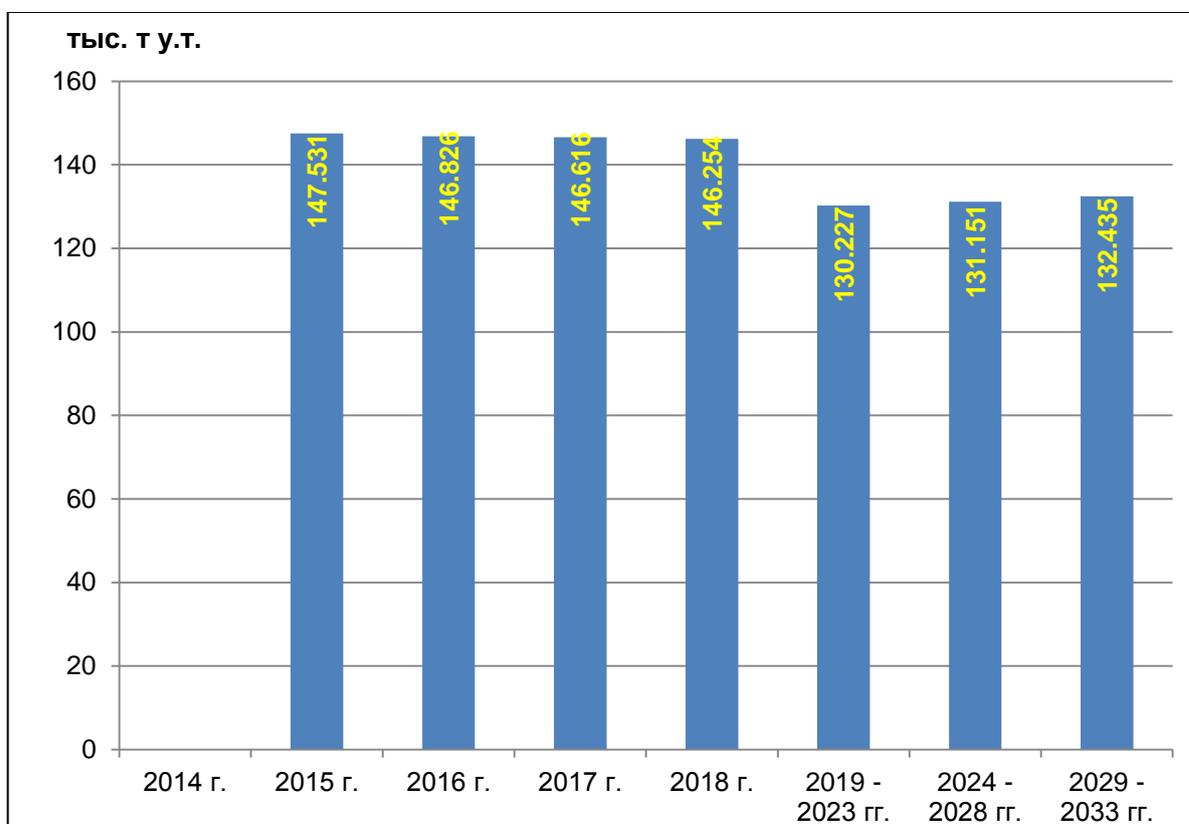
№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Отчетный год							
			2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024-2028 гг.	2029-2033 гг.
<b>Кировская ТЭЦ-3</b>										
1	Отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал/год	1335,806	1332,425	1328,338	1324,853	1320,840	1248,334	1253,311	1259,982
2	Расход условного топлива	тыс. т у. т.	553,219	700,693	699,865	699,397	698,785	682,299	683,020	684,047
<b>Котельная мкр. Каринторф</b>										
3	Отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал/год	13,696	13,848	14,319	14,900	15,385	15,953	15,959	15,958
4	Расход условного топлива	тыс. т у. т.	2,187	2,205	2,280	2,373	2,450	2,540	2,540	2,540
<b>Индивидуальные источники теплоснабжения</b>										
5	Отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал/год	0,273	0,517	0,816	1,848	2,934	5,238	6,504	8,115
6	Расход условного топлива	тыс. т у. т.	0,044	0,083	0,131	0,296	0,469	0,838	1,041	1,298
<b>Источники теплоснабжения г. Кирово-Чепецк</b>										
7	Отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал/год	1349,78	1346,79	1343,47	1341,60	1339,16	1269,53	1275,77	1284,06
8	Расход условного топлива	тыс. т у. т.	555,45	702,981	702,276	702,066	701,704	685,677	686,601	687,885
9	Изменение отпуска тепловой энергии от уровня 2014 г.	тыс. Гкал/год	0	-2,985	-6,302	-8,174	-10,616	-80,25	-74,001	-65,72
10	Изменение расхода условного топлива от уровня 2014 г.	тыс. т у. т.	0	147,531	146,826	146,616	146,254	130,227	131,151	132,435

Суммарный расход условного топлива по всем источникам тепловой мощности г. Кирово-Чепецка в период 2014 – 2033 гг. показан на графике рис. 6.8.1.

Изменение расхода условного топлива по всем источникам тепловой мощности г. Кирово-Чепецка в период 2014 – 2033 гг. приведено на графике рис. 6.8.2.



**Рис. 6.8.1. Суммарный расход условного топлива по всем источникам тепловой мощности г. Кирова-Чепецка в период 2014 – 2033 гг.**



**Рис. 6.8.2. Изменение расхода условного топлива по всем источникам тепловой мощности г. Кирова-Чепецка в период 2014 – 2033 гг.**

Суммарный отпуск тепловой энергии по всем источникам тепловой мощности г. Кирова-Чепецка в период 2014 – 2033 гг. представлен на графике рис. 6.8.3.

Изменение величины отпуска тепловой энергии по всем источникам тепловой мощности г. Кирово-Чепецка в период 2014 – 2033 гг. показано на графике рис. 6.8.4.

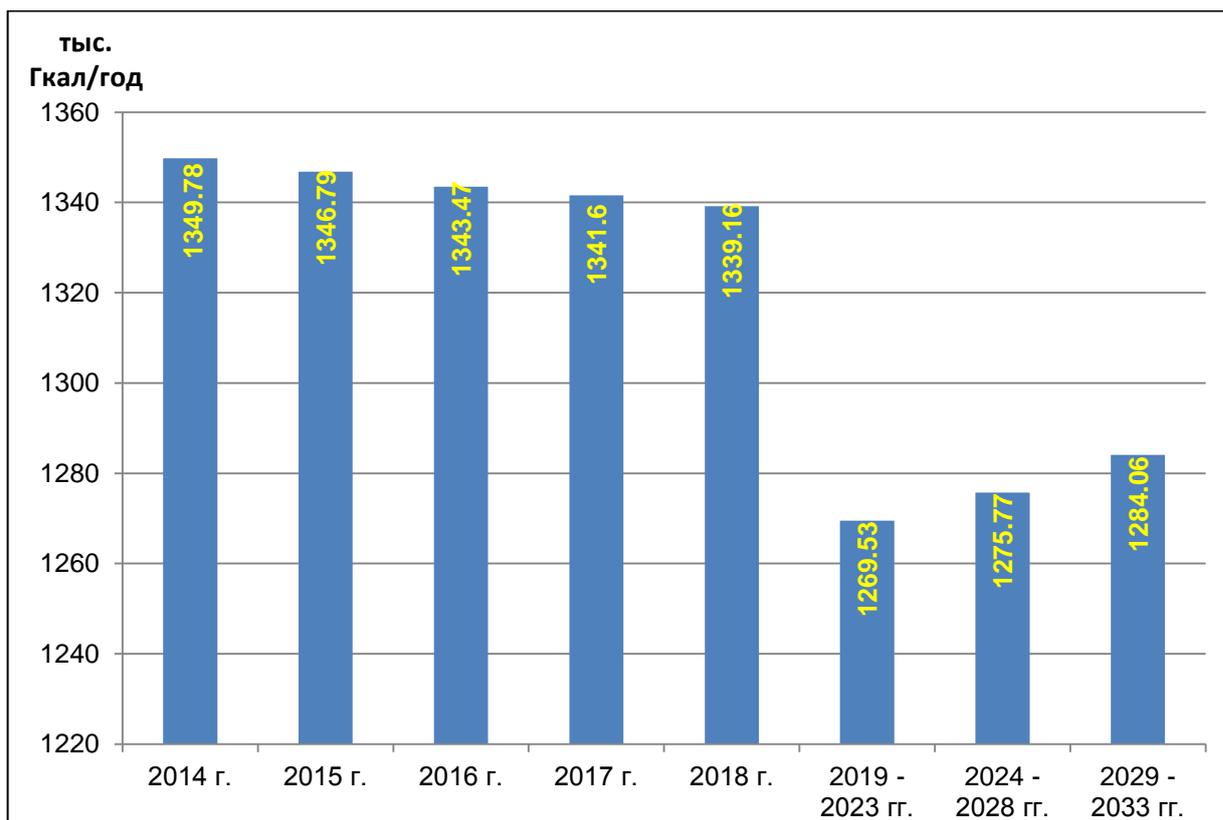


Рис. 6.8.3. Суммарный отпуск тепловой энергии по всем источникам тепловой мощности г. Кирово-Чепецка в период 2014 – 2033 гг.

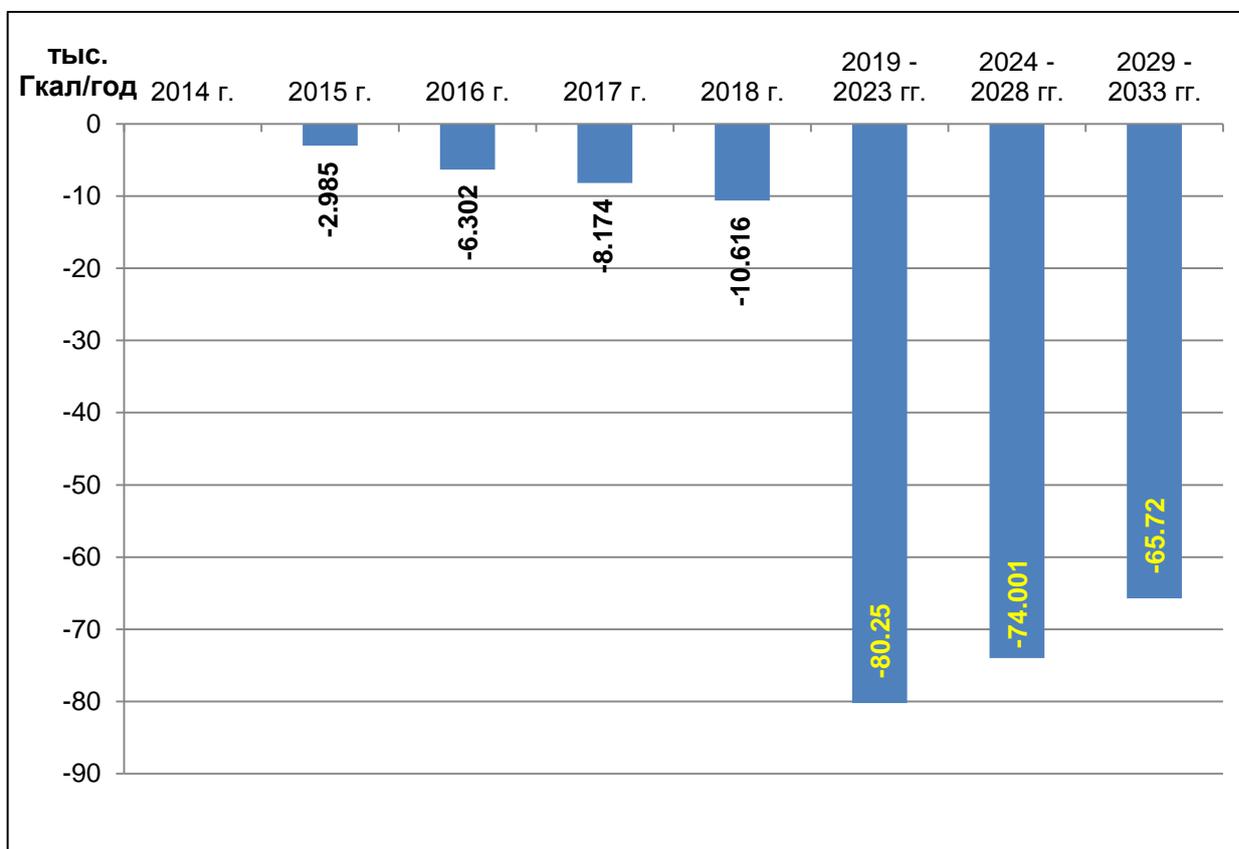


Рис. 6.8.4. Изменение величины отпуска тепловой энергии по всем источникам тепловой мощности г. Кирово-Чепецка в период 2014 – 2033 гг.

## 6.9. Выводы по разделу 6

1. Разработаны перспективные топливные балансы, включающие в себя плановые технико-экономические показатели работы оборудования, объемы суммарного потребления условного топлива, запасы аварийного и резервного топлива Кировской ТЭЦ-3 филиала «Кировской» ОАО «ТГК-5» на период 2014 – 2033 годы.

2. При разработке перспективных топливных балансов принято следующее:

– характерные составы работающего оборудования, режимные и технико-экономические показатели работы отдельных агрегатов и энергообъекта в целом за 2013 год ежемесячно (базовый период);

– планируемые изменения отпуска тепловой энергии с коллекторов на период 2014 – 2033 годы (раздельно с паром и горячей водой).

– изменения состава установленного оборудования – в соответствии с рассматриваемым вариантом развития генерирующих мощностей:

● сентябрь 2014 года:

– ввод ПГУ-220Т с газотурбинной установкой ГТЭ-160 ОАО «Силовые машины», котлом-утилизатором Е-236/41-9,14/1,45-512/298 ОАО «ЭМАльянс» и паротурбинной установкой Т-63/76-8,8 ЗАО «УТЗ»;

– вывод в консервацию (аварийный резерв) котла ТП-170-1 ст. № 8;

● январь 2015 года – вывод в консервацию турбоагрегатов ПТ-25-30 ст. № 3, Т-25-90 ст. № 4, Т-27-90 ст. № 5, вывод из эксплуатации с последующим демонтажом котлов ТП-170-1 ст. № 5, 6; вывод в консервацию пиковых водогрейных котлов КВГМ-100 ст. № 1, 2;

● июль 2015 года – вывод в консервацию котла ТП-170-1 ст. № 7.

3. В соответствии основными нормативными документами, регламентирующими порядок определения показателей тепловой экономичности ТЭС, а также утвержденной нормативно-технической документацией по топливоиспользованию Кировской ТЭЦ-3 разработан алгоритм расчета прогнозных технико-экономических показателей и расходов топлива ежемесячно.

4. В соответствии с планируемой динамикой изменения присоединенной тепловой нагрузки Кировской ТЭЦ-3, а также учитывая предполагаемые изменения в составе установленного оборудования, ожидаются следующие изменения технико-экономических показателей:

– прогнозируемая величина отпуска электроэнергии ТЭЦ в период 2014-2033 годы будет существенно превышать уровень базового 2013 года, что связано с вводом в эксплуатацию в сентябре 2014 года ПГУ-220Т. В целом по ТЭЦ отпуск электроэнергии к 2033 году увеличится до 1965 млн. кВт./ч в год, то есть в 3,18 раза относительно уровня 2013 года;

– в связи перераспределением нагрузок между существующими турбоагрегатами и ПГУ-220Т доля выработки электроэнергии по конденсационному циклу существующими турбоагрегатами уменьшится с 39,2 % в 2013 году до 32,8 % в 2033 году. В целом по ТЭЦ к 2033 году доля выработки электроэнергии по конденсационному циклу увеличится до 47,4 % в связи с работой ПГУ-220Т в неотапительный период в конденсационном режиме;

– уменьшение доли конденсационной выработки электроэнергии по существующей части ТЭЦ приведет к уменьшению удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии существующим оборудованием к 2033 году на 24,6 и 18,7 г у.т./кВт.ч соответственно при расчете по физическому и пропорциональному методам относительно уровня 2013 года;

– ввод экономичного оборудования – ПГУ-220Т – даже при его работе в неотапливаемый период в конденсационном режиме обеспечит уменьшение удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии по ТЭЦ в целом к 2033 году на 95,9 и 150,4 г у.т./кВт.ч соответственно при расчете по физическому и пропорциональному методам относительно уровня 2013 года;

– общее уменьшение отпуска тепловой энергии ТЭЦ к 2033 году составит 73697 Гкал, в т.ч.: 73697 Гкал с горячей водой; 0 Гкал с паром;

– тепловая нагрузка ТЭЦ не может быть обеспечена без подключения ПВК в зимние месяцы вплоть до условий 2033 года; однако доля отпуска тепла ПВК незначительна – около 0,5 % при условиях 2033 года;

– существенное уменьшение отпуска тепла от существующей части ТЭЦ с увеличением доли отпуска тепла с паром (из-за передачи части нагрузки в сетевой водой на ПГУ-220Т), а также соответствующее увеличение доли технологических потерь тепла, связанных с отпуском тепла внешним потребителям, обуславливает увеличение удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии существующим оборудованием при расчете по физическому методу на 3,8 кг у.т./Гкал относительно уровня 2013 года. При расчете по пропорциональному методу это увеличение еще более существенно (из-за увеличения доли выработки электроэнергии на тепловом потреблении) – на 7,5 кг у.т./Гкал;

– удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии ПГУ-220Т практически не изменяется с момента ввода её в эксплуатацию и существенно меньше, чем базовые показатели тепловой экономичности ТЭЦ до ввода ПГУ;

– несмотря на некоторое уменьшение отпуска тепла ТЭЦ в целом в прогнозируемом периоде с соответствующим увеличением доли технологических потерь тепла, наблюдается общее увеличение тепловой экономичности ТЭЦ по отпуску тепла, обусловленное вводом ПГУ: удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии по ТЭЦ в целом при расчете по физическому методу уменьшится к 2033 году на 5,4 кг у.т./Гкал относительно уровня 2013 года;

– изменения годового расхода топлива Кировской ТЭЦ-3 в период до 2014 года в целом соответствуют динамике изменения отпуска тепла внешним потребителям от ТЭЦ; после 2015 года с вводом ПГУ расход топлива существенно увеличивается из-за увеличения отпуска электроэнергии. При этом удельные расходы топлива на отпуск тепловой и электрической энергии уменьшаются. К 2033 году годовой расход топлива Кировской ТЭЦ-3 увеличится на 240,9 тыс. т у.т. относительно фактического потребления топлива в 2013 году и достигнет 684,0 тыс. т у.т./год;

– коэффициент использования топлива несколько увеличивается с 60,1 % в 2013 году до 61,6 % в 2033 году, главным образом, из-за уменьшения выработки электроэнергии по конденсационному циклу существующим оборудованием ТЭЦ и вводом ПГУ.

5. Перспективные объемы общего нормативного запаса основного и резервного топлива (ОНЗТ) изменятся следующим образом: величина ОНЗТ мазута к 2033 году практически не изменится и составит 2 209 т н.т.; величина ОНЗТ каменного угля к 2023 году снизится на 21,5 % относительно состояния на 2013 год и составит 53 970 т н.т.

6. При выполнении расчета максимальных часовых расходов основного топлива на Кировской ТЭЦ-3 на период 2014 – 2033 гг. структура сжигаемого топлива по источнику теплоснабжения, сжигающему несколько основных видов топлива принята следующей:

по Кировской ТЭЦ-3:

- максимальный зимний режим: 73,0 % природного газа, 27 % каменного угля, 0 % фрезерного торфа;

- переходный режим: 96,7,0 % природного газа, 3,3 % каменного угля, 0,0 % фрезерного торфа;

- летний режим: 84,8 % природного газа, 15,2 % каменного угля, 0 % фрезерного торфа.

Максимальный часовой расход условного топлива в зимний период при температуре наружного воздуха  $-33^{\circ}\text{C}$  будет увеличиваться в период 2014 – 2033 гг. со 107,07 тут/ч в 2014 г. до 123,05 тут/ч в 2033 г.

Максимальный часовой расход условного топлива в переходный период при температуре наружного воздуха  $0^{\circ}\text{C}$  будет увеличиваться в период 2014 – 2033 гг. с 54,15 тут/ч в 2014 г. до 81,19 тут/ч в 2033 г.

Максимальный часовой расход условного топлива в неотапительный период при температуре наружного воздуха  $+20^{\circ}\text{C}$  будет увеличиваться в период 2014 – 2033 гг. с 48,97 тут/ч в 2014 г. до 77,1 тут/ч в 2033 г.

7. Результаты расчета максимальной выработки электроэнергии на базе прироста теплового потребления для Кировской ТЭЦ-3 позволяют отметить следующее:

- динамика изменения максимальной выработки электроэнергии по теплофикационному циклу на базе отпуска тепла соответствует заданной динамике изменения отпуска тепла от ТЭЦ с паром и горячей водой с учетом ввода ПГУ-220Т в сентябре 2014 года (в этом случае существенно изменяется методика определения объемов выработки электроэнергии по теплофикационному циклу);

- к 2033 году изменение отпуска тепла по ТЭЦ и ввод ПГУ-220Т обуславливает максимальное увеличение годовой выработки электроэнергии по теплофикационному циклу на 802,001 млн. кВт.ч (при максимальном значении прироста в 2015 году – 900,524 млн. кВт.ч);

- плановая выработка и отпуск электроэнергии по теплофикационному циклу в среднем на 23,8 % меньше, чем максимальные значения выработки и отпуска электроэнергии по теплофикационному циклу, что обусловлено ограничениями на допустимые нагрузки отборов турбоагрегатов, и, следовательно, наличием отпуска тепла от ПВК.

## Раздел 7. Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение

В соответствии с программой перспективного развития теплоснабжения г. Кирово-Чепецка разработаны мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей, а также их технико-экономическое обоснование.

### 7.1. Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение индивидуальных источников теплоснабжения для подключения перспективных тепловых нагрузок

#### 7.1.1. Обоснование инвестиций в строительство тепловых сетей в зоне нового строительства № 1

Для реализации системы теплоснабжения в зоне нового строительства № 1 с общественной застройкой предлагается использование системы централизованного теплоснабжения от Кировской ТЭЦ-3. Прирост отапливаемых площадей в зоне нового строительства составит 2 300 м<sup>2</sup>. Объекты строительства – общественные здания. Прирост тепловых нагрузок потребителей – 0,1662 Гкал/ч.

Для осуществления подключения потребителей необходимо провести прокладку следующих трубопроводов:

- на период 2015 г.: от существующей тепловой камеры ТК-7-01а до проектируемой тепловой камеры в зоне нового строительства № 1 длиной 50 п.м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 70 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ.

Основные технические и стоимостные характеристики тепловых сетей, планируемых к строительству и оценка финансовых потребностей для реализации мероприятий приведены в табл. 7.1.1.

Таблица 7.1.1

Начало участка	Конец участка	Условный диаметр (мм)	Длина (м)	Год прокладки	Тип прокладки	Стоимость строительства с НДС в ценах 2012 г. с НДС, тыс. руб.
ТК-7-01а	Проект. ТК	70	50	2015 г.	Подземная бесканальная, ППМ	299,24
<b>ИТОГО</b>						<b>299,24</b>

Реализация мероприятий планируется в 2015 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.1.2.

Таблица 7.1.2

Годы	2015 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	299,24	299,24
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	349,71	349,71

Итого стоимость реализации мероприятий по строительству тепловых сетей для подключения потребителей в зоне нового строительства № 1 составит 349,71 тыс. руб. с НДС в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

### **7.1.2. Обоснование инвестиций в строительство тепловых сетей в зоне нового строительства № 2**

Для реализации системы теплоснабжения в зоне нового строительства № 2 с общественной застройкой предлагается использование системы централизованного теплоснабжения от Кировской ТЭЦ-3. Прирост площади строительных фондов составит 75 257 м<sup>2</sup> (Общественные и жилые здания). Прирост теплопотребления составит 3,9142 Гкал/ч.

Для осуществления подключения потребителей необходимо провести прокладку следующих трубопроводов:

- на период 2016 г.: от существующей тепловой камеры Уз. Свердлова 2 до проектируемой тепловой камеры №1 в зоне нового строительства № 2 длиной 50 п.м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 100 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ;

- на период 2014 г.: от существующей тепловой камеры ТК-16-3 до проектируемой тепловой камеры № 2 в зоне нового строительства № 2 длиной 100 п.м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 80 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ;

- на период 2018 г.: от существующей тепловой камеры ТК 4-23-3 будет осуществляться подключение объекта теплоснабжения в зоне нового строительства № 2 трубопроводом длиной 40 п.м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 50 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ;

- на период 2029 г.: от существующей тепловой камеры Уз. России 31-1 будет осуществляться подключение объекта теплоснабжения в зоне нового строительства № 2 трубопроводом длиной 60 п.м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 50 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ;

- на период 2016 - 2019 гг.: от существующей тепловой камеры ТК-22-4 до проектируемой тепловой камеры №3 в зоне нового строительства № 2 длиной 130 п.м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 100 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ;

- на период 2017 г.: от существующей тепловой камеры Уз. Г/К Б-24 до проектируемой тепловой камеры № 4 в зоне нового строительства № 2 длиной 100 п.м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 50 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ;

- на период 2024 г.: от существующей тепловой камеры ТК-22-1-1 до проектируемой тепловой камеры № 5 в зоне нового строительства № 2 длиной 230 п.м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 100 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ;

Основные технические и стоимостные характеристики тепловых сетей, планируемых к строительству и оценка финансовых потребностей для реализации мероприятий приведены в табл. 7.1.3.

Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты) для строительства нового источника тепловой энергии выполнена по укрупненным показателям базисных стоимостей по видам строительства (далее - УПР), укрупненным показателям сметной стоимости (далее - УСС), укрупненным показателям базисной стоимости материалов, видов оборудования, услуг и видов работ(в ценах 2012 г.).

Таблица 7.1.3

Начало участка	Конец участка	Условный диаметр (мм)	Длина (м)	Год прокладки	Тип прокладки	Стоимость строительства с НДС в ценах 2012 г. тыс. руб.
Уз. Свердлова 2	Проект. ТК № 1	100	50	2016	Подземная бесканальная, ППМ	346,08
ТК-16-3	Проект. ТК № 2	80	100	2014	Подземная бесканальная, ППМ	674,24
ТК 4-23-3	Объект теплоснабжения	50	40	2018	Подземная бесканальная, ППМ	172,73
Уз. России 31-1	Объект теплоснабжения	50	60	2029	Подземная бесканальная, ППМ	259,09
ТК-22-4	Проект. ТК № 3	100	130	2016 – 2019	Подземная бесканальная, ППМ	899,80
Уз. Г/К Б-24	Проект. ТК № 4	50	100	2017	Подземная бесканальная, ППМ	431,81
ТК-22-1-1	Проект. ТК № 5	100	230	2024	Подземная бесканальная, ППМ	1 591,96
<b>ИТОГО</b>						<b>4 375,71</b>

Реализация мероприятий планируется на период 2015 – 2029 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.1.4.

Таблица 7.1.4

Годы	2014 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2024 г.	2029 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	674,24	346,08	431,81	172,73	899,80	1 591,96	259,09	4 375,71
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	750,43	424,67	556,36	233,68	1 265,99	2 698,91	509,21	6 439,25

Итого стоимость реализации мероприятий по строительству тепловых сетей для подключения потребителей в зоне нового строительства № 2 составит 6 439,25 тыс. руб. с НДС в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

### 7.1.3. Обоснование инвестиций в строительство тепловых сетей в зоне нового строительства № 3

Для реализации системы теплоснабжения в зоне нового строительства № 3 с общественной застройкой предлагается использование системы централизованного теплоснабжения от Кировской ТЭЦ-3.

Прирост площади строительных фондов составит 12 310 м<sup>2</sup> (общественные и жилые здания), 6 960 м<sup>2</sup> (индивидуальное жилищное строительство).

Прирост теплопотребления, соответственно составит 0,5851 Гкал/ч и 0,5247 Гкал/ч.

Для осуществления подключения потребителей необходимо провести прокладку следующих трубопроводов:

- на период 2017 г.: от существующей тепловой камеры ТК 7-10 до проектируемой тепловой камеры №1 в зоне нового строительства № 3 длиной 300 п.м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 80 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ;

Основные технические и стоимостные характеристики тепловых сетей, планируемых к строительству и оценка финансовых потребностей для реализации мероприятий приведены в табл. 7.1.5.

Таблица 7.1.5

Начало участка	Конец участка	Условный диаметр (мм)	Длина (м)	Год прокладки	Тип прокладки	Стоимость строительства с НДС в ценах 2012 г. тыс. руб.
ТК 7-10	Проект. ТК	80	300	2017	Подземная бесканальная, ППМ	2022,71
ИТОГО						2022,71

Реализация мероприятий планируется в 2017 – 2018 гг. Сводная стоимость мероприятий по прокладке трубопроводов тепловых сетей и строительству индивидуальных систем отопления для коттеджей по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.1.6.

Таблица 7.1.6

Годы	2017 г.	2018 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	2 022,71	2 736,15	4 758,86
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	2 606,13	3 701,62	6 307,76

Итого стоимость реализации мероприятий по прокладке тепловых сетей и строительству индивидуальных систем отопления для коттеджей для подключения потребителей в зоне нового строительства № 3 составит 6 307,76 тыс. руб. с НДС в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

#### 7.1.4. Обоснование инвестиций в строительство тепловых сетей в зоне нового строительства № 4

##### 1. Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты) для осуществления строительства тепловых сетей в зоне нового строительства № 4

Для реализации системы теплоснабжения в зоне нового строительства № 4 с общественной застройкой предлагается использование системы централизованного теплоснабжения от Кировской ТЭЦ-3.

Прирост отапливаемых площадей в зоне нового строительства составит 3 100 м<sup>2</sup>.

Объекты строительства – общественные здания.

Прирост тепловых нагрузок потребителей – 0,1581 Гкал/ч.

Для осуществления подключения потребителей необходимо провести прокладку следующих трубопроводов:

- на период 2029 г.: от существующей тепловой камеры ТК 9-20 до проектируемой тепловой камеры в зоне нового строительства № 4 длиной 150 п.м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 70 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ;

Основные технические и стоимостные характеристики тепловых сетей, планируемых к строительству и оценка финансовых потребностей для реализации мероприятий приведены в табл. 7.1.7.

Таблица 7.1.7

Начало участка	Конец участка	Условный диаметр (мм)	Длина (м)	Год прокладки	Тип прокладки	Стоимость строительства с НДС в ценах 2012 г. тыс. руб.
ТК 9-20	Проект. ТК	70	150	2029	Подземная бесканальная, ППМ	760,78
<b>ИТОГО</b>						<b>760,78</b>

Реализация мероприятий планируется в 2027 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.1.8.

Таблица 4.1.8

Годы	2027 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	897,72	897,72
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	1 764,34	1 764,34

Итого стоимость реализации мероприятий по строительству тепловых сетей для подключения потребителей в зоне нового строительства № 4 составит 1 764,34 тыс. руб. с НДС в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

### 7.1.5. Обоснование инвестиций в строительство тепловых сетей в зоне нового строительства № 5

Для реализации системы теплоснабжения в зоне нового строительства № 5 с общественной застройкой предлагается использование системы централизованного теплоснабжения от Кировской ТЭЦ-3. Прирост отапливаемых площадей в зоне нового строительства составит 21 080 м<sup>2</sup>. Объекты строительства – общественные здания. Прирост тепловых нагрузок потребителей – 0,977 Гкал/ч. Для осуществления подключения потребителей необходимо провести прокладку следующих трубопроводов:

- на период 2014 г.: от существующей тепловой камеры ТК 10-8 до проектируемой тепловой камеры № 1 в зоне нового строительства № 5 длиной 50 п.м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 70 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ;

- на период 2024 г.: от существующей тепловой камеры ТК 12-9 до проектируемой тепловой камеры № 2 в зоне нового строительства № 5 длиной 70 п.м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 70 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ;

- на период 2024 г.: от существующей тепловой камеры ТК 12-7 до проектируемой тепловой камеры № 3 в зоне нового строительства № 5 длиной 50 п.м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 100 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ;

Основные технические и стоимостные характеристики тепловых сетей, планируемых к строительству и оценка финансовых потребностей для реализации мероприятий приведены в табл. 7.1.9.

Таблица 7.1.9

Начало участка	Конец участка	Условный диаметр (мм)	Длина (м)	Год прокладки	Тип прокладки	Стоимость строительства с НДС в ценах 2012 г. тыс. руб.
ТК 10-8	Проект. ТК №1	70	50	2014	Подземная бесканальная, ППМ	299,2362
ТК 12-9	Проект. ТК №2	70	70	2024	Подземная бесканальная, ППМ	418,9354
ТК 12-7	Проект. ТК №3	100	50	2024	Подземная бесканальная, ППМ	346,0822
<b>ИТОГО</b>						<b>1064,2538</b>

Реализация мероприятий планируется в 2015 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.1.10.

Таблица 7.1.10

Годы	2015 г.	2024 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	299,24	765,02	<b>1 064,25</b>
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	333,05	1 804,26	<b>2 137,32</b>

Итого стоимость реализации мероприятий по строительству тепловых сетей для подключения потребителей в зоне нового строительства № 5 составит 2 137,32 тыс. руб. с НДС в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

#### **7.1.6. Обоснование инвестиций в установку индивидуальных водогрейных газовых котлов для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 6**

Для реализации системы теплоснабжения в зоне нового строительства № 6 с индивидуальной и малоэтажной застройкой предлагается использование индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов.

Прирост площади строительных фондов в период 2015 – 2027 гг. составит 10 080 м<sup>2</sup>. При средней величине площади в отапливаемом здании 150 м<sup>2</sup> количество зданий – 84.

В качестве источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 6 для отопления зданий предполагается установка индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов.

Тепловая мощность единицы оборудования - 28 кВт.

Максимальная потребляемая электрическая мощность – 15 Вт.

Реализация мероприятий планируется на 2015 - 2027 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.1.11.

**Таблица 7.1.11**

<b>Годы</b>	<b>2015 - 2027 г.</b>	<b>ИТОГО</b>
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	3 963,81	3 963,81
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	7 343,12	7 343,12

Итого стоимость реализации мероприятий по установке индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов для подключения потребителей в зоне нового строительства № 6 составит 7 343,12 тыс. руб. с НДС в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

### 7.1.7. Обоснование инвестиций в строительство тепловых сетей в зоне нового строительства № 7

Для реализации системы теплоснабжения в зоне нового строительства № 7 с общественной застройкой предлагается использование системы централизованного теплоснабжения от Кировской ТЭЦ-3.

Прирост отапливаемых площадей в зоне нового строительства составит 91 660 м<sup>2</sup>.

Объекты строительства – общественные и жилые здания.

Прирост тепловых нагрузок потребителей – 3,99 Гкал/ч.

Для осуществления подключения потребителей необходимо провести прокладку следующих трубопроводов:

- на период 2019 г. от существующей тепловой камеры ТК 5-20А до проектируемой тепловой камеры №1 в зоне нового строительства № 7 длиной 600 п.м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 200 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ.

Основные технические и стоимостные характеристики тепловых сетей, планируемых к строительству и оценка финансовых потребностей для реализации мероприятий приведены в табл. 7.1.12.

Таблица 7.1.12

Начало участка	Конец участка	Условный диаметр (мм)	Длина (м)	Год прокладки	Тип прокладки	Стоимость строительства с НДС в ценах 2012 г. тыс. руб.
ТК 5-20А	Проект. ТК №1	200	600	2019	Подземная бесканальная, ППМ	6 764,31
ИТОГО						6 764,31

Реализация мероприятий планируется в 2019 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.1.13.

Таблица 4.1.13.

Годы	2019 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	6 764,30	6 764,30
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	9 517,20	9 517,20

Итого стоимость реализации мероприятий по строительству тепловых сетей для подключения потребителей в зоне нового строительства № 7 составит 9 517,2 тыс. руб. с НДС в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

### 7.1.8. Обоснование инвестиций в установку индивидуальных водогрейных газовых котлов для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 8

Для реализации системы теплоснабжения в зоне нового строительства № 8 с индивидуальной и малоэтажной застройкой предлагается использование индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов.

Прирост площади строительных фондов в период 2014 – 2033 гг. составит 10 080 м<sup>2</sup>. При средней величине площади в отапливаемом здании 150 м<sup>2</sup> количество зданий – 84.

В качестве источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 8 для отопления зданий предполагается установка индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов.

Тепловая мощность единицы оборудования - 28 кВт.

Максимальная потребляемая электрическая мощность – 15 Вт.

Реализация мероприятий планируется на период 2014 – 2028 гг.

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.1.14.

Таблица 7.1.14

Годы	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 – 2023 гг.	2024 – 2028 гг.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	613,60	519,20	660,80	660,80	660,80	4 720	2 502	<b>10 337</b>
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	682,94	606,76	810,86	851,40	893,97	7 769	4 634	<b>16 249</b>

Итого стоимость реализации мероприятий по установке индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов для подключения потребителей в зоне нового строительства № 8 составит 16 249,0 тыс. руб. с НДС в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

## **7.2. Обоснование инвестиций в основные мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них**

### **7.2.1. Обоснование инвестиций в мероприятия по перекладкам тепловых сетей находящихся на балансе ОАО «КТК» для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей и в связи с высокой вероятностью возникновения дефектов**

Реконструкция тепловых сетей запланирована на 2015 - 2018 гг. Сводная стоимость мероприятий (капитальные затраты) по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл.7.2.1.

**Таблица 7.2.1**

<b>Годы</b>	<b>2015 г.</b>	<b>2016 г.</b>	<b>2018 г.</b>	<b>Всего</b>
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	81 563,38	17 680,08	90 728,73	189 972,19
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	95 319,04	21 694,92	122 743,13	239 757,09

Анализ экономической эффективности проекта и расчет ценовых последствий приведен в Книге 11 (раздел 4.2.1.).

### **7.2.2. Обоснование инвестиций в мероприятия по перекладкам тепловых сетей находящихся на балансе ОАО «КТК» для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей возникновения дефектов**

Реконструкция тепловых сетей запланирована на 2016 – 2018 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.2.2.

**Таблица 7.2.2**

<b>Годы</b>	<b>2016 г.</b>	<b>2017 г.</b>	<b>2018 г.</b>	<b>Всего</b>
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	10 311,57	35 805,29	24 840,38	70 957,24
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	12 653,15	46 132,85	33 605,52	92 391,51

Анализ экономической эффективности проекта и расчет ценовых последствий приведен в Книге 11 (раздел 4.2.2.)

### **7.2.3. Обоснование инвестиций в мероприятия по перекладкам тепловых сетей находящихся на балансе ОАО «КТК» для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей в связи с превышенным сроком эксплуатации**

Реконструкция тепловых сетей запланирована на 2014 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.2.3.

**Таблица 7.2.32**

<b>Годы</b>	<b>2019 г.</b>	<b>2024 г.</b>	<b>2029 г.</b>	<b>Всего</b>
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	1 398 206,91	178 678,41	54 130,23	<b>1 631 015,55</b>
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	1 967 239,08	302 920,29	106 385,47	<b>2 376 544,84</b>

Анализ экономической эффективности проекта и расчет ценовых последствий приведен в Книге 11 (раздел 4.2.3.)

#### 7.2.4. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству магистральных тепловых сетей для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей

Строительство магистральных тепловых сетей запланировано на 2015 – 2017 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.2.4.

Таблица 7.2.4

Годы	2015 г.	2017 г.	Всего
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	131 134,38	4 231,93	135 366,31
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	153 250,19	5 452,57	158 702,76

Анализ экономической эффективности проекта и расчет ценовых последствий приведен в Книге 11 (раздел 4.2.4.).

#### 7.2.5. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству и реконструкции магистральных трубопроводов для увеличения пропускной способности тепловой сети и подключения перспективной тепловой нагрузки потребителей

Реконструкция тепловых сетей запланирована на 2014 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.2.5.

Таблица 7.2.5

Годы	2019 г.	Всего
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	604 034,56	604 034,56
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	429 315,02	429 315,02

Анализ экономической эффективности проекта и расчет ценовых последствий приведен в Книге 11 (раздел 4.2.5.).

#### 7.2.6. Обоснование инвестиций в мероприятия по переводу потребителей горячего водоснабжения с открытой схемы на закрытую

Перевод потребителей горячего водоснабжения с открытой схемы ГВС на закрытую запланирована на 2015 – 2019 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.2.6.

Таблица 7.2.6

Годы	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Всего
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	35 963,83	36 270,78	33 219,88	34 000,31	28 221,41	167 676,21
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	42 029,13	44 507,24	42 801,71	45 997,60	39 706,76	215 042,44

Анализ экономической эффективности проекта и расчет ценовых последствий приведен в Книге 11 (раздел 4.2.6.).

### **7.3. Обоснование инвестиций в основные мероприятия по реконструкции источника теплоснабжения, Кировской ТЭЦ-3, в целях обеспечения перспективных нагрузок потребителей и надежности теплоснабжения**

#### **7.3.1. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции котлоагрегатов ст. №№ 9-11 на Кировской ТЭЦ-3**

Мероприятия запланированы на 2021 -2023 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.3.1.

**Таблица 7.3.1**

<b>Годы</b>	<b>2021 г.</b>	<b>2022 г.</b>	<b>2023 г.</b>	<b>ИТОГО</b>
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	59 000,00	59 000,00	59 000,00	177 000,00
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	89 785,12	93 376,53	97 111,59	280 273,25

Анализ экономической эффективности проекта и расчет ценовых последствий приведен в Книге 11 (раздел 4.3.1.).

#### **7.3.2. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции оборудования КиП и А на Кировской ТЭЦ-3**

Модернизация оборудования КиП и А запланирована на 2017 – 2026 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.3.2.

**Таблица 7.3.2**

<b>Годы</b>	<b>2017 г.</b>	<b>2018 г.</b>	<b>2019 г.</b>	<b>2020 г.</b>	<b>2023 г.</b>	<b>2024 г.</b>	<b>2025 г.</b>	<b>2026 г.</b>	<b>Итого</b>
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	17 776,5	17 776,5	15 568,6	15 568,6	7 784,3	8 491,9	9 341,1	10 261,1	102 569
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	22 903,9	24 049,1	21 904,6	22 780,7	12 812,6	14 396,7	16 311,5	18 455,5	153 615

Анализ экономической эффективности проекта и расчет ценовых последствий приведен в Книге 11 (раздел 4.3.2.).

#### **7.3.3. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции вспомогательного оборудования котлоагрегатов на Кировской ТЭЦ-3**

Реконструкция вспомогательного оборудования запланирована на 2014 - 2018 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.3.3.

**Таблица 7.3.3.**

<b>Годы</b>	<b>2014 г.</b>	<b>2016 г.</b>	<b>2018 г.</b>	<b>ИТОГО</b>
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	10 926,33	7 572,00	4 245,98	22 744,31
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	12 161,00	9 291,47	5 744,21	27 196,69

Анализ экономической эффективности проекта и расчет ценовых последствий приведен в Книге 11 (раздел 4.3.3.).

### **7.3.4. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции оборудования КиП и А деаэраторов ПВК на Кировской ТЭЦ-3**

Реконструкция оборудования КиП и А деаэраторов ПВК запланирована на 2022 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.3.4.

Таблица 7.3.4.

Годы	2022 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	4 245,98	4 245,98
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	6 719,92	6 719,92

Анализ экономической эффективности проекта и расчет ценовых последствий приведен в Книге 11 (раздел 4.3.4.).

### **7.3.5. Обоснование инвестиций в мероприятия по модернизации оборудования КиП и А ГРП на Кировской ТЭЦ-3**

Модернизация оборудования КиП и А ГРП запланирована на 2020 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.3.5

Таблица 7.3.5

Годы	2020 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	15 568,60	15 568,60
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	22 780,78	22 780,78

Анализ экономической эффективности проекта и расчет ценовых последствий приведен в Книге 11 (раздел 4.3.5.).

### **7.3.6. Обоснование инвестиций в мероприятия по внедрению регулируемого привода подпиточного насоса № 10 на Кировской ТЭЦ-3**

Внедрение регулируемого привода подпиточного насоса на Кировской ТЭЦ-3 запланирована на 2014 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.3.6

Таблица 7.3.6

Годы	2014 г.
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	29 500,00
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	32 833,50

Анализ экономической эффективности проекта и расчет ценовых последствий приведен в Книге 11 (раздел 4.3.6.).

### **7.3.7. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции приводов питателей котлов №№ 9-11 на Кировской ТЭЦ-3**

Реконструкция запланирована на 2026 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.3.7

Таблица 7.3.7

Годы	2026 г.
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	64 900,00
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	116 728,10

Анализ экономической эффективности проекта и расчет ценовых последствий приведен в Книге 11 (раздел 4.3.7.).

### **7.3.8. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции системы водоснабжения Кировской ТЭЦ-3**

Реконструкция системы водоснабжения запланирована на 2027г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.3.8

**Таблица 7.3.8**

<b>Годы</b>	<b>2027 г.</b>	<b>ИТОГО</b>
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	59 000,00	59 000,00
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	109 299,95	109 299,95

Анализ экономической эффективности проекта и расчет ценовых последствий приведен в Книге 11 (раздел 4.3.8.).

### **7.3.9. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции бойлера Кировской ТЭЦ-3**

Реконструкция запланирована на 2025 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.3.9

**Таблица 7.3.9**

<b>Годы</b>	<b>2025 г.</b>
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	29 500,00
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	51 512,84

Анализ экономической эффективности проекта и расчет ценовых последствий приведен в Книге 11 (раздел 4.3.9.).

## **7.4. Обобщенный расчет ценовых последствий мероприятий по модернизации источников тепловой энергии и систем теплоснабжения ГО «Город Кирово-Чепецк» в целях повышения качества и надежности теплоснабжения**

### **7.4.1. Суммарные затраты на проведение мероприятий по модернизации источников тепловой энергии и систем теплоснабжения ГО «Город Кирово-Чепецк» в целях повышения качества и надежности теплоснабжения**

Сводные данные о капитальных затратах для выполнения мероприятий по модернизации источников тепловой энергии и систем теплоснабжения ГО «Город Кирово-Чепецк» приведены в табл. 7.4.1-1. (сценарий 1).

Итоговая стоимость мероприятий для МО г. Кирово-Чепецк приведена в табл. 7.4.1-2.

Сводные данные капитальных затратах для выполнения мероприятий по модернизации источников тепловой энергии и систем теплоснабжения ГО «Город Кирово-Чепецк», по которым предполагается **увеличение тарифа** до значений, обеспечивающих НВВ, приведены в табл. 7.4.1-3. (сценарий 2).

Таблица 7.4.1-1

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятия по годам, тыс. руб.								ИТОГО по мероприятию, тыс. руб.
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024 – 2028 гг.	2029 – 2033 гг.	
<b>Кировская ТЭЦ-3</b>										
<b>Мероприятия по реконструкции и модернизации источников теплоснабжения</b>										
1	Стоимость мероприятий по п. 4.3.1 в ценах 2012 г. с НДС. Реконструкция котлоагрегатов ст. №№ 9-11 на Кировской ТЭЦ-3.						177 000,00			177 000,00
2	Стоимость мероприятий по п. 4.3.1 с учетом индексов МЭР.						280 273,25			280 273,25
3	Стоимость мероприятий по п. 4.3.2 в ценах 2012 г. с НДС. Реконструкция оборудования КиП и А на Кировской ТЭЦ-3.				17 776,50	17 776,50	38 921,50	28 094,10		102 568,60
4	Стоимость мероприятий по п. 4.3.2 с учетом индексов МЭР				22 903,90	24 049,10	57 497,90	49 163,70		153 614,60
5	Стоимость мероприятий по п. 4.3.3 в ценах 2012 г. с НДС. Реконструкция вспомогательного оборудования котлоагрегатов на Кировской ТЭЦ-3.	10 926,33		7 572,00		4 245,98				22 744,31
6	Стоимость мероприятий по п. 4.3.3 с учетом индексов МЭР	12 161,00		9 291,47		5 744,21				27 196,68
7	Стоимость мероприятий по п. 4.3.4 в ценах 2012 г. с НДС. Реконструкция оборудования КиП и А деаэраторов ПВК на Кир. ТЭЦ-3.						4 245,98			4 245,98
8	Стоимость мероприятий по п. 4.3.4 с учетом индексов МЭР						6 719,92			6 719,92
9	Стоимость мероприятий по п. 4.3.5 в ценах 2012 г. с НДС. Модернизация оборудования КиП и А ГРП на Кировской ТЭЦ-3.						15 568,60			15 568,60

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятия по годам, тыс. руб.								ИТОГО по мероприятию, тыс. руб.
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024 – 2028 гг.	2029 – 2033 гг.	
10	Стоимость мероприятий по п. 4.3.5 с учетом индексов МЭР						22 780,78			22 780,78
11	Стоимость мероприятий по п. 4.3.6 в ценах 2012 г. с НДС. Внедрение регулируемого привода подпиточного насоса № 10 на Кировской ТЭЦ-3	29 500,00								29 500,00
12	Стоимость мероприятий по п. 4.3.6 с учетом индексов МЭР	32 833,50								32 833,50
13	Стоимость мероприятий по п. 4.3.7 в ценах 2012 г. с НДС. Реконструкции приводов питателей котлов №№ 9-11 на Кир. ТЭЦ-3.							64 900,00		64 900,00
14	Стоимость мероприятий по п. 4.3.7 с учетом индексов МЭР							116 728,1		116 728,10
15	Стоимость мероприятий по п. 4.3.8 в ценах 2012 г. с НДС. Реконструкция системы водоснабжения на Кировской ТЭЦ-3						59 000,00			59 000,00
16	Стоимость мероприятий по п. 4.3.8 с учетом индексов МЭР						109 299,95			109 299,95
17	Стоимость мероприятий по п. 4.3.9 в ценах 2012 г. с НДС. Реконструкция бойлера на Кировской ТЭЦ-3						29 500,00			29 500,00
18	Стоимость мероприятий по п. 4.3.9 с учетом индексов МЭР						51 512,85			51 512,85
<b>ИТОГО Мероприятия по реконструкции и модернизации оборудования Кировской ТЭЦ-3 в ценах 2012 г. с НДС</b>		<b>40 426,33</b>	<b>0,00</b>	<b>7 572,00</b>	<b>17 776,50</b>	<b>22 022,48</b>	<b>324 236,08</b>	<b>92 994,10</b>	<b>0,00</b>	<b>505 027,5</b>
<b>ИТОГО Мероприятия по реконструкции и модернизации оборудования Кировской ТЭЦ-3 в ценах с учетом индексов МЭР</b>		<b>44 994,50</b>	<b>0,00</b>	<b>9 291,47</b>	<b>22 903,90</b>	<b>29 793,31</b>	<b>528 084,64</b>	<b>165 891,80</b>	<b>0,00</b>	<b>800 959,6</b>

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятия по годам, тыс. руб.								ИТОГО по мероприятию, тыс. руб.
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024 – 2028 гг.	2029 – 2033 гг.	
<b>ОАО "КТК"</b>										
<b>Мероприятия по реконструкции тепловых сетей</b>										
1	Стоимость мероприятий по п. 4.2.1. в ценах 2012 г. с НДС. Мероприятия по перекладкам тепловых сетей ОАО «КТК» для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей и в связи с максимальной вероятностью возникновения дефектов		81 563,38	17 680,08		90 728,73				<b>189 972,19</b>
2	Стоимость мероприятий по п. 4.2.1. с учетом индексов МЭР		95 319,04	21 694,92		122 743,13				<b>239 757,09</b>
3	Стоимость мероприятий по п. 4.2.2. в ценах 2012 г. с НДС. Мероприятия по перекладкам тепловых сетей ОАО «КТК» для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей			10 311,57	35 805,29	24 840,38				<b>70 957,24</b>
4	Стоимость мероприятий по п. 4.2.2. с учетом индексов МЭР			12 653,15	46 132,85	33 605,52				<b>92 391,52</b>
5	Стоимость мероприятий по п. 4.2.3. в ценах 2012 г. с НДС. Мероприятия по перекладкам тепловых сетей ОАО «КТК» для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей в связи с превышенным сроком эксплуатации						1 398 206,9	178 678,41	54 130,23	<b>1 631 015,55</b>
6	Стоимость мероприятий по п. 4.2.3. с учетом индексов МЭР						1 967 239,1	302 920,29	106 385,47	<b>2 376 544,84</b>
7	Стоимость мероприятий по п. 4.2.4. в ценах 2012 г. с НДС. Мероприятия по строительству магистральных тепловых сетей для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей		131 134,38		4 231,93					<b>135 366,31</b>

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятия по годам, тыс. руб.								
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024 – 2028 гг.	2029 – 2033 гг.	ИТОГО по мероприятию, тыс. руб.
8	Стоимость мероприятий по п. 4.2.4. с учетом индексов МЭР		153 250,19		5 452,57					158 702,76
9	Стоимость мероприятий по п. 4.2.5. в ценах 2012 г. с НДС. Мероприятия по строительству и реконструкции магистральных трубопроводов для увеличения пропускной способности тепловой сети и подключения перспективной тепловой нагрузки потребителей						429 315,02			429 315,02
10	Стоимость мероприятий по п. 4.2.5. с учетом индексов МЭР						604 034,56			604 034,56
11	Стоимость мероприятий по п. 4.2.6 в ценах 2012 г. с НДС. Мероприятия по переводу потребителей горячего водоснабжения с открытой схемы на закрытую в схеме теплоснабжения от Кировской ТЭЦ-3		35 963,83	36 270,78	33 219,88	34 000,31	28 221,41			167 676,21
12	Стоимость мероприятий по п. 4.2.6. с учетом индексов МЭР		42 029,13	44 507,24	42 801,71	45 997,60	39 706,76			215 042,44
<b>Итого Мероприятия по реконструкции тепловых сетей ОАО «КТК» в ценах 2012 г. с НДС</b>		<b>0,00</b>	<b>248 661,59</b>	<b>64 262,43</b>	<b>73 257,10</b>	<b>149 569,42</b>	<b>1855743,34</b>	<b>178 678,4</b>	<b>54 130,23</b>	<b>2 624 302,52</b>
<b>ИТОГО Мероприятия по реконструкции тепловых сетей ОАО «КТК» с учетом индексов МЭР</b>		<b>0,00</b>	<b>290 598,36</b>	<b>78 855,31</b>	<b>94 387,13</b>	<b>202 346,25</b>	<b>2 610980,4</b>	<b>302 920,3</b>	<b>106385,47</b>	<b>3 686 473,21</b>
<b>Мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в зонах нового строительства</b>										
1	Стоимость мероприятий по п. 4.1.1. в ценах 2012 г. с НДС Мероприятия в строительство тепловых сетей в зоне нового строительства № 1		299,24							299,24
2	Стоимость мероприятий по п. 4.1.1. с учетом индексов МЭР		349,71							349,71

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятия по годам, тыс. руб.								
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024 – 2028 гг.	2029 – 2033 гг.	ИТОГО по мероприятию, тыс. руб.
3	Стоимость мероприятий по п. 4.1.2. в ценах 2012 г. с НДС. Мероприятия в строительство тепловых сетей в зоне нового строительства № 2	674,24		346,08	431,81	172,73	899,80	1 591,96	259,09	4 375,71
4	Стоимость мероприятий по п. 4.1.2. с учетом индексов МЭР	750,43		424,67	556,36	233,68	1 265,99	2 698,91	509,21	<b>6 439,25</b>
5	Стоимость мероприятий по п. 4.1.3. в ценах 2012 г. с НДС. Мероприятия в строительство тепловых сетей в зоне нового строительства № 3.				2 022,71					<b>2 022,71</b>
6	Стоимость мероприятий по п. 4.1.3. с учетом индексов МЭР				2 606,13					<b>2 606,13</b>
7	Стоимость мероприятий по п. 4.1.4 в ценах 2012 г. с НДС. Мероприятия в строительство тепловых сетей в зоне нового строительства № 4.							897,72		<b>897,72</b>
8	Стоимость мероприятий по п. 4.1.4 с учетом индексов МЭР							1 764,34		<b>1 764,34</b>
9	Стоимость мероприятий по п. 4.1.5 в ценах 2012 г. с НДС. Мероприятия в строительство тепловых сетей в зоне нового строительства № 5	299,24						765,02		<b>1 064,26</b>
10	Стоимость мероприятий по п. 4.1.5 с учетом индексов МЭР	333,05						1 804,26		<b>2 137,31</b>
11	Стоимость мероприятий по п. 4.1.7 в ценах 2012 г. с НДС. Мероприятия в строительство тепловых сетей в зоне нового строительства № 7.						6 764,30			<b>6 764,30</b>
12	Стоимость мероприятий по п. 4.1.7 с учетом индексов МЭР						9 517,20			<b>9 517,20</b>

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятия по годам, тыс. руб.								
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024 – 2028 гг.	2029 – 2033 гг.	ИТОГО по мероприятию, тыс. руб.
	<b>ИТОГО Мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в зонах нового строительства в ценах 2012 г. с НДС.</b>	973,48	299,24	346,08	2 454,52	172,73	7 664,10	3 254,70	259,09	<b>15 423,94</b>
	<b>ИТОГО Мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в зонах нового строительства в ценах с учетом индексов МЭР.</b>	1 083,48	349,71	424,67	3 162,49	233,68	10 783,19	6 267,51	509,21	<b>22 813,94</b>
	<b>ВСЕГО Мероприятия по реконструкции тепловых сетей и строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок по ОАО "КТК" в ценах 2012 г. с НДС</b>	<b>973,48</b>	<b>248 960,83</b>	<b>64 608,51</b>	<b>75 711,62</b>	<b>149 742,15</b>	<b>1863407,44</b>	<b>181 933,11</b>	<b>54 389,32</b>	<b>2 639 726,46</b>
	<b>ВСЕГО Мероприятия по реконструкции тепловых сетей и строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок по ОАО "КТК" с учетом индексов МЭР</b>	<b>1 083,48</b>	<b>290 948,07</b>	<b>79 279,98</b>	<b>97 549,62</b>	<b>202 579,93</b>	<b>2621763,59</b>	<b>309 187,80</b>	<b>106 894,68</b>	<b>3 709 287,15</b>
<b>Мероприятия по тепловым сетям мкр. Каринторф МУП «Коммунхоз»</b>										
1	Стоимость мероприятий по п. 4.4.1. в ценах 2012 г. с НДС. Мероприятия по перекладкам тепловых сетей мкр. Каринторф, находящихся на балансе МУП "Коммунхоз" для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей			3 321,40	2 161,51	4 476,58	12 081,35	13 925,05	19 798,55	<b>55 764,4</b>
2	Стоимость мероприятий по п. 4.4.1. с учетом индексов МЭР			4 075,63	2 784,97	6 056,17	18 589,66	24 916,68	41 473,29	<b>97 896,4</b>
3	Стоимость мероприятий по п. 4.4.2. в ценах 2014 г. с НДС. Мероприятия по монтажу ГВС у потребителей мкр. Каринторф			1 008,9	1 327,5	1 433,7	1 486,8			<b>5 256,9</b>
4	Стоимость мероприятий по п. 4.4.2. с учетом индексов МЭР			1 176,8	1 672,3	1 950,5	2 184,6			<b>6 988,7</b>

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятия по годам, тыс. руб.								
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024 – 2028 гг.	2029 – 2033 гг.	ИТОГО по мероприятию, тыс. руб.
<b>ИТОГО Мероприятия по тепловым сетям мкр. Каринторф МУП «Коммунхоз» в ценах 2012 и 2014 гг. с НДС</b>		<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>4176,40</b>	<b>3286,51</b>	<b>6006,58</b>	<b>13341,35</b>	<b>14780,05</b>	<b>19798,55</b>	<b>61 021,3</b>
<b>ИТОГО Мероприятия по тепловым сетям мкр. Каринторф МУП «Коммунхоз» в ценах с учетом индексов МЭР</b>		<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>5124,79</b>	<b>4234,46</b>	<b>8126,04</b>	<b>20362,45</b>	<b>25965,84</b>	<b>41473,29</b>	<b>104 885,1</b>
<b>Мероприятия по установке индивидуальных источников теплоснабжения на участках перспективной нагрузки</b>										
5	Стоимость мероприятий в ценах 2012 г. 4.1.3. с НДС. Мероприятия по установке индивидуальных систем отопления для коттеджей в зоне нового строительства № 3.					2 736,15				<b>2 736,15</b>
6	Стоимость проведения мероприятий по п. 4.1.3 с учетом индексов МЭР.					3 701,62				<b>3 701,62</b>
11	Стоимость проведения мероприятий в ценах 2012 г. 4.1.6. Мероприятия по установке индивидуальных газовых котлов в зоне нового строительства № 6.							3 963,81		<b>3 963,81</b>
12	Стоимость проведения мероприятий по п. 4.1.6. с учетом индексов МЭР							7 343,12		<b>7 343,12</b>
15	Стоимость мероприятий по п. 4.1.8 в ценах 2012 г. с НДС. Мероприятия по установке индивидуальных газовых котлов в зоне нового строительства № 8.	613,60	519,20	660,80	660,80	660,80	4 720,00	2 502,00		<b>10 337,20</b>
16	Стоимость проведения мероприятий по п. 4.1.8. с учетом индексов МЭР	682,94	606,76	810,86	851,40	893,97	7 769,00	4 634,00		<b>16 248,93</b>
<b>ИТОГО Мероприятия по установке индивидуальных источников теплоснабжения на участках перспективной нагрузки в ценах 2012 г. с НДС</b>		<b>613,60</b>	<b>519,20</b>	<b>660,80</b>	<b>660,80</b>	<b>3 396,95</b>	<b>4 720,0</b>	<b>6 465,81</b>	<b>0,00</b>	<b>17 037,16</b>
<b>ИТОГО Мероприятия по установке индивидуальных источников теплоснабжения на участках перспективной нагрузки в ценах с учетом индексов МЭР</b>		<b>682,94</b>	<b>606,76</b>	<b>810,86</b>	<b>851,40</b>	<b>4 595,59</b>	<b>7 769,00</b>	<b>11 977,12</b>	<b>0,00</b>	<b>27 293,67</b>

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятия по годам, тыс. руб.								ИТОГО по мероприятию, тыс. руб.
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024 – 2028 гг.	2029 – 2033 гг.	
<b>Обобщенные данные по стоимости мероприятий по источникам тепловой мощности и тепловым сетям г. Кирово-Чепецк</b>										
	<b>ИТОГО Мероприятия по реконструкции и модернизации оборудования Кировской ТЭЦ-3 в ценах 2012 г. с НДС</b>	40 426,33	0,00	7 572,00	17 776,50	22 022,48	324 236,08	92 994,10	0,00	<b>505 027,5</b>
	<b>ИТОГО Мероприятия по реконструкции и модернизации оборудования Кировской ТЭЦ-3в ценах с учетом индексов МЭР</b>	44 994,50	0,00	9 291,47	22 903,90	29 793,31	528 084,64	165 891,80	0,00	<b>800 959,6</b>
	<b>ВСЕГО Мероприятия по реконструкции тепловых сетей и строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок по ОАО "КТК" в ценах 2012 г.</b>	973,48	248 960,83	64 608,51	75 711,62	149 742,15	1863407,44	181 933,11	54 389,32	<b>2 639726,46</b>
	<b>ВСЕГО Мероприятия по реконструкции тепловых сетей и строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок по ОАО "КТК" с учетом индексов МЭР</b>	1 083,48	290 948,07	79 279,98	97 549,62	202 579,93	2621763,59	309 187,80	106 894,68	<b>3 709287,15</b>
	<b>ИТОГО Мероприятия по тепловым сетям мкр. Каринторф МУП «Коммунхоз» в ценах 2012 г. с НДС</b>	0,00	0,00	4176,40	3286,51	6006,58	13341,35	14780,05	19798,55	<b>61 021,3</b>
	<b>ИТОГО Мероприятия по тепловым сетям мкр. Каринторф МУП «Коммунхоз» в ценах с учетом индексов МЭР</b>	0,00	0,00	5124,79	4234,46	8126,04	20362,45	25965,84	41473,29	<b>104 885,1</b>
	<b>ИТОГО Мероприятия по установке индивидуальных источников теплоснабжения на участках перспективной нагрузки в ценах 2012 г. с НДС</b>	613,60	519,20	660,80	660,80	3 396,95	4 720,00	6 465,81	0,00	<b>17 037,16</b>
	<b>ИТОГО Мероприятия по установке индивидуальных источников теплоснабжения на участках перспективной нагрузки в ценах с учетом индексов МЭР</b>	682,94	606,76	810,86	851,40	4 595,59	7 769,00	11 977,12	0,00	<b>27 293,67</b>

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятия по годам, тыс. руб.								
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024 – 2028 гг.	2029 – 2033 гг.	ИТОГО по мероприятию, тыс. руб.
	<b>ВСЕГО</b> Обобщенные данные по стоимости мероприятий по источникам тепловой мощности и тепловым сетям г. Кирово-Чепецк по годам в ценах 2012 г., млн. руб. с НДС	42 013,41	249 480,03	77 017,71	97 435,4	181 168,2	2 205704,9	296 173,1	74 187,9	<b>3 222 812,4</b>
	<b>ВСЕГО</b> Обобщенные данные по стоимости мероприятий по источникам тепловой мощности и тепловым сетям г. Кирово-Чепецк по годам в ценах с учетом индексов МЭР	46 760,92	291 554,83	94 507,10	125 539,4	245 094,9	3 177 979,7	513 022,6	148 367,97	<b>4 642 425,5</b>

**Сводные данные капитальных затратах для выполнения мероприятий по модернизации источников тепловой энергии и систем теплоснабжения ГО «Город Кирово-Чепецк», по которым предполагается увеличение тарифа до значений, обеспечивающих НВВ**

Таблица 7.4.1-2

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятия по годам, тыс. руб.								ИТОГО по мероприятию, тыс. руб.
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024 – 2028 гг.	2029 – 2033 гг.	
<b>ОАО "КТК"</b>										
<b>Мероприятия по реконструкции тепловых сетей</b>										
1	Стоимость мероприятий по п. 4.2.1. в ценах 2012 г.		81 563,38	17 680,08		90 728,73				189 972,19
2	Стоимость мероприятий по п. 4.2.1. с учетом индексов МЭР		95 319,04	21 694,92		122 743,13				239 757,09
3	Стоимость мероприятий по п. 4.2.2. в ценах 2012 г.			10 311,57	35 805,29	24 840,38				70 957,24
4	Стоимость мероприятий по п. 4.2.2. с учетом индексов МЭР			12 653,15	46 132,85	33 605,52				92 391,52
5	Стоимость мероприятий по п. 4.2.3. в ценах 2012 г.						1 398 206,9	178 678,41	54 130,23	1 631 015,55
6	Стоимость мероприятий по п. 4.2.3. с учетом индексов МЭР						1 967 239,1	302 920,29	106 385,47	2 376 544,84
7	Стоимость мероприятий по п. 4.2.4. в ценах 2012 г.		131 134,38		4 231,93					135 366,31
8	Стоимость мероприятий по п. 4.2.4. с учетом индексов МЭР		153 250,19		5 452,57					158 702,76
9	Стоимость мероприятий по п. 4.2.5.						429 315,02			429 315,02
10	Стоимость мероприятий по п. 4.2.5. с учетом индексов МЭР						604 034,56			604 034,56
<b>ИТОГО стоимость мероприятий для МО г. Кирово-Чепецк по годам в ценах 2012 г., тыс. руб.</b>		<b>0,00</b>	<b>212 697,8</b>	<b>27 991,65</b>	<b>40 037,22</b>	<b>115 569,11</b>	<b>1 827 521,93</b>	<b>178 678,41</b>	<b>54 130,23</b>	<b>2 456 626,31</b>
<b>ИТОГО стоимость мероприятий для МО г. Кирово-Чепецк по годам в ценах с учетом индексов МЭР</b>		<b>0,00</b>	<b>248 569,2</b>	<b>34 348,07</b>	<b>51 585,42</b>	<b>156 348,65</b>	<b>2 571 273,64</b>	<b>302 920,29</b>	<b>106 385,5</b>	<b>3 471 430,77</b>

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятия по годам, тыс. руб.								
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024 – 2028 гг.	2029 – 2033 гг.	ИТОГО по мероприятию, тыс. руб.
<b>Котельная мкр. Каринторф МУП «Коммунхоз»</b>										
1	Стоимость мероприятий по п. 4.4.1. в ценах 2012 г.			3 321,40	2 161,51	4 476,58	12 081,35	13 925,05	19 798,55	55 764,44
2	Стоимость мероприятий по п. 4.4.1. с учетом индексов МЭР			4 075,63	2 784,97	6 056,17	18 589,66	24 916,68	41 473,29	97 896,40
3	Стоимость мероприятий по п. 4.4.2. в ценах 2012 г.			1 008,9	1 327,5	1 433,7	1 486,8			<b>5 256,9</b>
4	Стоимость мероприятий по п. 4.4.2. с учетом индексов МЭР			1 176,8	1 672,3	1 950,5	2 184,6			<b>6 988,7</b>
<b>ИТОГО в ценах 2012 г.</b>		<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>4176,40</b>	<b>3286,51</b>	<b>6006,58</b>	<b>13341,35</b>	<b>14780,05</b>	<b>19798,55</b>	<b>61 021,3</b>
<b>ИТОГО в ценах с учетом индексов МЭР</b>		<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>5124,79</b>	<b>4234,46</b>	<b>8126,04</b>	<b>20362,45</b>	<b>25965,84</b>	<b>41473,29</b>	<b>104 885,1</b>
<b>ИТОГО стоимость мероприятий для МО г. Кирово-Чепецк по годам в ценах 2012 г., тыс. руб.</b>		<b>0,00</b>	<b>212697,76</b>	<b>32 168,05</b>	<b>43 323,73</b>	<b>121 575,69</b>	<b>1 840 863,28</b>	<b>193 458,46</b>	<b>73 928,78</b>	<b>2 517 647,61</b>
<b>ИТОГО стоимость мероприятий для МО г. Кирово-Чепецк по годам в ценах с учетом индексов МЭР</b>		<b>0,00</b>	<b>248569,23</b>	<b>39 472,86</b>	<b>55 819,88</b>	<b>164 474,69</b>	<b>2 591 636,09</b>	<b>328 886,13</b>	<b>147 858,76</b>	<b>3 576 315,87</b>

#### 7.4.2. Суммарные финансовые потребности на реализацию проектов рекомендованных к включению в схему теплоснабжения ГО «Город Кирово-Чепецк»

Расчет суммарных финансовых потребностей на реализацию проектов, рекомендованных к включению в схему теплоснабжения ГО «Город Кирово-Чепецк» на период 2014 – 2033 гг. приведен в таблице 7.4.2-1.

Таблица 7.4.2-1

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятия с НДС, в 2014 – 2033 гг. тыс. руб.	Доля затрат по мероприятиям, %
1.	Финансовые затраты, необходимые для реализации проектов реконструкции и модернизации источника теплоснабжения – Кировской ТЭЦ-3 в ценах 2012 г. тыс. руб.	505 027,5	15,67
2.	Финансовые затраты, необходимые для реализации проектов реконструкции и модернизации источника теплоснабжения – Кировской ТЭЦ-3 с учетом индексов МЭР, тыс. руб	800 959,6	
3.	Финансовые затраты, необходимые для реализации проектов реконструкции тепловых сетей ОАО «КТК», в том числе мероприятия по переводу потребителей на закрытую схему ГВС в ценах 2012 г. тыс. руб.	2 624 302,52	81,41
4.	Финансовые затраты, необходимые для реализации проектов реконструкции тепловых сетей ОАО «КТК» с учетом индексов МЭР тыс. руб.	3 686 473,21	
5.	Финансовые затраты, необходимые для реализации проектов по строительству тепловых сетей ОАО «КТК» для подключения перспективных тепловых нагрузок в зонах нового строительства в ценах 2012 г. тыс. руб.	15 423,94	0,48
6.	Финансовые затраты, необходимые для реализации проектов по строительству тепловых сетей ОАО «КТК» для подключения перспективных тепловых нагрузок в зонах нового строительства с учетом индексов МЭР, тыс. руб.	22 813,94	
7.	ИТОГО финансовые затраты по ОАО "КТК" в ценах 2012 г. тыс. руб.	3 144 753,96	
8.	ИТОГО Финансовые затраты по ОАО "КТК" с учетом индексов МЭР, тыс. руб.	4 510 246,75	
9.	Финансовые затраты, необходимые для реализации проектов по строительству индивидуальных источников теплоснабжения и модульных котельные на участках перспективной застройки в ценах 2012 г. тыс. руб.	17 037,16	0,53
10.	Финансовые затраты, необходимые для реализации проектов по строительству индивидуальных источников теплоснабжения и модульных котельные на участках перспективной застройки с учетом индексов МЭР тыс. руб.,	27 293,67	
11.	Финансовые затраты, необходимые для реализации проектов реконструкции тепловых сетей в мкр. Каринторф, в том числе мероприятия по вводу в эксплуатацию систем ГВС в ценах 2012 г. тыс. руб.	61 021,3	1,91
12.	Финансовые затраты, необходимые для реализации проектов реконструкции тепловых сетей в мкр. Каринторф, в том числе мероприятия по вводу в эксплуатацию систем ГВС с учетом индексов МЭР, тыс. руб.	104 885,1	
13.	<b>ИТОГО финансовые затраты, необходимые для реализации проектов для ГО г. Кирово-Чепецк в период 2014 – 2033 гг. в ценах 2012 г., тыс. руб.</b>	<b>3 222 812,42</b>	<b>100</b>
14.	<b>ИТОГО финансовые затраты, необходимые для реализации проектов для ГО г. Кирово-Чепецк в период 2014 – 2033 гг. с учетом индексов МЭР</b>	<b>4 642 425,52</b>	

По данным таблицы 7.4.2-1 суммарные финансовые потребности на реализацию проектов, рекомендованных к включению в схему теплоснабжения г. Кирово-Чепецка на период 2014 – 2033 годы составят 3 222 812,42 (три миллиарда двести двадцать два миллиона восемьсот двенадцать тысяч четыреста двадцать) рублей.

Доля финансовых потребностей на реализацию проектов составит:

- 15,67 % (505 027,5 тыс. руб. в ценах 2012 г.) – для Кировской ТЭЦ-3
- 81,41 % (2 624 302,52 тыс. руб.) – для тепловых сетей ОАО «КТК»
- 0,48 % (15 423,94 тыс. руб.) – для реализации проектов по строительству тепловых сетей ОАО «КТК» для подключения перспективных тепловых нагрузок в зонах нового строительства;
- 0,53 % (17 037,16 тыс. руб.) – для реализации проектов по строительству индивидуальных источников теплоснабжения и модульных котельных на участках перспективной застройки;
- 1,91 % (61 021,3 тыс. руб.) – для реализации проектов реконструкции тепловых сетей в мкр. Каринторф, в том числе мероприятия по вводу в эксплуатацию систем ГВС.

Суммарные финансовые потребности для выполнения мероприятий по модернизации источников тепловой энергии и систем теплоснабжения ГО «Город Кирово-Чепецк», по которым предполагается увеличение тарифа до значений, обеспечивающих НВВ составят 2 456 626,31 (два миллиарда четыреста пятьдесят шесть миллионов шестьсот двадцать шесть тысяч) рублей в ценах 2012 г. Суммарные финансовые потребности с учетом индексов МЭР в период 2014 – 2033 гг. составят 3 471 430,77 (три миллиарда четыреста семьдесят один миллион четыреста тридцать тысяч) рублей.

В затраты на реализацию проектов за счет инвестиционной надбавки к тарифу включены пять мероприятий, которые приведены в табл. 7.4.2-2

Таблица 7.4.2-2

№ п/п	Мероприятия по реконструкции тепловых сетей ОАО "КТК"	Стоимость мероприятия с НДС, в период 2014 – 2033 гг. тыс. руб.
1	Стоимость мероприятий по п. 4.2.1. Обоснование инвестиций в мероприятия по перекладкам теплосетей находящихся на балансе ОАО «КТК» для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей и в связи с максимальной высокой вероятностью возникновения дефектов в ценах 2012 г. тыс. руб.	70 957,24
2	Стоимость мероприятий по п. 4.2.1. с учетом индексов МЭР тыс. руб.,	92 391,51
3	Стоимость мероприятий по п. 4.2.2. Обоснование инвестиций в мероприятия по перекладкам тепловых сетей находящихся на балансе ОАО «КТК» для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей и в связи с высокой вероятностью возникновения дефектов, в ценах 2012 г. тыс. руб.	189 972,19
4	Стоимость мероприятий по п. 4.2.2. с учетом индексов МЭР, тыс. руб.	239 757,09
5	Стоимость мероприятий по п. 4.2.3. Обоснование инвестиций в мероприятия по перекладкам тепловых сетей находящихся на балансе ОАО «КТК» для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей и в связи с превышенным сроком эксплуатации, в ценах 2012 г. тыс. руб.	1 631 015,55
6	Стоимость мероприятий по п. 4.2.3. с учетом индексов МЭР, тыс. руб.	2 376 544,84

№ п/п	Мероприятия по реконструкции тепловых сетей ОАО "КТК"	Стоимость мероприятия с НДС, в период 2014 – 2033 г. тыс. руб.
7	Стоимость мероприятий по п. 4.2.4. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству магистральных тепловых сетей для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей, в ценах 2012 г. тыс. руб.	135 366,31
8	Стоимость мероприятий по п. 4.2.4. с учетом индексов МЭР, тыс. руб.	158 702,76
9	Стоимость мероприятий по п. 4.2.5. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству и реконструкции магистральных трубопроводов для увеличения пропускной способности тепловой сети и подключения перспективной тепловой нагрузки потребителей, в ценах 2012 г. тыс. руб.	429 315,02
10	Стоимость мероприятий по п. 4.2.5. с учетом индексов МЭР, тыс. руб.	604 034,56
11	Стоимость мероприятий по п. 4.4.1. в ценах 2012 г. с НДС. Мероприятия по перекидкам тепловых сетей мкр. Каринторф, находящихся на балансе МУП "Коммухоз" для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей	55 764,4
12	Стоимость мероприятий по п. 4.4.1. с учетом индексов МЭР	97 896,4
13	Стоимость мероприятий по п. 4.4.2. в ценах 2014 г. с НДС. Мероприятия по монтажу ГВС у потребителей мкр. Каринторф	5 256,9
14	Стоимость мероприятий по п. 4.4.2. с учетом индексов МЭР	6 988,7
15	<b>Итого стоимость мероприятий в ценах 2012 г. тыс. руб.</b>	<b>2 517 647,61</b>
16	<b>Итого стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб.</b>	<b>3 576 315,87</b>

### 7.4.3. Данные о ежегодном прогнозируемом отпуске тепловой энергии (обобщенные данные) по ГО «Город Кирово-Чепецк»

В табл. 7.4.3-1 приведены данные о ежегодном прогнозируемом отпуске тепловой энергии с коллекторов от централизованных источников теплоснабжения (обобщенные данные) от централизованных источников теплоснабжения г. Кирово-Чепецк.

Таблица 7.4.3-1.

№ п/п	Структура тепловой нагрузки	Перспективный полезный отпуск тепловой энергии потребителям по годам, тыс. Гкал/год							
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.	2033 г.
<b>Перспективный полезный отпуск тепловой энергии потребителям от Кировской ТЭЦ-3</b>									
1	Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ-3 за год, в том числе, тыс. Гкал/год	1344,69	1343,76	1347,86	1 350,82	1 356,13	1 303,22	1 305,11	1 313,38
2	ТЭЦ-3 без ПГУ, тыс. Гкал/год	1237,13	1106,94	1106,94	1 106,94	1 118,73	1 065,82	1 067,71	1 075,98
3	ПГУ ТЭЦ-3, тыс. Гкал/год	107,563	237,399	237,399	237,399	237,399	237,399	237,399	237,399
4	Отпуск тепловой энергии в паре, за год, тыс. Гкал/год	439,614	439,614	439,614	439,614	439,614	439,614	439,614	439,614
5	Отпуск тепловой энергии в сети ОАО «КТК», за год, тыс. Гкал/год	924,85	904,15	908,25	911,21	916,52	863,61	865,50	873,77
<b>Полезный отпуск ч/з сети ОАО «КТК»</b>									
6	Потери в сетях КТК, тыс. Гкал/год	175,46	174,31	176,50	176,54	180,01	117,58	111,41	111,32
7	Прирост полезного отпуска за счет перспективных площадок, тыс. Гкал/год	1,970	0,565	1,897	2,94	1,826	7,672	8,046	8,373
8	Полезный отпуск конечному потребителю, тыс. Гкал/год	749,39	729,84	731,75	734,67	736,51	746,03	754,09	762,45
<b>Полезный отпуск котельной мкр. Каринторф МУП "Коммухоз"</b>									
9	Отпуск с коллекторов, тыс. Гкал/год	14,085	14,085	14,085	14,085	14,085	14,085	14,085	14,085
10	Потери ТЭ в тепловых сетях, тыс. Гкал/год	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941
11	Полезный отпуск ТЭ, тыс. Гкал/год	12,14	12,14	12,14	12,14	12,14	12,14	12,14	12,14
<b>ИТОГО по МО г. Кирово-Чепецк</b>									
12	Полезный отпуск ТЭ, тыс. Гкал/год	761,53	741,98	743,89	746,81	748,65	758,17	766,23	774,59

#### 7.4.4. Расчет прогнозируемого средневзвешенного тарифа на тепловую энергию по ГО «Город Кирово-Чепецк» на период 2014 – 2033 гг.

В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 22 Февраля 2012 г. N 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» был рассчитан средневзвешенный тариф на тепловую энергию для ГО «Город Кирово-Чепецк».

Для расчетов были использованы данные, приведенные в предыдущих подразделах Разделах 5 настоящего отчета. В соответствии с п. 122 Методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения (утв. приказом Министерства энергетики РФ и Министерства регионального развития РФ от 29 декабря 2012 г. N 565/667), для формирования показателей долгосрочных индексов-дефляторов в тарифно-балансовых моделях рекомендуется использовать временно определенные показатели долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года..

Индексы-дефляторы МЭР на период 2014 – 2016 гг. приняты в соответствии с Прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2014 год и на плановый период 2015 и 2016 годов (разработан Минэкономразвития РФ) (Текст информации официально опубликован не был). Индексы-дефляторы МЭР на период 2017 – 2033 гг. приняты в соответствии с временно определенными показателями долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года в соответствии с таблицей прогнозируемых индексов цен производителей, индексов-дефляторов по видам экономической деятельности, установленных письмом заместителя Министра экономического развития Российской Федерации от 05.10.2011 № 21790- АК/ДОЗ.

Данные по величине тарифов Кировского филиала ОАО «ТГК-5» опубликованы на сайте Кировской региональной службы по тарифам. Эти данные были объединены в табл. 7.4.4-1, и на их основании рассчитан средневзвешенный тариф Кировского филиала ОАО «ТГК-5».

Таблица 7.4.4-1

№ п/п	Организация	Структура тарифа, руб./Гкал
1	Кировская ТЭЦ-3	683,32
2	ОАО «КТК», стоимость транспортировки тепловой энергии	590,34
3	ИТОГО, тариф 2014 г.	1 273,66

При расчете увеличения тарифа до значений, обеспечивающих НВВ по мероприятиям, запланированным ОАО «КТК» проведен пересчет на общий отпуск тепловой энергии ОАО «КТК», представленный в табл. 7.4.4-2.

Таблица 7.4.4-2

Наименование	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
По п. 4.2.1./3,82%	Руб/Гкал	0	100	311	642	906	988	1072	1160	1249
По п. 4.2.2./3,48%	Руб/Гкал	0	0	200	220	242	264	287	310	334
По п. 4.2.3./77,08%	Руб/Гкал	0	0	0	0	0	250	521	564	607
По п. 4.2.4./2,44%	Руб/Гкал	0	300	632	946	1041	1134	1231	1331	1434
По п. 4.2.5./2,99%	Руб/Гкал	0	0	0	0	0	1800	3753	4061	4373
ИТОГО в расчете на общий отпуск	Руб/Гкал	0	11	34	55	68	321	595	644	693

Продолжение табл. 7.4.4-2

Наименование	Ед. изм.	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
По п. 4.2.1./3,82%	Руб/Гкал	1330	1409	1482	1552	1625	1701	1281	841	381	0
По п. 4.2.2./3,48%	Руб/Гкал	356	377	396	415	185	0	0	0	0	0
По п. 4.2.3./77,08%	Руб/Гкал	647	685	721	755	790	807	345	161	0	0
По п. 4.2.4./2,44%	Руб/Гкал	1527	1617	1701	1781	1865	1953	2045	1491	811	0
По п. 4.2.5./2,99%	Руб/Гкал	4658	4933	5189	5433	5688	5956	5335	3486	1550	0
ИТОГО в расчете на общий отпуск	Руб/Гкал	738	782	823	862	893	913	524	297	81	0

Тариф на тепловую энергию и полезный отпуск ТЭ по годам периода 2014 – 2033 гг. для Кировской ТЭЦ-3 и ОАО «КТК» приведен в табл. 7.4.4-3.

Величины разницы между тарифом 1 и тарифом 2 МО г. Кирово-Чепецк для реализации мероприятий по модернизации тепловых сетей и тепловых источников по годам периода 2014 – 2033 гг. представлены в табл. 7.4.4-4.

Таблица 7.4.4-3.

Кировская ТЭЦ-3									
Наименование	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.	2033 г.
Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	683,32	716,80	751,93	788,77	825,84	1 007,65	1 177,24	1 378,05
Полезный отпуск ТЭ по годам (прогноз)	Гкал/ч/год	924,85	904,15	908,25	911,21	916,52	863,61	865,50	873,77
ОАО "КТК"									
Наименование	Ед. изм.	2014	2015	2016	2017	2018	2023	2028	2033
Тариф на ТЭ конечного потребителя	руб/Гкал	1 273,66	1 328,80	1 384,93	1 487,77	1 596,84	2 176,65	2 697,24	3 290,05
Тариф на ТЭ без тарифа Кировской ТЭЦ-3	руб/Гкал	590,34	612	633	699	771	1169	1520	1912
Тариф +ИСТ	руб/Гкал	590,3	612,0	644,1	733,3	826,3	1862,0	2413,0	1912,0
ИСТ	руб/Гкал	0	0	11	34	55	693	893	0
То же, в %	%	0%	0%	2%	5%	7%	59%	59%	0%
Тариф конечного потребителя с учетом увеличения тарифа с коллекторов и стоимости передачи т/э	руб/Гкал	1 274	1 329	1 396	1 522	1 652	2 870	3 590	3 290
Полезный отпуск ТЭ по годам (прогноз)	Гкал/ч/год	729	749	730	732	735	744	752	762
То же, в %	%	0,0%	0,0%	0,8%	2,3%	3,5%	31,8%	33,1%	0,0%

Таблица 7.4.4-4.

Наименование	Величины разницы между тарифом 1 и тарифом 2 ГО «Город Кирово-Чепецк» для реализации мероприятий по модернизации тепловых сетей и тепловых источников							
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 – 2023 гг.	2024 – 2028 гг.	2029 – 2033 гг.
ОАО "КТК"	0,00	11,14	34,26	55,26	692,95	893,02	0,00	0,00
ИТОГО	0,00	11,14	34,26	55,26	692,95	893,02	0,00	0,00

## 7.5. Выводы по разделу «Обобщенный расчет ценовых последствий»

В табл. 7.4.4-3 приведены сводные данные по организациям, претендующим на увеличение тарифа для реализации мероприятий по модернизации тепловых сетей и тепловых источников с учетом доли в отпуске ТЭ к тарифу по годам.

Данные о величинах разницы между тарифом 1 и тарифом 2 по ГО «Город Кирово-Чепецк» с учетом доли в отпуске ТЭ по организациям, претендующим на увеличение тарифа для реализации мероприятий по модернизации тепловых сетей и тепловых источников, объединены в табл. 7.4.4-3, и отражены на рис. 7.5.1.

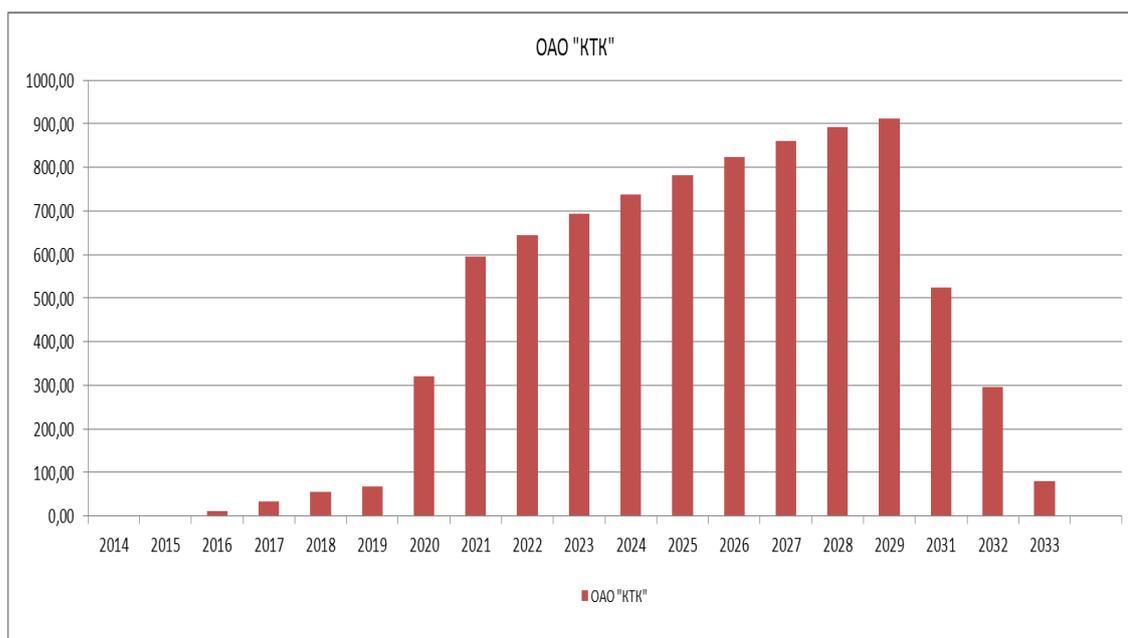


Рис. 7.5.1. Разница между тарифом 1 и тарифом 2 ГО «Город Кирово-Чепецк» с учетом доли в отпуске ТЭ

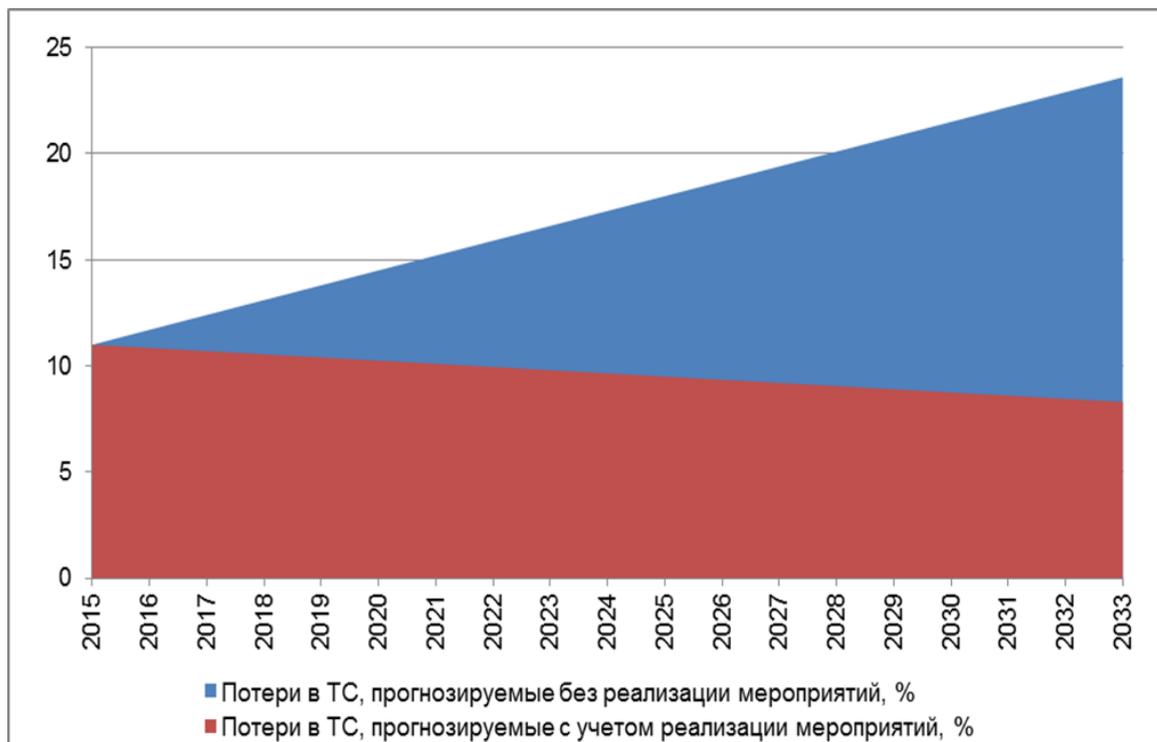
Основная часть существующих магистральных трубопроводов тепловых сетей г. Кирово-Чепецка была введена в эксплуатацию с 1960 по 1989 гг. В то время как установленный срок службы трубопроводов тепловых сетей составляет 30 лет (РД 153.34.17.464-00). Следовательно, срок службы тепловых сетей и сетей ГВС либо уже истек, либо истекает в ближайшем будущем. Для увеличения показателей надежности запланированы мероприятия по перекладкам тепловых сетей, а так же строительство магистральных тепловых сетей для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей.

Все мероприятия, запланированные для включения в тариф, приходятся на перекладку существующих тепловых сетей, а так же на строительство магистральных тепловых сетей для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей

Стоимость мероприятий по модернизации тепловых сетей теплоснабжения для ГО «Город Кирово-Чепецк» за расчетный период 2013 – 2033 гг. в ценах 2012 г. составит **3 222,81 млн. руб. с НДС.**

Стоимость мероприятий по модернизации источников теплоснабжения составит для ГО «Город Кирово-Чепецк» за расчетный период 2013 – 2033 гг. в ценах 2012 г. составит **505,027 млн. руб. с НДС.**

Благодаря проведенным мероприятиям потери тепловой энергии сократятся в течение расчетного периода 2013 – 2033 гг. Динамика роста прогнозируемых потерь тепловой энергии в тепловых сетях без реализации мероприятий и с реализацией мероприятий отображена на рис. 7.5.2.



**Рис. 7.5.2. Прогнозируемые потери тепловой энергии в тепловых сетях без реализации мероприятий и с реализацией мероприятий**

Основные принципы регулирования тарифов на тепловую энергию изложены в ст. 3 Федерального закона от 27.07.10 г. N 190-ФЗ "О теплоснабжении".

«Статья 7. Принципы регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения и полномочия органов исполнительной власти, органов местного самоуправления поселений, городских округов в области регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения.

1. Регулирование цен (тарифов) в сфере теплоснабжения осуществляется в соответствии со следующими основными принципами:

1) обеспечение доступности тепловой энергии (мощности), теплоносителя для потребителей;

2) обеспечение экономической обоснованности расходов теплоснабжающих организаций, теплосетевых организаций на производство, передачу и сбыт тепловой энергии (мощности), теплоносителя;

3) обеспечение достаточности средств для финансирования мероприятий по надежному функционированию и развитию систем теплоснабжения;

4) стимулирование повышения экономической и энергетической эффективности при осуществлении деятельности в сфере теплоснабжения;

...

7) создание условий для привлечения инвестиций;»

В соответствии с пунктом 4 статьи 154 Жилищного кодекса Российской Федерации (Собрание законодательства Российской Федерации, 2005, N 1 (часть 1), ст. 14), плата за коммунальные услуги включает в себя плату за холодное и горячее водоснабжение, водоотведение, электроснабжение, газоснабжение (в том числе поставки бытового газа в баллонах), отопление (теплоснабжение, в том числе поставки твердого топлива при наличии печного отопления).

Основным принципом установления предельного индекса является доступность для граждан совокупной платы за все потребляемые коммунальные услуги, рассчитанной с учетом этого предельного индекса (далее – плата за коммунальные услуги) (п. 4. Основ формирования предельных индексов изменения размера платы граждан за коммунальные услуги, утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 28 августа 2009 г. N 708 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2009, N 36, ст. 4353).

Оценка доступности для граждан прогнозируемой совокупной платы за потребляемые коммунальные услуги основана на объективных данных о платежеспособности населения, которые должны лежать в основе формирования тарифной политики и определения необходимой и возможной бюджетной помощи на компенсацию мер социальной поддержки населения и на выплату субсидий малообеспеченным гражданам на оплату жилья и коммунальных услуг, а также на частичное финансирование программ комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры муниципального образования.

В соответствии с п. 21.1 «Методических указаний по расчету предельных индексов изменения размера платы граждан за коммунальные услуги» (утв. Приказ Министерства регионального развития РФ от 23 августа 2010 г. № 378)»:

«21.1. Если рассчитанная доля прогнозных расходов средней семьи на коммунальные услуги в среднем прогнозном доходе семьи в рассматриваемом муниципальном образовании превышает заданное значение данного критерия, то необходим пересмотр проекта тарифов ресурсоснабжающих организаций или выделение дополнительных бюджетных средств на выплату субсидий и мер социальной поддержки населению».

**В связи с вышеизложенным, предлагаем рассматривать рост основных тарифов (тепловая энергия, электроэнергия, природный газ, тарифы управляющих компаний и т.д.) в совокупности.**

Использование такого подхода к росту тарифов на тепловую энергию позволит выявить значительный ресурс, позволяющий применить основные принципы государственной политики в сфере теплоснабжения, сформулированные в ст. 3 Федерального закона от 27.07.10 г. N 190-ФЗ "О теплоснабжении", к которым относятся:

«1) обеспечение надежности теплоснабжения в соответствии с требованиями технических регламентов;

2) обеспечение энергетической эффективности теплоснабжения и потребления тепловой энергии с учетом требований, установленных федеральными законами;

3) обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для организации теплоснабжения;

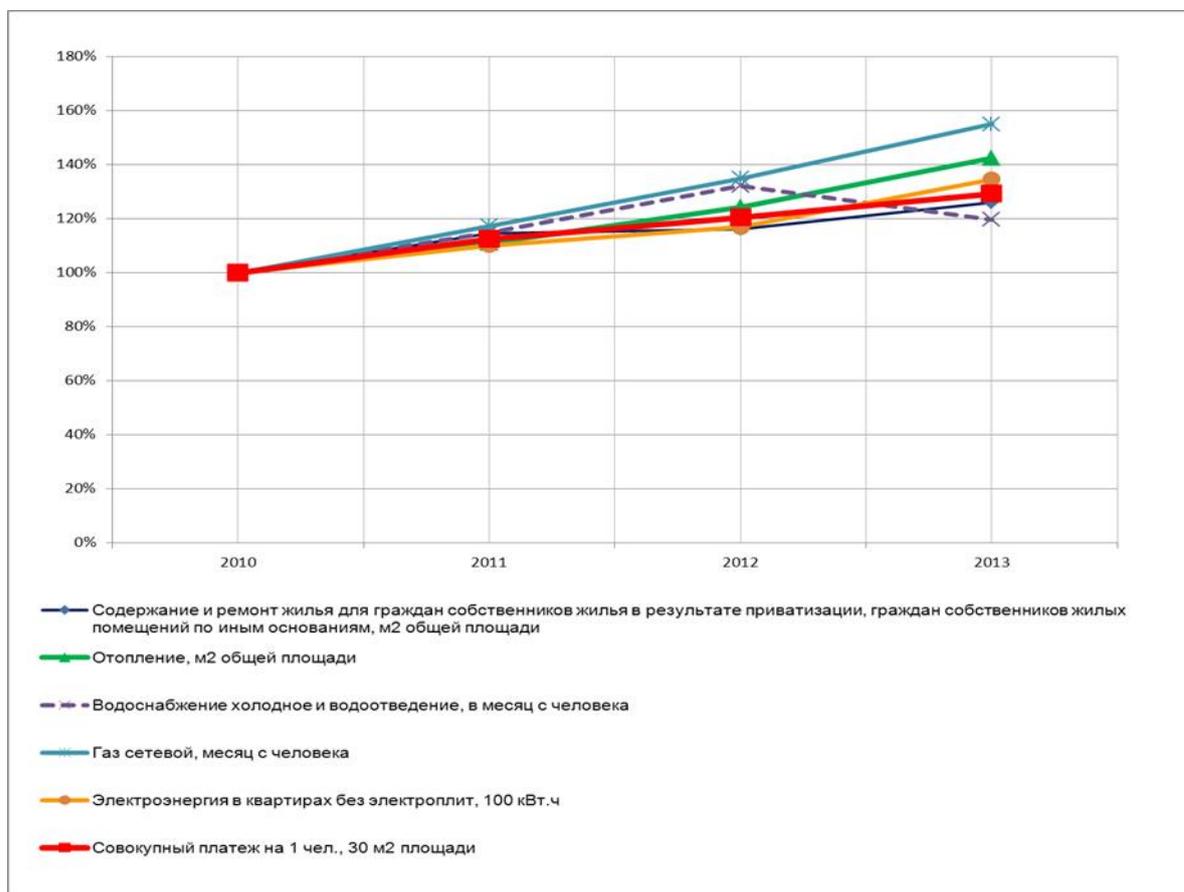
- 4) развитие систем централизованного теплоснабжения;
  - 5) соблюдение баланса экономических интересов теплоснабжающих организаций и интересов потребителей;
  - 6) обеспечение экономически обоснованной доходности текущей деятельности теплоснабжающих организаций и используемого при осуществлении регулируемых видов деятельности в сфере теплоснабжения инвестированного капитала;
  - 7) обеспечение недискриминационных и стабильных условий осуществления предпринимательской деятельности в сфере теплоснабжения;
  - 8) обеспечение экологической безопасности теплоснабжения.
2. Государственная политика в сфере теплоснабжения направлена на обеспечение соблюдения общих принципов организации отношений в сфере теплоснабжения, установленных настоящей статьей».

## 7.6. Рекомендации по использованию источников финансирования

Оценка доступности для граждан прогнозируемой совокупной платы за потребляемые коммунальные услуги основана на объективных данных о платежеспособности населения, которые должны лежать в основе формирования тарифной политики и определения необходимой и возможной бюджетной помощи на компенсацию мер социальной поддержки населения и на выплату субсидий малообеспеченным гражданам на оплату жилья и коммунальных услуг, а также на частичное финансирование программ комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры муниципального образования.

Проведен анализ роста основных составляющих совокупного платежа за коммунальные услуги ГО «Город Кирово-Чепецк» за период 2010 – 2013 гг. Исходные данные для анализа опубликованы на сайте Кировской региональной службы по тарифам.

Результаты анализа приведены на рис. 7.6.1.



**Рис. 7.6.1. Сравнение динамики роста тарифов на основные составляющие совокупного коммунального платежа**

Очевидно, что наиболее динамично растет тариф на природный газ, отопление (тариф конечного потребителя), электроэнергия.

В качестве одного из вариантов финансирования модернизации системы теплоснабжения ГО «Город Кирово-Чепецк» рассмотрено погашение затрат и получение необходимой прибыли теплосетевой организацией ОАО «КТК» за счет повышения тарифа на тепловую энергию и снижения роста тарифов других составляющих совокупного платежа на коммунальные услуги:

- Содержание и ремонт жилья для граждан собственников жилья в результате приватизации, граждан собственников жилых помещений по иным основаниям, м<sup>2</sup> общей площади

- Услуги по организации и выполнению работ по эксплуатации домов ЖК, ЖСК, ТСЖ, м<sup>2</sup> общей площади

- Водоснабжение холодное и водоотведение, в месяц с человека

- Газ сетевой, месяц с человека

- Электроэнергия в квартирах без электроплит, 100 кВт.ч.

Рассчитан совокупный ежемесячный платеж за коммунальные услуги (из расчета 30м<sup>2</sup> площади на 1 человека , 200 кВт/ч в месяц) для двух вариантов роста составляющих совокупного платежа **на период 2014 – 2023 гг.:**

1) одинаковый рост для всех составляющих совокупного платежа

2) наибольший рост для составляющей на отопление и ГВС

При этом совокупный платеж по варианту 1 равен совокупному платежу по варианту 2.

Динамика тарифов составляющих совокупный платеж за коммунальные услуги по двум вариантам развития приведена в таблицах 7.6.1 и 7.6.2.

Таблица 7.6.1

Показатель	Средняя цена (тариф) в декабре 2014 г.				Средняя цена (тариф) в декабре 2015 г.				Средняя цена (тариф) в декабре 2016 г.			
	рост	прирост абс.	прирост относит. 2013 г.	прирост относит. пред. года	рост	прирост абс.	прирост относит. 2013г.	прирост относит. пред. года	рост	прирост абс.	прирост относит. 2013 г.	прирост относит. пред. года
Содержание и ремонт жилья для граждан собственников жилья в рез. приватизации, граждан собственников жилых помещ. по иным основаниям, м <sup>2</sup> общ. площ.	17,77	1,0056	106%	6%	18,83	1,07	112%	6%	19,96	1,13	119%	6%
Услуги по организации и выполнению работ по эксплуатации домов ЖК, ЖСК, ТСЖ, м <sup>2</sup> общей площади	13,59	0,7692	106%	6%	14,40	0,82	112%	6%	15,27	0,86	119%	6%
Отопление, м <sup>2</sup> общ. площ.	26,89	1,5222	106%	6%	28,51	1,61	112%	6%	30,22	1,71	119%	6%
Отопление, Гкал	1385,23	78,4092	106%		1468,34	83,11375	112%		1556,44	88,10	119%	
Водоснабжение холодное и водоотведение, в месяц с человека	234,62	13,2804	106%	6%	248,70	14,08	112%	6%	263,62	14,92	119%	6%
Водоснабжение горячее, месяц с человека	327,20	18,5208	106%	6%	346,83	19,63	112%	6%	367,64	20,81	119%	6%
Газ сет., месяц с человека	76,55	4,3332	106%	6%	81,15	4,59	112%	6%	86,02	4,87	119%	6%
Электроэнергия в квартирах без электроплит, 100 кВт.ч	313,76	17,76	106%	6%	332,59	18,83	112%	6%	352,54	19,96	119%	6%
Совокупный платеж на 1 чел., 30 м <sup>2</sup> площ., 200 кВт/ч	3327,06	188,3244	106%	6%	3526,69	199,62	112%	6%	3738,29	211,60	119%	6%

Продолжение 1 табл. 7.6.1

Показатель	Средняя цена (тариф) в декабре 2017 г.				Средняя цена (тариф) в декабре 2018 г.				Средняя цена (тариф) в декабре 2019 г.			
	рост	прирост абс.	прирост относит. 2013 г.	прирост относит. пред. года	рост	прирост абс.	прирост относит. 2013 г.	прирост относит. пред. года	рост	прирост абс.	прирост относит. 2013 г.	прирост относит. пред. года
Содержание и ремонт жилья для граждан собственников жилья в рез. приватизации, граждан собственников жилых помещ. по иным основаниям, м <sup>2</sup> общ. площ.	21,16	1,20	126%	6%	22,43	1,27	134%	6%	23,77	1,35	142%	6%
Услуги по организации и выполнению работ по эксплуатации домов ЖК, ЖСК, ТСЖ, м <sup>2</sup> общей площади	16,18	0,92	126%	6%	17,16	0,97	134%	6%	18,19	1,03	142%	6%
Отопление, м <sup>2</sup> общ. площ.	32,03	1,81	126%	6%	33,95	1,92	134%	6%	35,99	2,04	142%	6%
Отопление, Гкал	1649,83	93,39	126%	6%	1748,82	98,99	134%	6%	1853,75	104,93	142%	6%
Водоснабжение холодное и водоотведение, в месяц с человека	279,44	15,82	126%	6%	296,20	16,77	134%	6%	313,98	17,77	142%	6%
Водоснабжение горячее, месяц с человека	389,70	22,06	126%	6%	413,08	23,38	134%	6%	437,87	24,79	142%	6%
Газ сет., месяц с человека	91,18	5,16	126%	6%	96,65	5,47	134%	6%	102,45	5,80	142%	6%
Электроэнергия в квартирах без электроплит, 100 кВт.ч	373,69	21,15	126%	6%	396,11	22,42	134%	6%	419,88	23,77	142%	6%
Совокупный платеж на 1 чел., 30 м <sup>2</sup> площ., 200 кВт/ч	3962,59	224,30	126%	6%	4200,34	237,76	134%	6%	4452,36	252,02	142%	6%

Продолжение 2 табл. 7.6.1

Показатель	Средняя цена (тариф) в декабре 2020 г.				Средняя цена (тариф) в декабре 2021 г.				Средняя цена (тариф) в декабре 2022 г.				Средняя цена (тариф) в декабре 2023 г.			
	рост	при- рост абс.	при- рост отно- сит. 2010 г.	при- рост отно- сит. пред- года	рост	при- рост абс.	при- рост отно- сит. 2010 г.	при- рост отно- сит. пред- года	рост	при- рост абс.	при- рост отно- сит. 2010 г.	при- рост отно- сит. пред- года	рост	при- рост абс.	при- рост отно- сит. 2010 г.	при- рост отно- сит. пред- года
Содержание и ремонт жилья для граждан собственников жилья в рез. приватизации, граждан собственников жилых помещ. по иным основаниям, м <sup>2</sup> общ. площ.	25,20	1,43	150%	6%	26,71	1,51	159%	6%	28,32	1,60	169%	6%	30,01	1,70	179%	6%
Услуги по организации и выполнению работ по эксплуатации домов ЖК, ЖСК, ТСЖ, м <sup>2</sup> общей площади	19,28	1,09	150%	6%	20,43	1,16	159%	6%	21,66	1,23	169%	6%	22,96	1,30	179%	6%
Отопление, м <sup>2</sup> общ. площ.	38,15	2,16	150%	6%	40,44	2,29	159%	6%	42,86	2,43	169%	6%	45,43	2,57	179%	6%
Отопление, Гкал	1964,9	111,22	150%	6%	2082,8	117,90	159%	6%	2207,8	124,97	169%	6%	2340,3	132,47	179%	6%
Водоснабжение холодное и водоотведение, в месяц с человека	332,81	18,84	150%	6%	352,78	19,97	159%	6%	373,95	21,17	169%	6%	396,39	22,44	179%	6%
Водоснабжение горячее, месяц с человека	464,14	26,27	150%	6%	491,99	27,85	159%	6%	521,51	29,52	169%	6%	552,80	31,29	179%	6%
Газ сет., месяц с человека	108,59	6,15	150%	6%	115,11	6,52	159%	6%	122,01	6,91	169%	6%	129,34	7,32	179%	6%
Электроэнергия в квартирах без электроплит, 100 кВт.ч	445,07	25,19	150%	6%	471,78	26,70	159%	6%	500,09	28,31	169%	6%	530,09	30,01	179%	6%
Совокупный платеж на 1 чел., 30 м <sup>2</sup> площ., 200 кВт/ч	4719,5	267,14	150%	6%	5002,6	283,17	159%	6%	5302,8	300,16	169%	6%	5621	318,17	179%	6%

Таблица 7.6.2

Показатель	Средняя цена (тариф) в декабре 2014 г.				Средняя цена (тариф) в декабре 2015 г.				Средняя цена (тариф) в декабре 2016 г.			
	рост	прирост абс.	прирост относит. 2010 г.	прирост относит. пред. года	рост	прирост абс.	прирост относит. 2010 г.	прирост относит. пред. года	рост	прирост абс.	прирост относит. 2010 г.	прирост относит. пред. года
Содержание и ремонт жилья для граждан собственников жилья в рез. приватизации, граждан собственников жилых помещ. по иным основаниям, м <sup>2</sup> общ. площ.	17,60	0,84	105%	5%	18,30	0,70	109%	4%	19,22	0,92	115%	5%
Услуги по организации и выполнению работ по эксплуатации домов ЖК, ЖСК, ТСЖ, м <sup>2</sup> общей площади	13,46	0,64	105%	5%	14,00	0,54	109%	4%	14,70	0,70	115%	5%
Отопление, м <sup>2</sup> общ. площ.	28,41	3,04	112%	12%	31,97	3,55	126%	13%	35,48	3,52	140%	11%
Отопление, Гкал	1463,64	156,82	112%		1646,59	182,95	126%		1827,72	181,13	140%	
Водоснабжение холодное и водоотведение, в месяц с человека	232,41	1107	105%	5%	241,70	9,30	109%	4%	253,79	12,09	115%	5%
Водоснабжение горячее, месяц с человека	345,72	37,04	112%	12%	388,94	43,22	126%	13%	431,72	42,78	140%	11%
Газ сет., месяц с человека	73,66	1,44	102%	2%	75,14	1,47	104%	2%	76,64	1,50	106%	2%
Электроэнергия в квартирах без электроплит, 100 кВт.ч	301,92	5,92	102%	2%	307,96	6,04	104%	2%	314,12	6,16	106%	2%
Совокупный платеж на 1 чел., 30 м <sup>2</sup> площ., 200 кВт/ч	3341,76	203,02	106%	6%	3557,68	215,92	113%	6%	3786,47	228,79	121%	6%

Продолжение 1 табл. 7.6.2

Показатель	Средняя цена (тариф) в декабре 2017 г.				Средняя цена (тариф) в декабре 2018 г.				Средняя цена (тариф) в декабре 2019 г.			
	рост	прирост абс.	прирост относит. 2010 г.	прирост относит. пред. года	рост	прирост абс.	прирост относит. 2010 г.	прирост относит. пред. года	рост	прирост абс.	прирост относит. 2010 г.	прирост относит. пред. года
Содержание и ремонт жилья для граждан собственников жилья в рез. приватизации, граждан собственников жилых помещ. по иным основаниям, м <sup>2</sup> общ. площ.	20,18	0,96	120%	5%	21,19	1,01	126%	5%	22,14	0,95	132%	4%
Услуги по организации и выполнению работ по эксплуатации домов ЖК, ЖСК, ТСЖ, м <sup>2</sup> общей площади	15,43	0,73	120%	5%	16,21	0,77	126%	5%	16,94	0,73	132%	4%
Отопление, м <sup>2</sup> общ. площ.	39,28	3,80	155%	11%	43,40	4,12	171%	11%	47,96	4,56	189%	11%
Отопление, Гкал	2023,28	195,57	155%		2235,73	212,44	171%		2470,48	234,75	189%	
Водоснабжение холодное и водоотведение, в месяц с человека	266,48	12,69	120%	5%	279,80	13,32	126%	5%	292,39	12,59	132%	4%
Водоснабжение горячее, месяц с человека	477,91	46,19	155%	11%	528,09	50,18	171%	11%	583,54	55,45	189%	11%
Газ сет., месяц с человека	78,17	1,53	108%	2%	79,74	1,56	110%	2%	81,33	1,59	113%	2%
Электроэнергия в квартирах без электроплит, 100 кВт.ч	320,40	6,28	108%	2%	326,81	6,41	110%	2%	333,34	6,54	113%	2%
Совокупный платеж на 1 чел., 30 м <sup>2</sup> площ., 200 кВт/ч	4030,51	244,04	128%	6%	4291,95	261,44	137%	6%	4568,39	276,45	146%	6%

Продолжение 2 табл. 7.6.2

Показатель	Средняя цена (тариф) в декабре 2020 г.				Средняя цена (тариф) в декабре 2021 г.				Средняя цена (тариф) в декабре 2022 г.				Средняя цена (тариф) в декабре 2023 г.			
	рост	при- рост абс.	при- рост отно- сит. 2010 г.	при- рост отно- сит. пред. г.	рост	при- рост абс.	при- рост отно- сит. 2010 г.	при- рост отно- сит. пред. г.	рост	при- рост абс.	при- рост отно- сит. 2010 г.	при- рост отно- сит. пред. г.	рост	при- рост абс.	при- рост отно- сит. 2010 г.	при- рост отно- сит. пред. г.
Содержание и ремонт жилья для граждан собственников жилья в рез. приватизации, граждан собственников жилых помещ. по иным основаниям, м <sup>2</sup> общ. площ.	23,03	0,89	137%	4%	23,95	0,92	143%	4%	24,90	0,96	149%	4%	25,88	0,97	154%	4%
Услуги по организации и выполнению работ по эксплуатации домов ЖК, ЖСК, ТСЖ, м <sup>2</sup> общей площади	17,61	0,68	137%	4%	18,32	0,70	143%	4%	19,05	0,73	149%	4%	19,74	0,69	154%	4%
Отопление, м <sup>2</sup> общ. площ.	53,00	5,04	209%	11%	58,51	5,51	231%	10%	64,36	5,85	254%	10%	70,80	6,44	279%	10%
Отопление, Гкал	2729,	259,40	209%		3013,	283,91	231%		3315,	301,38	254%		3647	331,52	279%	
Водоснабжение холодное и водоотведение, в месяц с человека	304,1	11,70	137%	4%	316,3	12,16	143%	4%	328,9	12,65	149%	4%	340,7	11,84	154%	4%
Водоснабжение горячее, месяц с человека	644,8	61,27	209%	11%	711,9	67,06	231%	10%	783,1	71,19	254%	10%	861,4	78,31	279%	10%
Газ сет., месяц с человека	82,96	1,63	115%	2%	84,62	1,66	117%	2%	86,31	1,69	120%	2%	88,04	1,73	122%	2%
Электроэнергия в квартирах без электроплит, 100 кВт.ч	340,0	6,67	115%	2%	346,8	6,80	117%	2%	353,8	6,94	120%	2%	360,8	7,07	122%	2%
Совокупный платеж на 1 чел., 30 м <sup>2</sup> площ., 200кВт/ч	4861	292,56	155%	6%	5176	315,40	165%	6%	5509	332,58	176%	6%	5864	355,89	187%	6%

Для расчетов таблиц 7.6.1 и 7.6.2 использованы данные, опубликованные на сайте Кировской региональной службы по тарифам. Сравнение динамики роста тарифов, составляющих совокупный платеж граждан за коммунальные услуги представлен на рис. 7.6.2 и 7.6.3.

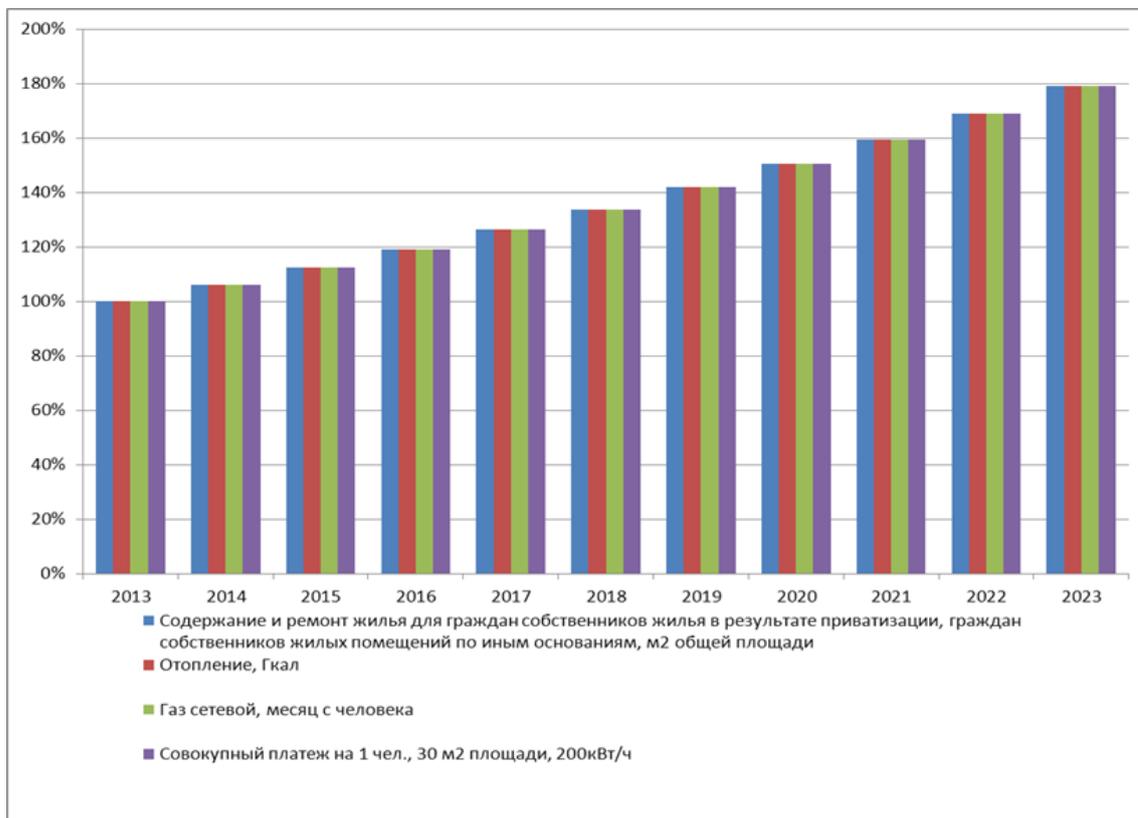


Рис. 7.6.2. Рост тарифов по варианту 1

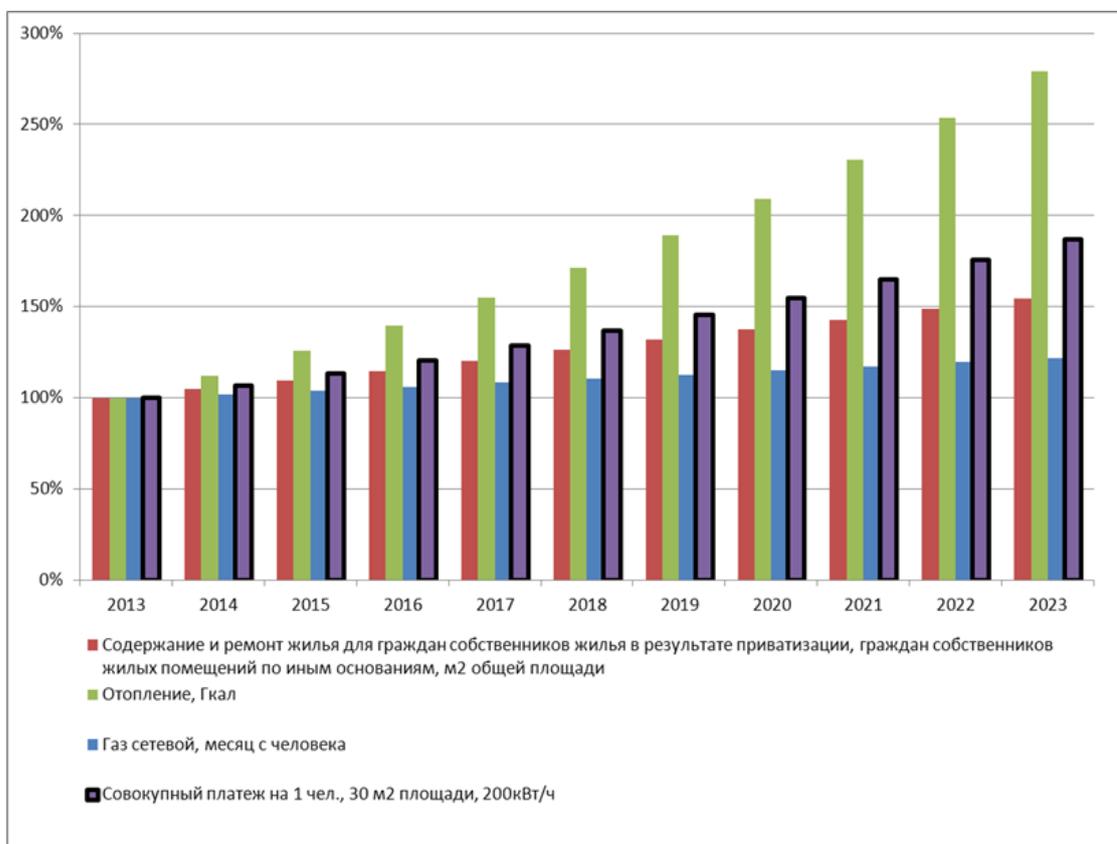


Рис. 7.6.3. Рост тарифов по варианту 2

Изменения динамики роста тарифов позволит получить дополнительный доход тепловой организации ОАО «КТК».

Расчет дополнительно полученных денежных средств от применения тарифа по варианту 1 и варианту 2 приведен в таблице 7.6.3.

**Таблица 7.6.3**

Показатель	Ед. изм.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Отпуск ТЭ по г. Кирово-Чепецк	тыс. Гкал	729,0	729	749	730	732	735	737	738	740	742	744
себестоимость 1 Гкал по в. 1	руб/Гкал	1307	1385	1468	1556	1650	1749	1854	1965	2083	2208	2340
стоимость 1 Гкал по в. 2	руб/Гкал	1307	1464	1647	1828	2023	2236	2470	2730	3014	3315	3647
Выручка по В. 1	млн. руб.	0	30	63	98	136	176	237	284	335	390	448
Выручка по В. 2	млн. руб.	953	1010	1100	1136	1208	1285	1366	1450	1541	1638	1741
Экономия за счет сниж. роста тарифов на природ. газ и э/э.	млн. руб.	953	1067	1233	1334	1481	1643	1821	2015	2230	2460	2713
Дополнительно полученные средства (В.2 - В.1 + экономия)	млн. руб.	0	87	196	296	409	534	691	849	1024	1211	1420
<b>ИТОГО за период 2014 – 2023 гг.</b>												<b>5297,1</b>
<b>ИТОГО за период 2014 – 2023 гг. (б/НДС)</b>												<b>4489,1</b>
<b>ИТОГО за период 2014 – 2023 гг. (без обслуживания долга, и "рисков" инвестора)</b>												<b>2244,5</b>
<b>ИТОГО за период 2014 – 2023 гг. (приходящиеся на транспортировку ТЭ)</b>												<b>1122,2</b>

Таким образом, используя такой подход к росту тарифов по ГО «Город Кирово-Чепецк» можно получить 1 122,2 млн. руб. (без НДС) дополнительных средств на модернизацию системы теплоснабжения ГО «Город Кирово-Чепецк», не увеличивая при этом совокупный платеж за коммунальные услуги для граждан, что составит 38% от финансовых потребностей на реализацию мероприятий по сценарию 2.

Такая динамика изменения тарифов позволит покрыть дефицит собственных средств ОАО «КТК» за период 2014 - 2023 гг.

Использование такого подхода к росту тарифов на тепловую энергию позволит выявить значительный ресурс, позволяющий применить основные принципы государственной политики в сфере теплоснабжения, сформулированные в ст. 3 Федерального закона от 27.07.10 г. N 190-ФЗ "О теплоснабжении", к которым относятся:

- «1) обеспечение надежности теплоснабжения в соответствии с требованиями технических регламентов;
- 2) обеспечение энергетической эффективности теплоснабжения и потребления тепловой энергии с учетом требований, установленных федеральными законами;
- 3) обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для организации теплоснабжения;

- 4) развитие систем централизованного теплоснабжения;
  - 5) соблюдение баланса экономических интересов теплоснабжающих организаций и интересов потребителей;
  - 6) обеспечение экономически обоснованной доходности текущей деятельности теплоснабжающих организаций и используемого при осуществлении регулируемых видов деятельности в сфере теплоснабжения инвестированного капитала;
  - 7) обеспечение недискриминационных и стабильных условий осуществления предпринимательской деятельности в сфере теплоснабжения;
  - 8) обеспечение экологической безопасности теплоснабжения.
2. Государственная политика в сфере теплоснабжения направлена на обеспечение соблюдения общих принципов организации отношений в сфере теплоснабжения, установленных настоящей статьей».

## **Раздел 8. Решение об определении единой теплоснабжающей организации (организаций)**

Решение по определению единой теплоснабжающей организации г. Кирово-Чепецке осуществляется на основании критериев, установленных в «Правилах организации теплоснабжения в Российской Федерации», утверждённых Постановлением Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 г. № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

Согласно пункта 7 «Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации» критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

- владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;
- размер собственного капитала;
- способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Для определения указанных критериев уполномоченный орган при разработке схемы теплоснабжения вправе запрашивать у теплоснабжающих и теплосетевых организаций соответствующие сведения.

Согласно пункта 8 «Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации» в случае, если заявка на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации подана организацией, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается данной организации.

Показатели рабочей мощности источников тепловой энергии и емкости тепловых сетей определяются на основании данных схемы (проекта схемы) теплоснабжения поселения, городского округа.

Согласно пункта 9 «Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации» в случае, если заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации поданы от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью, и от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается той организации из указанных, которая имеет наибольший размер собственного капитала. В случае если размеры собственных капиталов этих организаций различаются не более чем на 5 процентов, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Размер собственного капитала определяется по данным бухгалтерской отчетности, составленной на последнюю отчетную дату перед подачей заявки на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации с отметкой налогового органа о ее принятии.

Согласно пункта 10 «Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации» способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения определяется наличием у организации технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими и температурными режимами системы теплоснабжения и обосновывается в схеме теплоснабжения.

Согласно пункта 11 «Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации» в случае, если организациями не подано ни одной заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью.

## 8.1. Расположение источников теплоснабжения в г. Кирово-Чепецке

В границах ГО г. Кирово-Чепецк имеются зоны действия двух источников теплоснабжения: Кировской ТЭЦ-3, расположенной в установленных границах г. Кирово-Чепецка и входящей в Кировский филиал ОАО «ТГК-5» и котельной мкр. Каринторф (см. Книга 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения»).

Схема расположения источников теплоснабжения ГО г. Кирово-Чепецк приведена на рис. 8.1.1.

В табл. 8.1.1. приведены полезный отпуск тепловой энергии и тарифы на тепловую энергию для источников теплоснабжения ГО г. Кирово-Чепецк на 2013 гг.

Таблица 8.1.1

Наименование производителя тепловой энергии	Выработка тепловой энергии за 2013 г., Гкал	Тариф на тепловую энергию	
		с 01.01.2013 г.	с 01.07.2013 г.
Кировская ТЭЦ-3	1 357 477,0	1078,8	1210,31
Котельная мкр. Каринторф	14 065,0	1053,80	1155,10

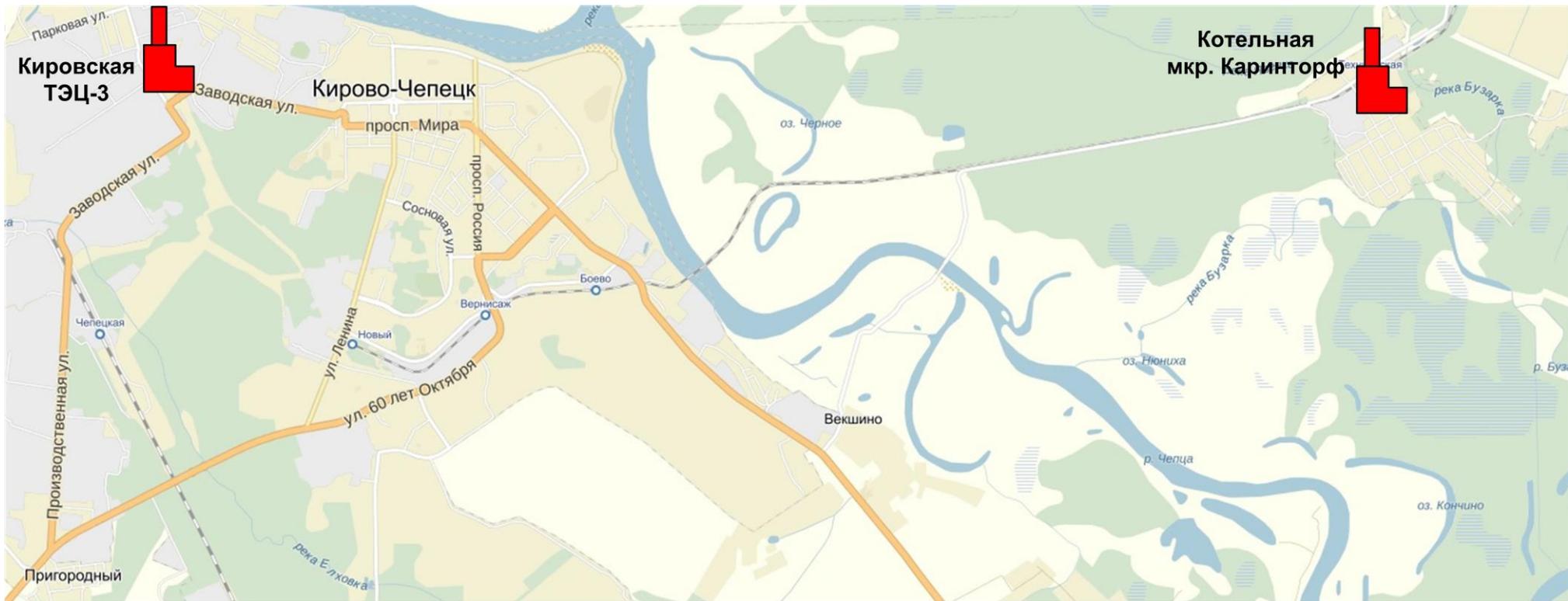
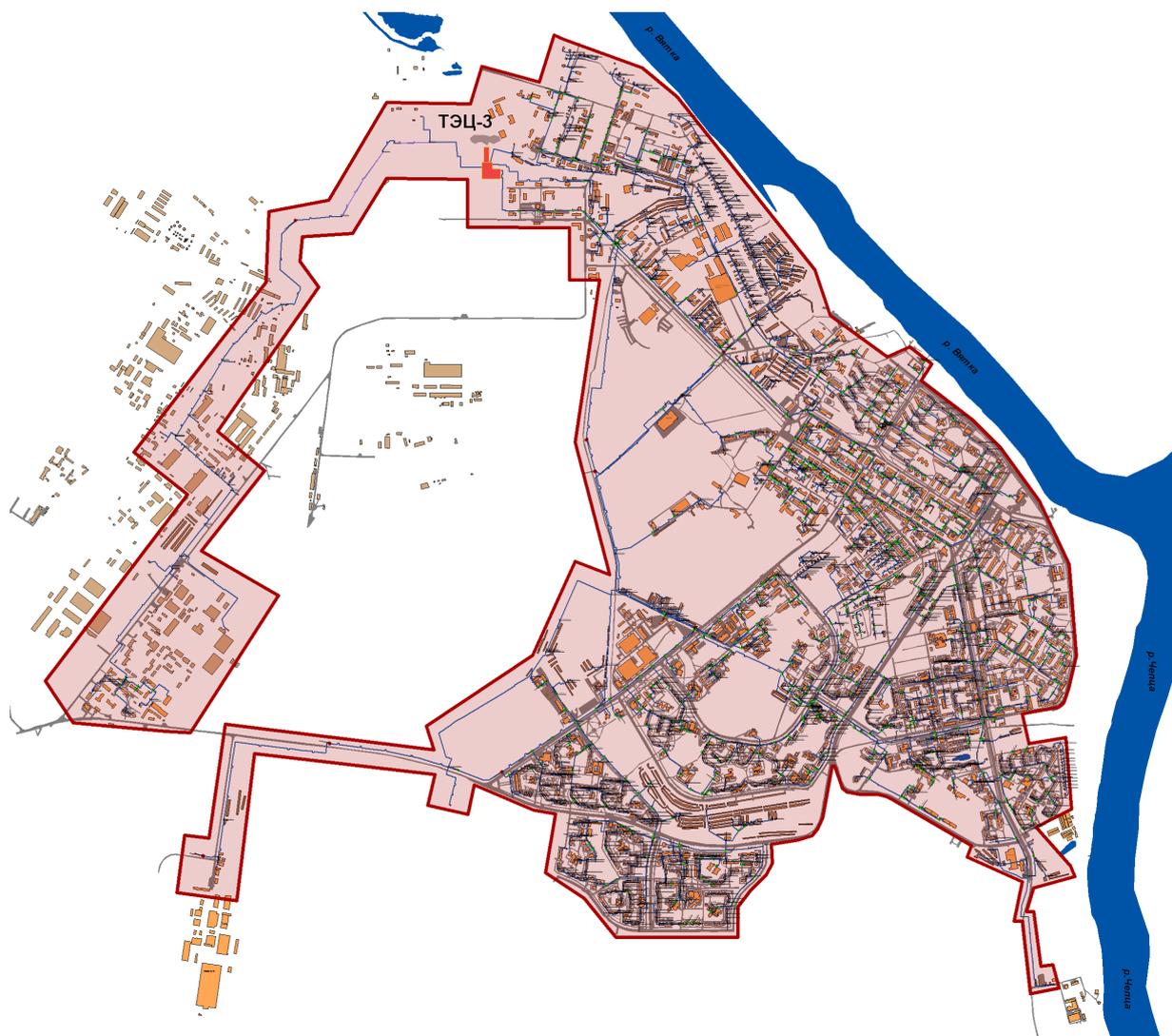


Рис. 8.1.1. Схема расположения источников теплоснабжения в г. Кирово-Чепецк

### 8.1.1. Зона действия Кировской ТЭЦ-3

В схеме теплоснабжения г. Кирово-Чепецка установлены зоны действия систем теплоснабжения от источников тепловой мощности (см. Книга 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения»), расположенных в установленных границах ГО «Город Кирово-Чепецк».

Схема расположения и зона действия Кировской ТЭЦ-3 в ГО «Город Кирово-Чепецк» приведена на рис. 8.1.1.



**Рис. 8.1.1. Схема расположения и зона действия Кировской ТЭЦ-3 в ГО «Город Кирово-Чепецк»**

В период до 2033 года планируется увеличение тепловой нагрузки в существующей зоне действия Кировской ТЭЦ-3. Величина подключаемой тепловой нагрузки составит 12,49 Гкал/ч.

### 8.1.2. Зона действия котельной мкр. Каринторфф

Зона действия, образованная на базе источника тепловой энергии – котельной мкр. Каринторфф (котельная БМК 80) приведена на рис. 8.1.2. Данная котельная является единственным источником тепловой мощности на нужды отопления и вентиляции микрорайона Каринторфф.

Источник тепловой энергии в рассматриваемой зоне деятельности находится на балансе МУП «Коммунхоз», тепловые сети – на балансе МУП «Коммунхоз».



Рис. 8.1.2. Зона действия котельной мкр. Каринторфф

В период до 2033 г. планируется незначительное увеличение тепловой нагрузки в существующей зоне действия котельной мкр. Каринторфф.

## **8.2. Зона действия источника тепловой мощности с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии Кировской ТЭЦ-3**

Зона действия, образованная на базе источника тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии – Кировской ТЭЦ-3 приведена на рис. 8.1.1.

Источник тепловой энергии в рассматриваемой зоне деятельности находится на балансе ОАО «ТГК-5», магистральные и квартальные тепловые сети – на балансе ОАО «КТК».

В период до 2033 года планируется увеличение тепловой нагрузки в существующей зоне действия Кировской ТЭЦ-3 на 12,49 Гкал/ч.

## **8.3. Реестр зон деятельности для выбора единых теплоснабжающих организаций (ЕТО), определённых в каждой существующей изолированной зоне действия в системе теплоснабжения**

В настоящей книге определены зоны деятельности единых теплоснабжающих организаций (ЕТО) на территории г. Кирово-Чепецке.

Реестр зон деятельности ЕТО в существующих зонах действия энергоисточников приведен в таблице 8.3.3.

После внесения проекта схемы теплоснабжения на рассмотрение теплоснабжающие и/или теплосетевые организации должны обратиться с заявкой на присвоение статуса ЕТО в одной или нескольких из определенных зон деятельности.

Решение о присвоении организации статуса ЕТО в той или иной зоне деятельности принимает для поселений, городских округов с численностью населения пятьсот тысяч человек и более, в соответствии с ч.2 ст.4 Федерального закона №190 «О теплоснабжении» и п.3. Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства РФ №808 от 08.08.2012 г., федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения (Министерство энергетики Российской Федерации). Определение статуса ЕТО для проектируемых зон действия планируемых к строительству источников тепловой энергии, рассмотренных в разделе 3 настоящей Книги, должно быть выполнено в ходе актуализации схемы теплоснабжения, после определения источников инвестиций.

Обязанности ЕТО установлены постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Правительства Российской Федерации» (п. 12 Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных указанным постановлением).

В соответствии с приведенным документом ЕТО обязана:

- заключать и исполнять договоры теплоснабжения с любыми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии, теплопотребляющие установки которых находятся в данной системе теплоснабжения при условии соблюдения указанными потребителями выданных им в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности технических условий подключения к тепловым сетям;
- заключать и исполнять договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теп-

лоносителя в отношении объема тепловой нагрузки, распределенной в соответствии со схемой теплоснабжения;

- заключать и исполнять договоры оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя в объеме, необходимом для обеспечения теплоснабжения потребителей тепловой энергии с учетом потерь тепловой энергии, теплоносителя при их передаче.

Границы зоны деятельности ЕТО, в соответствии с п. 19 Правил организации теплоснабжения, могут быть изменены в следующих случаях:

- подключение к системе теплоснабжения новых теплоснабжающих установок, источников тепловой энергии или тепловых сетей, или их отключение от системы теплоснабжения;
- технологическое объединение или разделение 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.

Показатели рабочей мощности источников тепловой энергии и емкости тепловых сетей определяются на основании данных Схемы (проекта схемы) теплоснабжения городского округа.

Список теплоснабжающих организаций г. Кирово-Чепецка с указанием суммарной тепловой мощности их источников теплоснабжения представлен в табл. 8.3.1.

**Таблица 8.3.1**

№ п/п	Теплоснабжающие организации	Источники теплоснабжения	Установленная тепловая мощность источников теплоснабжения, Гкал/ч
1	Кировский филиал ОАО «Волжская ТГК»	Кировская ТЭЦ-3	813
2	МУП "Коммунхоз"	Котельная мкр. Каринторф	7,0

Характеристики тепловых сетей, сгруппированные по теплоснабжающим организациям г. Кирово-Чепецка, представлены в табл. 8.3.2.

**Таблица 8.3.2**

№ п/п	Теплосетевые организации	Внутренний объем систем теплоснабжения, м <sup>3</sup>	Протяженность тепловых сетей (в двухтрубном исчислении), м
1	ОАО «Кировская теплоснабжающая компания»	18 850,95	98 600
2	МУП «Коммунхоз»	55,9	7 195

Реестр существующих зон деятельности для определения единых теплоснабжающих организаций приведен в табл. 8.3.3.

**Таблица 8.3.3**

Код зоны деятельности	Существующие теплоснабжающие (теплосетевые) организации в зоне деятельности	Энергоисточники в зоне деятельности
001	Кировский филиал ОАО «Волжская ТГК»	ТЭЦ-3
002	МУП «Коммунхоз»	Котельная мкр. Каринторф

## **8.4. Решение об определении единой теплоснабжающей организации (организаций)**

Решение по определению единой теплоснабжающей организации г. Кирово-Чепецка осуществляется на основании критериев, установленных в «Правилах организации теплоснабжения в Российской Федерации», утверждённых Постановлением Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 г. № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

Согласно пункта 7 «Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации» критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

- владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;
- размер собственного капитала;
- способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Для определения указанных критериев уполномоченный орган при разработке схемы теплоснабжения вправе запрашивать у теплоснабжающих и теплосетевых организаций соответствующие сведения.

Согласно пункта 8 «Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации» в случае, если заявка на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации подана организацией, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается данной организации.

Показатели рабочей мощности источников тепловой энергии и емкости тепловых сетей определяются на основании данных схемы (проекта схемы) теплоснабжения поселения, городского округа.

Согласно пункта 9 «Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации» в случае, если заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации поданы от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью, и от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается той организации из указанных, которая имеет наибольший размер собственного капитала. В случае если размеры собственных капиталов этих организаций различаются не более чем на 5 процентов, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Размер собственного капитала определяется по данным бухгалтерской отчетности, составленной на последнюю отчетную дату перед подачей заявки на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации с отметкой налогового органа о ее принятии.

Согласно пункта 10 «Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации» способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения определяется наличием у организации технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими и температурными режимами системы теплоснабжения и обосновывается в схеме теплоснабжения.

Согласно пункта 11 «Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации» в случае, если организациями не подано ни одной заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью.

В Схеме теплоснабжения утвержден список единых теплоснабжающих организаций г. Кирово-Чепецке, действующих в своих зонах теплоснабжения: всего 2 организации.

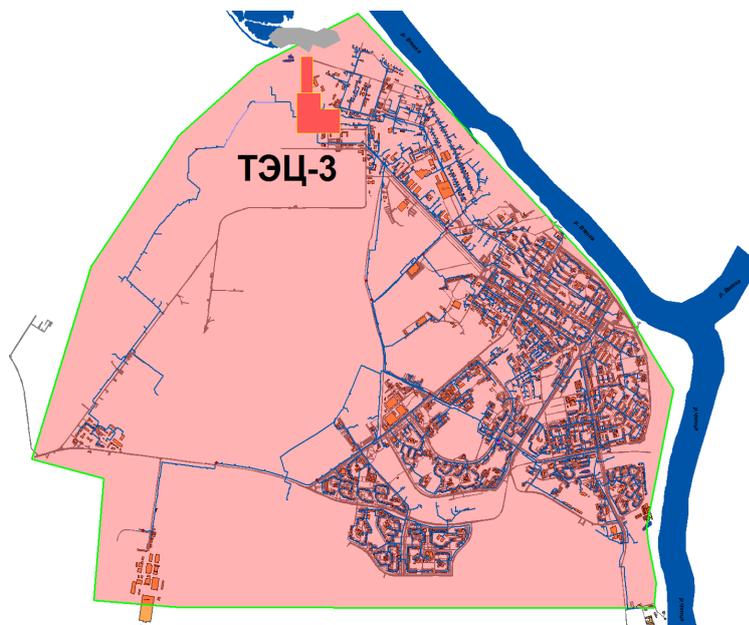
Список ЕТО представлен в табл. 8.4.1.

Номера на схеме соответствуют номерам ЕТО в табл. 8.4.1.

Зоны действия утвержденных единых теплоснабжающих организаций г. Кирово-Чепецка приведены на рис. 8.4.1.

**Таблица 8.4.1**

Но-мер ЕТО	Код зоны деятельности	Энерго-источники в зоне действия ЕТО	Тепловые сети	Единые теп-лонабжающие организации в зоне их дей-ствия	Основание для присво-ения статуса ЕТО	Зона тепло-снабжения
001	001	Кировская ТЭЦ-3	ОАО «КТК»	ОАО «КТК»	1. Подача заявки на присвоение статуса ЕТО 2. Владение на праве собственности един-ственными источниками тепловой энергии и теп-ловыми сетями в дан-ных системах тепло-снабжения 3. Статус ЕТО присваи-вается в соответствии с пунктом 11 Правил орга-низации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных постанов-лением Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 г. № 808	г. Кирово-Чепецк
002	002	Котельная мкр. Каринторф	МУП «Коммун-хоз»	МУП "Коммунхоз"		Мкр. Карин-торф г. Кирово-Чепецка



**Зона № 001**  
**Зона действия Кировской ТЭЦ-3**



**Зона № 002**  
**Зона действия котельной мкр. Каринторф**

**Рис. 8.4.1. Зоны действия утвержденных единых теплоснабжающих организаций г. Кирово-Чепецка**

## **Раздел 9. Решения о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии**

В ГО «Город Кирово-Чепецк» существует по одному источнику тепловой энергии в каждой зоне действия. В связи с этим мероприятий по распределению тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии невозможно, так как расстояние между источниками велико.

## **Раздел 10. Решения по бесхозным тепловым сетям**

В ГО «Город Кирово-Чепецк» по состоянию на 2013 год не выявлено бесхозных тепловых сетей. Все сети находятся на балансе ОАО «КТК» и на балансе потребителей.

В связи с этим решений по бесхозным тепловым сетям не предусмотрено.

## Список использованных источников

1. Федеральный закон от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении».
2. Федеральный Закон Российской Федерации от 23.11.2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».
3. Постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».
4. Методические рекомендации по разработке схем теплоснабжения. Утв. Приказом № 565/667 Минэнерго и Минрегион России 29.12.2012 г.
5. Приказ Минэнерго России от 30.12.2008 № 323 (ред. от 10.08.2012) "Об утверждении порядка определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии" (вместе с "Порядком определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии") (Зарегистрировано в Минюсте России 16.03.2009 N 13512).
6. Приказ Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. N 325 "Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя".
7. Приказ Министерства регионального развития РФ от 23 августа 2010 г. № 378 "Об утверждении методических указаний по расчету предельных индексов изменения размера платы граждан за коммунальные услуги".
8. Постановление Правительства РФ от 13.02.2006 г. № 83 «Правила определения и предоставления технических условий подключения объекта капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения»
9. Постановление Правительства РФ от 16.04.2012 № 307 «О ценообразовании в теплоэнергетике»
10. Каталог энергетического оборудования «Газотурбинные технологии», 2010 г.
11. Эксплуатационные данные и результаты тепловых испытаний энергоблока ПГУ-240 Минской ТЭЦ-3 ОАО «Минскэнерго» / ОАО «ВТИ» Радин Ю.А, Гомболевский В.И к.т.н., инженеры Чертков А.И., Воронов Е.О. – 2010 г.
12. Методические указания по составлению отчета электростанций и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования: РД 34.08.552-93. – М.: СПО ОРГРЭС, 1993.
13. Методические указания по составлению отчета электростанций и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования: РД 34.08.552-95. – М.: СПО ОРГРЭС, 1995 (с Изм. № 1 к РД 34.08.552-95. – М.: СПО ОРГРЭС, 1998).
14. Методические указания по составлению и содержанию энергетических характеристик оборудования тепловых электростанций: РД 34.09.155-93. – М.: СПО ОРГРЭС, 1993 (с Изм. № 1 к РД 34.09.155-93. – М.: СПО ОРГРЭС, 1999).

15. Методические указания по прогнозированию удельных расходов топлива. РД 153-34.0-09.115-98: Разраб. производственной службой топливоиспользования открытого акционерного общества «Фирма по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей ОРГРЭС», отделом топливоиспользования Департамента электрических станций РАО «ЕЭС России», утв. Российским акционерным обществом энергетики и электрификации «ЕЭС России» 27 февраля 1998 г., введ. в действие с 01.08.99.

16. Методика расчета минимальной мощности теплоэлектроцентрали. СО 34.09.457-2004: Разраб. филиалом ОАО «Инженерный центр ЕЭС» - «Фирма ОРГРЭС», утв. Департаментом электрических станций Российского открытого акционерного общества энергетики и электрификации «ЕЭС России» 10.03.2004.

17. Государственные сметные нормативы НЦС 81-02-2012 Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-2012 (утв. приказом Министерства регионального развития РФ от 30 декабря 2011 г. N 643)

18. СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» (утв. 1 сентября 2003 г. постановлением Госстроя России от 24.06.2003 г. № 110).

19. Методические указания по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала (Приказ Федеральной службы по тарифам от 30 марта 2012 г. N 228-э).

20. РД 153-34.1-09.321-2002. «Методика экспресс-оценки экономической эффективности энергосберегающих мероприятий на ТЭС»

21. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (утв. Минэкономки РФ, Минфином РФ и Госстроем РФ от 21 июня 1999 г. N ВК 477)

22. ВСН 29-95. Ведомственные строительные нормы по проектированию и бесканальной прокладке в г. Москве городских двухтрубных тепловых сетей из труб с промышленной теплоизоляцией из пенополиуретана в полиэтиленовой оболочке.

23. СНиП 23-01-99 Строительная климатология. Москва, 2000 г.

24. СП 41-103-2000 «Проектирование тепловой изоляции оборудования и трубопроводов».

25. МДК 4-05.2004 «Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения», утв. Госстроем России 12.08.2003.

26. ГОСТ 30732-2006 «Трубы и фасонные изделия стальные с тепловой изоляцией из пенополиуретана с защитной оболочкой. Технические условия».

27. Слепченко В.С., Кузнецов Е.П., Зак М.Л., Быстров В.Д. «Расчет потребности в ресурсах для производства и передачи тепловой энергии». СПб: ФГОУ ДПО «ПЭ-ИПК», 2010.

28. Ковалевский В.Б. Петухов Ю.С. Техничко-экономические показатели теплоизолированных труб для тепловых сетей бесканальной прокладки.