



Муниципальное образование город Нижнекамск

---

**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ  
МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ –  
Г. НИЖНЕКАМСК НА ПЕРИОД ДО 2040 ГОДА**

**(Актуализация на 2023 год)**

**Том 2. Обосновывающие материалы**

**Глава 7. Предложения по строительству, реконструкции и  
техническому перевооружению источников тепловой энергии**

**ШИФР 009.16.СТ-ОМ.007.000**

Казань, 2022 г.

## СОСТАВ ДОКУМЕНТОВ

Наименование документа	ШИФР
Схема теплоснабжения муниципального образования город Нижнекамск на период до 2040 года (Актуализация на 2023г.) Том 1. Утверждаемая часть	009.16.СТ-УЧ.001.000
Схема теплоснабжения муниципального образования город Нижнекамск на период до 2040 года (Актуализация на 2023г.) Том 2. Обосновывающие материалы	
Глава 1 Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения	009.16.СТ-ОМ.001.000
Глава 2 Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения	009.16.СТ-ОМ.002.000
Глава 3 Электронная модель системы теплоснабжения муниципального образования город Нижнекамск	009.16.СТ-ОМ.003.000
Глава 4 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей	009.16.СТ-ОМ.004.000
Глава 5 Мастер-план развития систем теплоснабжения муниципального образования город Нижнекамск	009.16.СТ-ОМ.005.000
Глава 6 Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах	009.16.СТ-ОМ.006.000
Глава 7 Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	009.16.СТ-ОМ.007.000
Глава 8 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей	009.16.СТ-ОМ.008.000
Глава 9 Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения	009.16.СТ-ОМ.009.000
Глава 10 Перспективные топливные балансы	009.16.СТ-ОМ.010.000
Глава 11 Оценка надежности теплоснабжения	009.16.СТ-ОМ.011.000
Глава 12 Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение	009.16.СТ-ОМ.012.000

<b>Наименование документа</b>	<b>ШИФР</b>
Глава 13 Индикаторы развития систем теплоснабжения города Нижнекамска	009.16.СТ-ОМ.013.000
Глава 14 Ценовые (тарифные) последствия	009.16.СТ-ОМ.014.000
Глава 15 Реестр единых теплоснабжающих организаций	009.16.СТ-ОМ.015.000
Глава 16 Реестр проектов схемы теплоснабжения	009.16.СТ-ОМ.016.000
Глава 17 Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения	009.16.СТ-ОМ.017.000
Глава 18 Сводный том изменений, выполненных в актуализированной схеме теплоснабжения	009.16.СТ-ОМ.018.000
Глава 19 Перспективное положение по воздействию систем теплоснабжения на экологию	009.16.СТ-ОМ.019.000

## Оглавление

1	Общие положения .....	8
2	Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления.....	10
3	Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике решениями об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей... 13	
4	Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения (при отнесении такого генерирующего объекта к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей) .....	14
5	Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок .....	14
6	Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок	14
7	Обоснование предложений по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии (котельных).....	27
8	Обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии .....	27
9	Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии	27

10	Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.....	28
11	Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.....	28
12	Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии.....	28
13	Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки малоэтажными жилыми зданиями.....	28
14	Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки .....	29
15	Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции и (или) модернизации существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива .....	35
16	Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории городского поселения.....	35
17	Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения	36
18	Капитальные вложения в реализацию мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии МО г. Нижнекамск.....	43
19	Описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых, реконструированных и прошедших техническое перевооружение источников тепловой энергии.....	46

## Перечень таблиц

Табл. 6.1. Перечень мероприятий, предлагаемых для реализации на источнике тепловой энергии филиала АО "ТГК-16" - "Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)", без НДС тыс. руб. .... 16

Табл. 6.2. Капитальные вложения в реализацию мероприятий по реконструкции источника тепловой энергии филиала АО "ТГК-16" - "Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)", функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, тыс. руб. (с НДС) ..... 24

Табл. 6.3. Перечень мероприятий, предлагаемых для реализации на источнике тепловой энергии ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-2), тыс. руб. с НДС ..... 25

Табл. 6.4. Капитальные вложения в реализацию мероприятий по реконструкции источника тепловой энергии ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-2), функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, тыс. руб. (с НДС) ..... 26

Табл. 14.1. Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии филиала АО "ТГК-16" - "Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)", функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Гкал/ч ..... 30

Табл. 14.2. Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии ООО «Нижнекамская ТЭЦ», функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Гкал/ч. 32

Табл. 17.1 - Радиус эффективного теплоснабжения для потребителей группы 1, подключаемых к тепловоду М-3 ..... 41

Табл. 17.2. - Радиус эффективного теплоснабжения для потребителей группы 2, подключаемых к тепловоду М-3 ..... 41

Табл. 17.3 - Радиус эффективного теплоснабжения для потребителей группы 2, подключаемых к тепловоду М-1 ..... 42

Табл. 18.1 Капитальные вложения в реализацию мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источника тепловой энергии филиала АО "ТГК-16" - "Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)", тыс. руб. (с НДС) ..... 44

Табл. 18.2 Капитальные вложения в реализацию мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источника тепловой энергии ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-2), тыс. руб. (с НДС) ..... 44

Табл. 18.3 Капитальные вложения в реализацию мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии МО г. Нижнекамск, тыс. руб. (с НДС)..... 45

# 1 Общие положения

В данной главе представлены предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии города Нижнекамска.

Данные предложения систематизированы в 2 группы по виду предлагаемых работ. Структура необходимых мероприятий состоит из сформированных уникальных номеров мероприятий (проектов) по каждой теплоснабжающей, теплосетевой организации, функционирующей в зоне деятельности ЕТО, в следующем порядке:

номер мероприятий (проектов) «XXX.XX.XX.XXX», в котором:

- первые три значащих цифры (XXX.) отражают номер теплоснабжающей и теплосетевой организаций, функционирующих в зоне деятельности ЕТО;
- вторые две значащих цифры (.XX.) отражают номер группы проектов в составе организации;
- третьи значащие цифры (.XX.) отражают номер подгруппы проектов в составе организации;
- четвертые значащие цифры (.XXX.) отражают номер проекта в составе организации.

Под номером теплоснабжающей и теплосетевой организаций указываются следующие организации:

- «001» – филиал АО "ТГК-16" - "Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)",
- «002» – ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-2),
- «003» – филиала АО "Татэнерго" - Нижнекамские тепловые сети,
- «004» - АО «ВК и ЭХ».

Под номером группы проектов (.XX.) в составе организации учитываются следующие показатели:

- «.01» - группа проектов на источниках тепловой энергии;
- «.02» - группа проектов на тепловых сетях и сооружениях на них.

Под номером подгруппы проектов (.XX.) в составе организации для проектов на источниках тепловой энергии указываются следующие показатели:



".01" - подгруппа проектов строительства новых источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки;

".02" - подгруппа проектов реконструкции источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки.

## **2 Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления**

Согласно статье 14, ФЗ №190 «О теплоснабжении» от 27.07.2010 года, подключение теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей тепловой энергии, в том числе застройщиков, к системе теплоснабжения осуществляется в порядке, установленном законодательством о градостроительной деятельности для подключения объектов капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения, с учетом особенностей, предусмотренных ФЗ №190 «О теплоснабжении» и правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации. Подключение осуществляется на основании договора на подключение к системе теплоснабжения, который является публичным для теплоснабжающей организации, теплосетевой организации. Правила выбора теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, к которой следует обращаться заинтересованным в подключении к системе теплоснабжения лицам, и которая не вправе отказать им в услуге по такому подключению и в заключении соответствующего договора, устанавливаются правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации. При наличии технической возможности подключения к системе теплоснабжения и при наличии свободной мощности в соответствующей точке подключения отказ потребителю, в том числе застройщику, в заключении договора на подключение объекта капитального строительства, находящегося в границах определенного схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения, не допускается. Нормативные сроки подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства устанавливаются правилами подключения к системам тепло-снабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации. В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, но при наличии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы тепло-снабжения и снятию

технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства, отказ в заключении договора на его подключение не допускается. Нормативные сроки его подключения к системе теплоснабжения устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации в пределах нормативных сроков подключения к системе теплоснабжения, установленных правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации. 10 В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, и при отсутствии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства, теплоснабжающая организация или теплосетевая организация в сроки и в порядке, которые установлены правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, обязана обратиться в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, с предложением о включении в нее мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства. Федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, в сроки, в порядке и на основании критериев, которые установлены порядком разработки и утверждения схем теплоснабжения, утвержденным Правительством Российской Федерации, принимает решение о внесении изменений в схему теплоснабжения или об отказе во внесении в нее таких изменений. В случае, если теплоснабжающая или теплосетевая организация не направит в установленный срок и (или) представит с нарушением установленного порядка в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган

местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, предложения о включении в нее соответствующих мероприятий, потребитель, в том числе застройщик, вправе потребовать возмещения убытков, причиненных данным нарушением, и (или) обратиться в федеральный антимонопольный орган с требованием о выдаче в отношении указанной организации предписания о прекращении нарушения правил недискриминационного доступа к товарам. В случае внесения изменений в схему теплоснабжения теплоснабжающая организация или теплосетевая организация обращается в орган регулирования для внесения изменений в инвестиционную программу. После принятия органом регулирования решения об изменении инвестиционной программы он обязан учесть внесенное в указанную инвестиционную программу изменение при установлении тарифов в сфере теплоснабжения в сроки и в порядке, которые определяются основами ценообразования в сфере теплоснабжения и правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации. Нормативные сроки подключения объекта капитального строительства 11 устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, в которую внесены изменения, с учетом нормативных сроков подключения объектов капитального строительства, установленных правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации. Таким образом, новые потребители, обратившиеся соответствующим образом в теплоснабжающую организацию, должны быть подключены к централизованному теплоснабжению, если такое подсоединение возможно в перспективе. С потребителями, находящимися за границей радиуса эффективного тепло-снабжения, могут быть заключены договора долгосрочного теплоснабжения по свободной (обоюдно приемлемой) цене, в целях компенсации затрат на строительство новых и реконструкцию существующих тепловых сетей, и увеличению радиуса эффективного теплоснабжения. Существующие и перспективные объекты капитального строительства вправе использовать для отопления индивидуальные источники теплоснабжения. Использование автономных источников теплоснабжения целесообразно в случаях: – значительной удаленности от существующих и перспективных тепловых сетей; – малой подключаемой нагрузки (менее 0,01 Гкал/ч); – отсутствия резервов тепловой мощности в границах застройки на данный момент и в рассматриваемой перспективе; – использования тепловой энергии в техно-логических целях. Потребители,

отопление которых осуществляется от индивидуальных источников, могут быть подключены к централизованному теплоснабжению на условиях организации централизованного теплоснабжения. Согласно п.15, ст. 14, ФЗ №190 от 27.07.2010 г., запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, перечень которых определяется правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов. Планируемые к строительству жилые дома, могут проектироваться с использованием поквартирного индивидуального отопления, при условии получения технических условий от газоснабжающей организации. В настоящее время все планируемые к возведению объекты капитального строительства (за исключением ИЖС) предполагают подключение к централизованным источникам теплоснабжения – Нижнекамским ТЭЦ через сети АО «ВКиЭХ» и филиала АО "Татэнерго" - Нижнекамские тепловые сети.

### **3 Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике решениями об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей**

Решения об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей г. Нижнекамска не принимались.

**4 Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения (при отнесении такого генерирующего объекта к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей)**

Решения об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей г. Нижнекамска не принимались.

**5 Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок**

Существующие источники тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии полностью покрывают перспективные потребности в тепловой энергии и тепловой мощности города Нижнекамска.

**6 Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок**

Нижнекамские ТЭЦ являются централизованными источниками теплоснабжения, обеспечивающими нужды города Нижнекамска в тепловой и электрической энергии.

Надежность и эффективность функционирования данных источников определяет общую надежность схемы теплоснабжения города, а также тарифные последствия для населения.

С целью поддержания надежности и повышения эффективности функционирования источника с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии – филиала АО "ТГК-16" - "Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)" - была разработана, принята и частично реализована инвестиционная программа на период 2019-2023 гг.

В соответствии с данными о корректировке на 2021 год инвестиционная программа включает в себя мероприятия (отнесенные к деятельности в области теплогенерации и теплоснабжения), представленные в Табл. 6.1, а также дополнительные мероприятия в развитие теплоисточника, которые в последствии будут включены в инвестиционную программу при очередной корректировке.

В Табл. 6.3 представлены предложения по реконструкции оборудования ООО «Нижекамская ТЭЦ».

**Табл. 6.1. Перечень мероприятий, предлагаемых для реализации на источнике тепловой энергии филиала АО "ТГК-16" - "Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)", без НДС тыс. руб.**

№ п/п	Наименование мероприятий	Потребность в финансировании (полная стоимость)	Всего 2022- 2027 гг.:	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
<b>Всего по филиалу АО "ТГК-16" - "Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)", в том числе:</b>		<b>17 747 511,8</b>	<b>17 654 338,9</b>	<b>872 914,9</b>	<b>3 457 872,6</b>	<b>4 358 118,1</b>	<b>4 071 364,8</b>	<b>2 792 613,5</b>	<b>2 101 455,0</b>
1	Котлоагрегат ТГМ-96Б ст.№15 КТЦ-1. Техническое перевооружение газопроводов котла, горелочных устройств и кабельных систем	49 260,8	<b>49 260,8</b>		3 487,1	45 773,8			
2	Котлоагрегат ТГМ-96Б ст.№13 КТЦ-1. Техническое перевооружение газопроводов котла и кабельных систем	49 260,8	<b>49 260,8</b>				3 487,1	45 773,8	
3	Котлоагрегат ТГМ-96Б ст.№16 КТЦ-1. Техническое перевооружение газопроводов котла и кабельных систем	118 549,9	<b>118 549,9</b>				3 064,0	115 485,9	
4	Котлоагрегат ТГМ-84А ст.№5 КТЦ-1. Техническое перевооружение газопроводов котла, горелочных устройств и кабельных систем	49 260,8	<b>49 260,8</b>				3 487,1	45 773,8	
5	Котлоагрегат ТГМ-84Б ст.№11 КТЦ-1. Техническое перевооружение газопроводов котла и кабельных систем	51 561,0	<b>51 561,0</b>					3 498,5	48 062,5
6	Паровая турбина Р-70/100-130-15 с генератором №9. Техническое перевооружение системы регулирования с внедрением ЭГСП	28 594,3	<b>28 294,3</b>		28 294,3				
7	Дымовая труба №1 с газоходами. Реконструкция газоходов котлов ст.№1-5 (1,2 этапы)	69 736,5	<b>68 796,5</b>	38 600,5	30 196,0				
8	Хозпротивопожарный трубопровод. Техническое перевооружение хозяйственного водовода	91 446,1	<b>90 146,1</b>	90 146,1					
9	Локальная вычислительная сеть. Техническое перевооружение ЛВС ИБК	43 561,7	<b>43 111,7</b>		43 111,7				



№ п/п	Наименование мероприятий	Потребность в финансировании (полная стоимость)	Всего 2022- 2027 гг.:	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
10	Котлоагрегат №2 ТГМ-84А в к-те. Техническое перевооружение экранов	149 665,8	<b>147 845,8</b>	147 845,8					
11	Котлоагрегат №3 ТГМ-84А в к-те. Техническое перевооружение экранов	149 237,0	<b>147 342,0</b>	147 342,0					
12	Котлоагрегат №7 ТГМ-84Б в к-те. Техническое перевооружение КПП	201 354,3	<b>200 154,3</b>		200 154,3				
13	Котлоагрегат №13 ТГМ-96Б в к-те. Техническое перевооружение экранов	117 421,6	<b>115 978,8</b>	48 510,0	67 468,8				
14	Котлоагрегат №14 ТГМ-96Б в к-те. Техническое перевооружение НППП	63 760,0	<b>62 810,0</b>	62 810,0					
15	Котлоагрегат №1 ТГМ-84 в к-те. Техническое перевооружение ШПП	115 828,1	<b>115 828,1</b>		3 180,1	112 648,0			
16	Котлоагрегат №12 ТГМ-96Б в к-те. Техническое перевооружение КПП	201 954,3	<b>201 954,3</b>	1 800,0	200 154,3				
17	Котлоагрегат №15 ТГМ-96Б в к-те. Техническое перевооружение НППП, ШПП	131 107,8	<b>131 107,8</b>	1 930,0		129 177,8			
18	Котлоагрегат №2 ТГМ-84А в к-те. Техническое перевооружение ШПП	121 619,4	<b>121 619,4</b>			3 339,1	118 280,3		
19	Котлоагрегат №16 ТГМ-96Б в к-те. Техническое перевооружение КПП	205 430,0	<b>205 430,0</b>			1 942,9	203 487,1		
20	Котлоагрегат №4 ТГМ-84А в к-те. Техническое перевооружение ШПП, экранов	276 580,9	<b>276 580,9</b>			3 471,4	273 109,5		
21	Котлоагрегат №7 ТГМ-84Б в к-те. Техническое перевооружение ВЭК	137 579,6	<b>137 579,6</b>			1 942,9	135 636,7		
22	Котлоагрегат №12 ТГМ-96Б в к-те. Техническое перевооружение ВЭК	137 579,6	<b>137 579,6</b>			1 942,9	135 636,7		
23	Котлоагрегат №11 ТГМ-84Б в к-те. Техническое перевооружение ВЭК	144 560,6	<b>144 560,6</b>					2 142,1	142 418,5
24	Котлоагрегат №1 ТГМ-84 в к-те. Техническое перевооружение экранов	186 316,3	<b>186 316,3</b>				2 159,0	184 157,3	

№ п/п	Наименование мероприятий	Потребность в финансировании (полная стоимость)	Всего 2022- 2027 гг.:	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
25	Котлоагрегат №16 ТГМ-96Б в к-те. Техническое перевооружение ШПП	133 424,9	<b>133 424,9</b>			2 130,2	131 294,7		
26	Котлоагрегат №5 ТГМ-84А в к-те. Техническое перевооружение ШПП, экранов	137 520,7	<b>137 520,7</b>				1 956,8	135 563,9	
27	Котлоагрегат №9 ТГМ-84Б в к-те. Техническое перевооружение ВЭК	144 458,6	<b>144 458,6</b>				2 040,1	142 418,6	
28	Котлоагрегат №9 ТГМ-84Б в к-те. Техническое перевооружение ШПП, экранов	265 599,9	<b>265 599,9</b>				3 802,9	261 797,1	
29	Котлоагрегат №13 ТГМ-96Б в к-те. Техническое перевооружение КПП	236 147,6	<b>236 147,6</b>				1 980,2	234 167,4	
30	Котлоагрегат №10 ТГМ-84Б в к-те. Техническое перевооружение ШПП, экранов	279 048,8	<b>279 048,8</b>					4 161,8	274 887,0
31	Котлоагрегат №16 ТГМ-96Б в к-те. Техническое перевооружение экранов	197 138,1	<b>197 138,1</b>		3 340,9	193 797,2			
32	Котлоагрегат №11 ТГМ-84Б в к-те. Техническое перевооружение ШПП, экранов	279 048,8	<b>279 048,8</b>					4 161,8	274 887,0
33	Котлоагрегат №14 ТГМ-96Б в к-те. Техническое перевооружение КПП	248 042,9	<b>248 042,9</b>					2 167,1	245 875,8
34	Паропровод высокого давления. Техперевооружение тепловой схемы станции с установкой БРОУ-140/30 ст.№6	137 484,4	<b>86 284,0</b>	86 284,0					
35	Химобессоливающая установка. Техническое перевооружение узла откачки регенерационных вод в ХЦ №1	175 544,5	<b>152 794,5</b>	152 794,5					
36	Система пожаротушения кабельного хозяйства Нижнекамской ТЭЦ (ПТК-1). Дооборудование помещений Нижнекамской ТЭЦ (ПТК-1) автоматической пожарной сигнализацией	13 219,9	<b>13 219,9</b>	13 219,9					
37	Автоматизированная система коммерческого учёта теплотенергии. Техническое перевооружение АСКУТ	192 932,6	<b>191 952,4</b>		191 952,4				

№ п/п	Наименование мероприятий	Потребность в финансировании (полная стоимость)	Всего 2022- 2027 гг.:	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
38	Насос питательный ПЭ-580 СТ N15. Техническое перевооружение с заменой насоса.	82 505,3	<b>80 745,3</b>		80 745,3				
39	Деаэрационная установка ДПТС-1. Техническое перевооружение схемы подпитки теплосети	84 697,6	<b>82 429,0</b>	1 361,2	81 067,8				
40	Насос ПЭН ст. №2. Техническое перевооружение с заменой питательного насоса и электродвигателя.	100 909,6	<b>100 909,6</b>				2 147,9	98 761,8	
41	Здание Главного корпуса. Техническое перевооружение ЗиС главного корпуса с заменой стеновых панелей облегченной конструкции	67 587,7	<b>67 587,7</b>				15 920,0	25 833,8	25 833,8
42	Паровая турбина Т-110/120-130/3 с генератором №10. Техническое перевооружение АСКВД.	<b>16 184,1</b>	<b>16 184,1</b>	11 142,8	5 041,3				
43	Котлоагрегат ст.№4. Тех. перевооружение ДС-4А, ДС-4Б с заменой электродвигателей механизмов	27 339,5	<b>27 339,5</b>			966,1	26 373,4		
44	Насос ПЭН ст. №3. Техническое перевооружение с заменой питательного насоса	48 152,3	<b>48 152,3</b>			2 451,0	45 701,3		
45	Градириная №1 Техническое перевооружение водораспределительной системы и вытяжной башни градирни №1	94 144,8	<b>94 144,8</b>					1 503,4	92 641,4
46	Котлоагрегат ст.№9. Тех. перевооружение ДС-9А, ДС-9Б с заменой электродвигателей механизмов	29 810,5	<b>29 810,5</b>				1 053,3	28 757,2	
47	Насос ПЭН ст. №8. Техническое перевооружение с заменой питательного насоса.	52 669,5	<b>52 669,5</b>				2 685,0	49 984,5	
48	Котлоагрегат ТГМ-84А ст.№5. Техническое перевооружение системы технологической защиты и сигнализации.	53 723,5	<b>53 723,5</b>				2 442,0	51 281,5	
49	Паровая турбина Т-105/120-130/2 с генератором №7. Техническое перевооружение генератора с заменой системы возбуждения и защит.	150 609,4	<b>150 609,4</b>				2 666,3	147 943,1	
50	Насос ПЭН ст. №12. Техническое перевооружение с заменой питательного насоса.	55 427,8	<b>55 427,8</b>					2 944,1	52 483,7

№ п/п	Наименование мероприятий	Потребность в финансировании (полная стоимость)	Всего 2022-2027 гг.:	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
51	Деаэрационная установка ДПТС-2. Техническое перевооружение схемы подпитки теплосети	50 527,2	<b>50 527,2</b>					4 835,3	45 691,9
52	Паровая турбина Т-105/120-130/2 с генератором №7. Техническое перевооружение АСКВД и кабельных систем.	22 213,9	<b>22 213,9</b>					3 478,8	18 735,1
53	Паровая турбина Т-110/120-130/3 с генератором №10. Техническое перевооружение турбины с заменой ПСГ-1	103 951,1	<b>103 951,1</b>					3 951,1	100 000,0
54	Установка нейтрализации сборной воды. Техническое перевооружение бакового хозяйства.	116 247,7	<b>116 247,7</b>		13 844,6	50 931,3	51 471,9		
55	Градирия №2. Техническое перевооружение водораспределительной системы и вытяжной башни градирни №2	99 907,7	<b>99 907,7</b>	989,0		98 918,7			
56	Насос ПЭН ст. №9. Техническое перевооружение с заменой питательного насоса и электродвигателя.	111 252,9	<b>111 252,9</b>				2 368,0	108 884,8	
57	Паровая турбина Р-70/100-130/15 с генератором №6. Техническое перевооружение АСКВД и кабельных систем.	42 473,8	<b>42 473,8</b>		1 083,6	41 390,2			
58	ОНМ	77 787,3	<b>77 787,3</b>	7 834,0	23 820,0	10 878,6	15 000,0	10 245,6	10 009,1
59	Техническое перевооружение системы подачи пара на калориферы котлоагрегатов и отвода качественного конденсата (1,2 этапы)	105 284,4	<b>105 284,4</b>	1 683,5					103 600,9
60	Здание Главного корпуса. Техническое перевооружение растворного узла	15 907,7	<b>15 907,7</b>	2 619,8	13 287,9				
61	Создание системы обеспечения информационной безопасности объектов критической информационной инфраструктуры филиала АО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)	21 116,7	<b>19 934,0</b>		19 934,0				

№ п/п	Наименование мероприятий	Потребность в финансировании (полная стоимость)	Всего 2022- 2027 гг.:	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
62	Здание Главного корпуса. Техническое перевооружение кровли главного корпуса (1,2,3,4 этапы)	462 533,2	<b>460 933,2</b>	53 136,1	91 759,3	94 488,5	135 674,8	85 874,5	
63	Котлоагрегат ТГМ-96Б ст.№14 КТЦ-1. Техническое перевооружение горелочных устройств	111 284,0	<b>111 284,0</b>					6 091,6	105 192,4
64	Котел ПТВМ-100 №2. Техническое перевооружение элементов поверхностей нагрева котла (змеевиков конвективного пучка, экранов и коллекторов)	106 699,0	<b>106 699,0</b>	2 000,0		104 699,0			
65	Котел ПТВМ-180 №3. Техническое перевооружение КПП (в комплекте с коллекторами) и коллекторов экранов	76 864,8	<b>76 864,8</b>			2 840,3	74 024,5		
66	Котел ПТВМ-100 №1. Техническое перевооружение КПП (в комплекте с коллекторами) и коллекторов экранов	80 708,1	<b>80 708,1</b>				2 982,3	77 725,7	
67	Котел ПТВМ-180 №4. Техническое перевооружение КПП (в комплекте с коллекторами) и коллекторов экранов	84 743,4	<b>84 743,4</b>					3 131,4	81 612,0
68	Устройство площадки взвешивания автотранспорта с установкой автовесов	0,0	<b>0,0</b>						
69	Система непрерывного контроля загазованности воздуха в КТЦ-1. Техническое перевооружение системы контроля загазованности воздуха (1,2 этапы)	492 384,5	<b>492 384,5</b>	567,5		249 015,8	242 801,2		
70	Здание главного корпуса. Техническое перевооружение потолочного освещения КТЦ-1,2 с заменой на светодиодное.	24 551,5	<b>24 478,5</b>		24 478,5				
71	Система видеонаблюдения главного корпуса. Техническое перевооружение системы технологического видеонаблюдения главного корпуса	41 188,6	<b>40 128,4</b>			40 128,4			

№ п/п	Наименование мероприятий	Потребность в финансировании (полная стоимость)	Всего 2022- 2027 гг.:	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
72	Частотный регулируемый привод на механизмы собственных нужд БУ ТГ-7. Техническое перевооружение ЧРП СН-13	13 187,5	<b>13 187,5</b>	298,2		12 889,3			
73	Дымовая труба №2 с газоходами. Техническое перевооружение газоходов котлов ст.№№6-11 к дымовой трубе №2	61 305,2	<b>61 305,2</b>					1 543,5	59 761,7
74	Техническое перевооружение поисковой громкоговорящей связи	20 768,4	<b>20 768,4</b>				1 013,1	19 755,3	
75	Техническое перевооружение оперативной телефонной связи	15 739,1	<b>15 739,1</b>				1 302,5	14 436,6	
76	Дымовая труба №3 с газоходами. Техническое перевооружение газоходов котлов ст.№№12-16 к дымовой трубе №3	48 941,4	<b>48 941,4</b>				1 753,8	47 187,6	
77	Химобессоливающая установка №1. Техническое перевооружение осветлителя №6 с реализацией САУ.	52 147,6	<b>52 147,6</b>				2 370,3	49 777,2	
78	Устройство площадки взвешивания автотранспорта с установкой автовесов	5 595,2	<b>5 595,2</b>		1 076,0	4 519,2			
79	Градирия №1. Техническое перевооружение с внедрением каплеуловительной системы	19 054,6	<b>19 054,6</b>			1 129,8	17 924,8		
80	Градирия №4. Техническое перевооружение с внедрением каплеуловительной системы	20 007,4	<b>20 007,4</b>				1 186,3	18 821,1	
81	Градирия №3. Техническое перевооружение с внедрением каплеуловительной системы	21 007,8	<b>21 007,8</b>					1 245,6	19 762,2
82	Оборудование конденсатоочистки. Техническое перевооружение схемы приема и установки обессоливания конденсата ХВО-1 (2 этап)	105 000,0	<b>105 000,0</b>		5 000,0	100 000,0			
83	Химобессоливающая установка. Техническое перевооружение схемы приема и браковки конденсата ПАО "Нижнекамскнефтехим" в ХЦ-2	32 000,0	<b>32 000,0</b>		2 000,0	30 000,0			

№ п/п	Наименование мероприятий	Потребность в финансировании (полная стоимость)	Всего 2022- 2027 гг.:	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
84	Техническое перевооружение водоподготовительной установки номинальной производительностью 400 т/ч с использованием мембранных технологий	410 000,0	<b>410 000,0</b>					10 000,0	400 000,0
85	Паровая турбина Р-100-130/15 с генератором №3. Комплексная замена паровой турбины (НкТЭЦ (ПТК-1))	2 219 930,8	<b>2 219 930,8</b>		76 612,3	1 300 822,1	842 496,4		
86	Паровая турбина ПТ-60-130/13 с генератором №2. Техническое перевооружение турбины с заменой ЦВД и регенеративных подогревателей (НкТЭЦ (ПТК-1))	1 964 793,0	<b>1 964 793,0</b>		1 316 860,6	647 932,4			
87	Паровая турбина Т-100/120-130-2 с генератором №5. Техническое перевооружение турбины с заменой ЦВД (НкТЭЦ (ПТК-1))	1 894 299,3	<b>1 894 299,3</b>		906 954,5	987 344,8			
88	Паровая турбина Р-100-130/15 с генератором №8. Комплексная замена паровой турбины (НкТЭЦ (ПТК-1))	2 401 506,2	<b>2 401 506,2</b>		22 967,1	80 606,4	1 560 583,4	737 349,3	

**Табл. 6.2. Капитальные вложения в реализацию мероприятий по реконструкции источника тепловой энергии филиала АО "ТГК-16" - "Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)", функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, тыс. руб. (с НДС)**

Стоимость проектов	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
ПИР и ПСД	61 104,04	242 051,08	305 068,27	284 995,54	195 482,95	147 101,85	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Оборудование	567 394,69	2 247 617,19	2 832 776,77	2 646 387,12	1 815 198,78	1 365 945,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	218 228,73	864 468,15	1 089 529,53	1 017 841,20	698 153,38	525 363,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего капитальные затраты	846 727,45	3 354 136,42	4 227 374,56	3 949 223,86	2 708 835,10	2 038 411,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Непредвиденные расходы	26 187,45	103 736,18	130 743,54	122 140,94	83 778,41	63 043,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
НДС	174 582,98	691 574,52	871 623,62	814 272,96	558 522,70	420 291,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость проекта	1 047 497,88	4 149 447,12	5 229 741,72	4 885 637,76	3 351 136,20	2 521 746,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00



**Табл. 6.3. Перечень мероприятий, предлагаемых для реализации на источнике тепловой энергии ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2), тыс. руб. с НДС**

Н п/п	Наименование мероприятий	Потребность в финансировании (полная стоимость)	Всего 2022-2023 гг.:	2022	2023
<b>Всего по ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2), в том числе:</b>		<b>226 946,00</b>	<b>220 013,00</b>	<b>111 505,00</b>	<b>108 508,00</b>
1	Оборудование не требующее монтажа	7 259,00	<b>2 180,00</b>	1 512,00	668,00
2	Техническое перевооружение к/а ТГМЕ-464 ст №5 с заменой нижних коллекторов экранов и панелей левого, правого, заднего и фронтального экрана с подовой частью.	108 863,00	<b>107 009,00</b>	107 009,00	0,00
3	Построение системы АСУТП Бойлерной Установки с управляющей функцией от Диспетчера теплосети.	14 018,00	<b>14 018,00</b>	454,00	13 564,00
4	Техническое перевооружение осветителя №4	26 515,00	<b>26 515,00</b>	1 263,00	25 252,00
5	Техническое перевооружение бака нейтрализатора №1	19 576,00	<b>19 576,00</b>	932,00	18 644,00
6	Техническое перевооружение осветителя №5	26 516,00	<b>26 516,00</b>	0,00	26 516,00
7	Техническое перевооружение бака нейтрализатора №2	17 512,00	<b>17 512,00</b>	0,00	17 512,00
8	Техническое перевооружение системы пожаротушения котельного отделения	6 687,00	<b>6 687,00</b>	335,00	6 352,00

Табл. 6.4. Капитальные вложения в реализацию мероприятий по реконструкции источника тепловой энергии ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2), функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, тыс. руб. (с НДС)

Стоимость проектов	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
ПИР и ПСД	6 504,46	6 329,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Оборудование	60 398,54	58 775,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	23 230,21	22 605,83	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего капитальные затраты	90 133,21	87 710,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Непредвиденные расходы	2 787,63	2 712,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
НДС	18 584,17	18 084,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость проекта	111 505,00	108 508,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

**7 Обоснование предложений по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии (котельных)**

В городе Нижнекамске котельные в виде централизованных источников теплоснабжения не используются.

**8 Обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии**

В городе Нижнекамске котельные в виде централизованных источников теплоснабжения не используются. Мероприятия по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, не предусмотрены.

**9 Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии**

В городе Нижнекамске котельные в виде централизованных источников теплоснабжения не используются.

## **10 Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии**

В городе Нижнекамске котельные в виде централизованных источников теплоснабжения не используются.

## **11 Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии**

Утвержденной схемой теплоснабжения было предусмотрено перераспределение нагрузок источников тепловой энергии в сторону увеличения отпуска от ООО «Нижнекамская ТЭЦ» с целью максимального использования источника с более дешевой стоимостью тепловой энергии на коллекторах. Данный предложенный вариант развития системы теплоснабжения города Нижнекамска был выполнен за 2021 год без дополнительных инвестиционных ресурсов.

## **12 Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии**

В городе Нижнекамске котельные в виде централизованных источников теплоснабжения не используются.

## **13 Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки малоэтажными жилыми зданиями**

При низкой плотности тепловой нагрузки более эффективно использование индивидуальных источников энергии. Такая организация

позволит потребителям в зонах малоэтажной застройки получать более эффективное, качественное и надежное теплоснабжения.

Основными достоинствами децентрализованного теплоснабжения являются:

- отсутствие необходимости отводов земли под тепловые сети и котельные;
- снижение потерь теплоты из-за отсутствия внешних тепловых сетей, снижение потерь сетевой воды, уменьшение затрат на водоподготовку;
- значительное снижение затрат на ремонт и обслуживание оборудования;
- полная автоматизация режимов потребления.

При формировании перспективных балансов тепловой энергии учитывались перспективный радиус теплоснабжения и плотность перспективной тепловой нагрузки.

На их основе был проведен анализ, который показывает, что в городе Нижнекамска индивидуальное теплоснабжения эффективно для районов индивидуальной жилой застройки – микрорайон 46.

## **14 Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки**

Перспективные балансы производства и потребления тепловой энергии и мощности рассчитываются на основании планов по реконструкции и переоборудованию существующих источников, а также на основании планов по присоединению перспективных тепловых нагрузок.

Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии города Нижнекамска представлены в таблицах ниже.

**Табл. 14.1. Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии филиала АО "ТГК-16" - "Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)", функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Гкал/ч**

Наименование показателя	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Установленная тепловая мощность, в том числе	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00
отборы паровых турбин, в том числе	2 806,0 0	2 806,0 0	2 806,0 0	2 806,0 0	2 806,0 0	2 806,00	2 806,00	2 806,00	2 806,00	2 806,00	2 806,00	2 806,00	2 806,00	2 806,00	2 806,00	2 806,00	2 806,00	2 806,00	2 806,00	2 806,00	2 806,00	2 806,00	2 806,00	2 806,00
производственны х показателей	2 193,0 0	2 193,0 0	2 193,0 0	2 193,0 0	2 193,0 0	2 193,00	2 193,00	2 193,00	2 193,00	2 193,00	2 193,00	2 193,00	2 193,00	2 193,00	2 193,00	2 193,00	2 193,00	2 193,00	2 193,00	2 193,00	2 193,00	2 193,00	2 193,00	2 193,00
теплофикационны е	613,0 0	613,0 0	613,0 0	613,0 0	613,0 0	613,00	613,00	613,00	613,00	613,00	613,00	613,00	613,00	613,00	613,00	613,00	613,00	613,00	613,00	613,00	613,00	613,00	613,00	613,00
РОУ	200,0 0	200,0 0	200,0 0	200,0 0	200,0 0	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00
ПВК	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,0 0	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00
Располагаемая тепловая мощность станции	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,0 0	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,30	0,30	0,30	0,30	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	14,96	20,58	21,92	27,81	22,31	24,01	24,01	24,01	24,01	24,01	24,01	24,01	24,01	24,01	24,01	24,01	24,01	24,01	24,01	24,01	24,01	24,01	24,01	24,01
Потери в тепловых сетях в горячей воде, в том числе	53,48	53,54	53,57	53,01	53,01	53,38	53,75	54,58	57,07	59,63	61,72	63,58	65,96	68,42	71,10	72,72	75,35	77,89	79,97	81,16	83,06	85,65	87,85	90,73
Потери в паропроводах	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	885,8 1	712,0 8	712,0 3	724,2 1	722,3 2	725,45	728,52	735,50	756,51	778,00	795,62	811,21	831,27	851,91	874,47	888,12	910,27	931,60	949,08	959,10	975,13	996,84	1 015,40	1 039,58
Перспектива (город)						3,13	3,07	6,98	21,01	21,49	17,62	15,59	20,06	20,64	22,56	13,65	22,15	21,33	17,48	10,02	16,02	21,72	18,55	24,18
М-1						1,14	0,00	0,00	12,51	8,32	9,86	10,50	17,61	18,19	21,02	13,04	22,15	21,33	10,73	10,02	16,02	21,72	18,55	24,18
отопление и вентиляция						0,72	0,00	0,00	8,62	5,15	6,42	6,96	11,75	12,23	13,82	8,06	14,18	13,51	7,10	6,31	10,29	14,06	11,58	15,70
горячее водоснабжение						0,42	0,00	0,00	3,89	3,17	3,44	3,55	5,86	5,96	7,20	4,97	7,97	7,82	3,63	3,71	5,74	7,65	6,98	8,49
М-2						1,99	3,07	6,98	8,50	13,16	7,76	5,09	2,45	2,45	1,55	0,61	0,00	0,00	6,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
отопление и						1,46	1,95	5,23	5,26	9,28	4,80	3,15	1,51	1,51	1,28	0,51	0,00	0,00	4,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Наименование показателя	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
вентиляция																								
горячее водоснабжение						0,53	1,12	1,75	3,24	3,88	2,96	1,94	0,93	0,93	0,26	0,10	0,00	0,00	2,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
БСИ						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная непосредственно к коллекторам станции	408,0 2	247,8 6	248,4 6	267,5 0	276,4 2	276,42	276,42	276,42	276,42	276,42	276,42	276,42	276,42	276,42	276,42	276,42	276,42	276,42	276,42	276,42	276,42	276,42	276,42	276,42
М-1	185,7 9	180,0 8	180,6 7	179,6 8	173,0 2	174,16	174,16	174,16	186,67	194,99	204,85	215,36	232,97	251,16	272,18	285,21	307,36	328,69	339,43	349,45	365,47	387,19	405,74	429,92
отопление и вентиляция	117,4 2	112,2 2	112,8 0	112,2 1	104,6 8	105,40	105,40	105,40	114,02	119,17	125,60	132,55	144,30	156,53	170,34	178,41	192,58	206,10	213,20	219,51	229,79	243,86	255,43	271,13
горячее водоснабжение	68,37	67,86	67,86	67,46	68,34	68,75	68,75	68,75	72,64	75,82	79,26	82,80	88,67	94,63	101,83	106,81	114,78	122,59	126,23	129,94	135,68	143,33	150,31	158,79
М-2	276,9 6	268,3 4	268,2 6	269,7 8	265,7 0	267,69	270,77	277,74	286,24	299,40	307,16	312,25	314,70	317,15	318,69	319,31	319,31	319,31	326,05	326,05	326,05	326,05	326,05	326,05
отопление и вентиляция	170,8 2	163,0 4	162,6 7	163,8 8	159,6 2	161,08	163,03	168,26	173,51	182,80	187,59	190,74	192,26	193,77	195,05	195,56	195,56	195,56	199,74	199,74	199,74	199,74	199,74	199,74
горячее водоснабжение	106,1 4	105,2 9	105,5 9	105,9 0	106,0 8	106,61	107,74	109,48	112,73	116,61	119,57	121,51	122,44	123,38	123,64	123,74	123,74	123,74	126,32	126,32	126,32	126,32	126,32	126,32
БСИ	15,04	15,80	14,65	7,25	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19
отопление и вентиляция	15,04	15,80	14,65	7,25	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе	871,9 3	698,6 3	698,5 6	710,7 3	709,1 6	712,20	715,18	721,94	742,32	763,17	780,25	795,38	814,84	834,86	856,75	869,98	891,47	912,16	929,12	938,84	954,38	975,45	993,44	1 016,90
М-1	180,2 2	174,6 8	175,2 5	174,2 9	167,8 3	168,93	168,93	168,93	181,07	189,14	198,71	208,90	225,98	243,62	264,01	276,65	298,14	318,83	329,24	338,96	354,51	375,57	393,57	417,02
отопление и вентиляция	113,9 0	108,8 5	109,4 2	108,8 5	101,5 4	102,24	102,24	102,24	110,60	115,60	121,83	128,58	139,97	151,83	165,23	173,05	186,81	199,91	206,80	212,92	222,90	236,54	247,77	263,00
горячее водоснабжение	66,31	65,83	65,83	65,44	66,29	66,69	66,69	66,69	70,46	73,54	76,88	80,32	86,01	91,79	98,78	103,60	111,33	118,92	122,44	126,04	131,61	139,03	145,80	154,03
М-2	268,6 5	260,2 9	260,2 1	261,6 9	257,7 3	259,66	262,64	269,41	277,65	290,42	297,95	302,88	305,26	307,63	309,13	309,73	309,73	309,73	316,27	316,27	316,27	316,27	316,27	316,27
отопление и вентиляция	165,6 9	158,1 5	157,7 9	158,9 6	154,8 3	156,25	158,14	163,21	168,31	177,31	181,97	185,02	186,49	187,96	189,20	189,70	189,70	189,70	193,74	193,74	193,74	193,74	193,74	193,74
горячее водоснабжение	102,9 6	102,1 4	102,4 2	102,7 3	102,9 0	103,41	104,50	106,20	109,34	113,11	115,98	117,86	118,77	119,67	119,93	120,03	120,03	120,03	122,53	122,53	122,53	122,53	122,53	122,53
БСИ	15,04	15,80	14,65	7,25	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19
отопление и вентиляция	15,04	15,80	14,65	7,25	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	1 921,2 4	2 017,1 7	2 017,1 7	2 099,4 0	2 029,6 6	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66

Наименование показателя	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в паре (на коллекторах станции)	1 921,2 4	2 017,1 7	2 017,1 7	2 099,4 0	2 029,6 6	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	922,5 2	994,7 0	993,4 1	893,1 1	970,1 5	965,31	962,24	955,26	934,25	912,76	895,14	879,55	859,49	838,85	816,29	802,64	780,49	759,16	741,67	731,66	715,63	693,92	675,36	651,18
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	936,4 1	1 008,1 5	1 006,8 8	906,5 9	983,3 1	978,56	975,58	968,82	948,44	927,59	910,50	895,38	875,92	855,90	834,01	820,77	799,29	778,60	761,64	751,92	736,38	715,31	697,32	673,86
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата	3 324,5 7	3 318,9 5	3 317,6 1	3 311,7 2	3 317,1 3	3 315,42	3 315,42	3 315,42	3 315,42	3 315,42	3 315,42	3 315,42	3 315,42	3 315,42	3 315,42	3 315,42	3 315,42	3 315,42	3 315,42	3 315,42	3 315,42	3 315,42	3 315,42	3 315,42
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	2 823,4 8	2 751,3 0	2 752,5 9	2 852,8 9	2 775,8 6	2 780,69	2 783,76	2 790,74	2 811,75	2 833,24	2 850,86	2 866,45	2 886,51	2 907,15	2 929,71	2 943,36	2 965,51	2 986,84	3 004,33	3 014,34	3 030,37	3 052,08	3 070,64	3 094,82

Табл. 14.2. Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии ООО «Нижекамская ТЭЦ», функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Гкал/ч

Наименование показателя	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Установленная тепловая мощность, в том числе	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00
отборы паровых турбин, в том числе	1 220,00	1 220,00	1 220,00	1 220,00	1 220,00	1 220,00	1 220,00	1 220,00	1 220,00	1 220,00	1 220,00	1 220,00	1 220,00	1 220,00	1 220,00	1 220,00	1 220,00	1 220,00	1 220,00	1 220,00	1 220,00	1 220,00	1 220,00	1 220,00
производственных показателей	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00
теплофикационные	220,00	220,00	220,00	220,00	220,00	220,00	220,00	220,00	220,00	220,00	220,00	220,00	220,00	220,00	220,00	220,00	220,00	220,00	220,00	220,00	220,00	220,00	220,00	220,00



Наименование показателя	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
РОУ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ПВК	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00
Располагаемая тепловая мощность станции	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,30	0,30	0,30	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	14,46	12,79	12,91	18,03	14,42	15,12	15,12	15,12	15,12	15,12	15,12	15,12	15,12	15,12	15,12	15,12	15,12	15,12	15,12	15,12	15,12	15,12	15,12	15,12
Потери в тепловых сетях в горячей воде, в том числе	36,70	36,80	37,00	37,10	37,00	37,44	37,65	38,22	39,68	41,07	42,22	43,04	43,87	44,70	45,32	45,95	46,57	46,57	46,57	46,57	46,57	46,57	46,57	46,57
М-3	36,70	36,80	37,00	37,10	37,00	37,44	37,65	38,22	39,68	41,07	42,22	43,04	43,87	44,70	45,32	45,95	46,57	46,57	46,57	46,57	46,57	46,57	46,57	46,57
Потери в паропроводах	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	0,30	0,30	0,30	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	235,00	210,00	197,00	207,00	440,30	445,58	447,98	454,82	472,23	488,79	502,37	512,23	522,09	531,94	539,35	546,76	554,17	554,17	554,17	554,17	554,17	554,17	554,17	554,17
Присоединенная непосредственно к коллекторам станции	235,00	210,00	197,00	207,00	440,30	445,58	447,98	454,82	472,23	488,79	502,37	512,23	522,09	531,94	539,35	546,76	554,17	554,17	554,17	554,17	554,17	554,17	554,17	554,17
отопление и вентиляция					269,17	273,44	275,03	280,31	292,73	304,11	312,73	318,83	324,93	331,03	335,61	340,19	344,78	344,78	344,78	344,78	344,78	344,78	344,78	344,78
горячее водоснабжение					171,13	172,14	172,94	174,51	179,50	184,68	189,64	193,40	197,16	200,92	203,74	206,57	209,39	209,39	209,39	209,39	209,39	209,39	209,39	209,39
М-3	235,00	210,00	197,00	207,00	440,30	445,58	447,98	454,82	472,23	488,79	502,37	512,23	522,09	531,94	539,35	546,76	554,17	554,17	554,17	554,17	554,17	554,17	554,17	554,17
отопление и вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	269,17	273,44	275,03	280,31	292,73	304,11	312,73	318,83	324,93	331,03	335,61	340,19	344,78	344,78	344,78	344,78	344,78	344,78	344,78	344,78
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	171,13	172,14	172,94	174,51	179,50	184,68	189,64	193,40	197,16	200,92	203,74	206,57	209,39	209,39	209,39	209,39	209,39	209,39	209,39	209,39
Перспектива (М-3)						5,28	2,40	6,84	17,41	16,56	13,58	9,86	9,86	9,86	7,41	7,41	7,41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ОВ						4,27	1,60	5,27	12,42	11,38	8,62	6,10	6,10	6,10	4,58	4,58	4,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ГВС						1,01	0,80	1,57	4,99	5,18	4,96	3,76	3,76	3,76	2,83	2,83	2,83	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе	235,00	210,00	197,00	207,00	440,30	445,58	447,98	454,82	472,23	488,79	502,37	512,23	522,09	531,94	539,35	546,76	554,17	554,17	554,17	554,17	554,17	554,17	554,17	554,17
М-3	235,00	210,00	197,00	207,00	440,30	445,58	447,98	454,82	472,23	488,79	502,37	512,23	522,09	531,94	539,35	546,76	554,17	554,17	554,17	554,17	554,17	554,17	554,17	554,17
отопление и вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	269,17	273,44	275,03	280,31	292,73	304,11	312,73	318,83	324,93	331,03	335,61	340,19	344,78	344,78	344,78	344,78	344,78	344,78	344,78	344,78
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	171,13	172,14	172,94	174,51	179,50	184,68	189,64	193,40	197,16	200,92	203,74	206,57	209,39	209,39	209,39	209,39	209,39	209,39	209,39	209,39
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	414,00	519,00	578,00	614,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00

Наименование показателя	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в паре (на коллекторах станции)	414,00	519,00	578,00	614,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	915,94	837,61	791,49	740,57	384,88	378,90	376,50	369,66	352,25	335,69	322,11	312,25	302,39	292,54	285,13	277,72	270,31	270,31	270,31	270,31	270,31	270,31	270,31	270,31
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	915,94	837,61	791,49	740,57	384,88	378,90	376,50	369,66	352,25	335,69	322,11	312,25	302,39	292,54	285,13	277,72	270,31	270,31	270,31	270,31	270,31	270,31	270,31	270,31
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата	1 199,94	1 201,61	1 201,49	1 196,57	1 200,18	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	664,06	742,39	788,51	839,43	1 195,12	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48

## **15 Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции и (или) модернизации существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива**

Источники тепловой энергии города Нижнекамска используют в качестве основного топлива природный газ, являющийся наиболее доступным топливом.

При этом, для источника теплоснабжения ООО «Нижнекамская ТЭЦ» существует возможность использования «местного» вида топлива - нефтяного кокса в виде пыли с установки замедленного коксования АО «ТАНЕКО».

Мероприятие по реконструкции установленных энергетических котлоагрегатов ТГМЕ-464 для сжигания нефтяного кокса в виде пыли с установки замедленного коксования АО «ТАНЕКО» оценивается в более, чем 15 млрд. руб. в текущих ценах. Это мероприятие позволит осуществить переход на сжигание до 700 тысяч тонн нефтяного кокса в год на котлах №№8 и 9.

Данное решение, согласно первоначальным планам ООО «Нижнекамская ТЭЦ» должно было начать реализовываться с 2014 года и к 2020 году реконструкция должна была быть завершена. Однако, в силу высокой стоимости проекта основной этап реализации пока не начат. Так как выполнение данного мероприятия предполагается за счет внетарифных источников финансирования, решение о реализации столь масштабной реконструкции принимается ООО «Нижнекамская ТЭЦ» самостоятельно в зависимости от внутренней ликвидности и конъюнктуры рынка.

## **16 Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории городского поселения**

Теплоснабжение производственных зон осуществляется как от централизованных источников теплоснабжения, так и от собственных котельных и утилизаторов промышленных предприятий.

Режим загрузки собственных источников и режим потребления тепловой энергии от Нижнекамских ТЭЦ определяется собственниками производств.

## 17 Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения

При определении эффективного радиуса теплоснабжения используется методика, приведенная в Приказе Министерства энергетики РФ от 5 марта 2019 г. N 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения».

Для определения радиуса эффективного теплоснабжения должно быть рассчитано максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение (технологическое присоединение) теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

В системе теплоснабжения стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям, должна рассчитываться как сумма следующих составляющих:

- а) стоимости единицы тепловой энергии (мощности) в горячей воде;
- б) удельной стоимости оказываемых услуг по передаче единицы тепловой энергии в горячей воде.

Стоимость единицы тепловой энергии (мощности) в горячей воде, отпущенной от единственного источника в системе теплоснабжения, должна вычисляться по формуле, руб./Гкал:

$$T_i^{омэ} = \frac{HBB_i^{омэ}}{Q_i},$$

где  $HBB_i^{омэ}$  - необходимая валовая выручка источника тепловой энергии на отпуск тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии на  $i$ -й расчетный период регулирования, тыс. руб.;

$Q_i$  - объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии в  $i$ -м расчетном периоде регулирования, тыс. Гкал;

Удельная стоимость оказываемых услуг по передаче единицы тепловой энергии в горячей воде в системе теплоснабжения должна рассчитываться по формуле, руб./Гкал:

$$T_i^{пер} = \frac{HBB_i^{пер}}{Q_i^c},$$

где  $HBB_i^{пер}$  - необходимая валовая выручка по передаче тепловой энергии в виде горячей воды на  $i$ -й расчетный период регулирования, тыс. руб.;

$Q_i^c$  - объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды из тепловых сетей системы теплоснабжения на  $i$ -й расчетный период регулирования, тыс. Гкал.

Стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения, должна рассчитываться по формуле, руб./Гкал:

$$T_i^{кп} = T_i^{отз} + T_i^{пер} = \frac{HBB_i^{отз}}{Q_i} + \frac{HBB_i^{пер}}{Q_i^c}$$

При подключении нового объекта заявителя к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения, должна рассчитываться по формуле, руб./Гкал:

$$T_i^{кп, нп} = \frac{HBB_i^{отз} + \Delta HBB_i^{отз}}{Q_i + \Delta Q_i^{нп}} + \frac{HBB_i^{пер} + \Delta HBB_i^{пер}}{Q_i^c + \Delta Q_i^{снп}}$$

$\Delta HBB_i^{отз}$  - дополнительная необходимая валовая выручка источника тепловой энергии на отпуск тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии на  $i$ -й расчетный период регулирования, которая должна определяться дополнительными расходами на отпуск тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии для обеспечения теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, тыс. руб.;

$\Delta Q_i^{нп}$  - объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии для теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, на  $i$ -й расчетный период регулирования, тыс. Гкал;

$\Delta HBB_i^{пер}$  - дополнительная необходимая валовая выручка по передаче тепловой энергии в виде горячей воды в системе теплоснабжения, которая должна определяться дополнительными расходами на передачу тепловой энергии по тепловым сетям исполнителя для обеспечения теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы

теплоснабжения исполнителя на  $i$ -й расчетный период регулирования, тыс. руб.;

$\Delta Q_i^{снт}$  - объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды из тепловых сетей системы теплоснабжения исполнителя для теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, на  $i$ -й расчетный период регулирования, тыс. Гкал.

Если по результатам расчетов стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения исполнителя с учетом присоединения тепловой мощности заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения  $T_i^{кп,нт}$  больше чем стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения до присоединения потребителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя  $T_i^{кп}$ , то присоединение объекта заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя должно считаться нецелесообразным. Если по результатам расчетов стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения исполнителя с учетом присоединения тепловой мощности заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения  $T_i^{кп,нт}$  меньше или равна стоимости тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения до присоединения потребителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя  $T_i^{кп}$ , то присоединение объекта заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя - целесообразно.

Если при тепловой нагрузке заявителя  $Q_{сум} < 0,1$  Гкал/ч, то дисконтированный срок окупаемости капитальных затрат в строительство тепловой сети, необходимой для подключения объекта капитального строительства заявителя к существующим тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя, превышает полезный срок службы тепловой сети, определенный в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов (ОК 013-94), то подключение объекта является нецелесообразным и объект заявителя находится за пределами радиуса эффективного теплоснабжения.

Дисконтированный срок окупаемости капитальных затрат в строительство тепловой сети, необходимой для подключения объекта капитального строительства заявителя к существующим тепловым сетям исполнителя, должен определяться в соответствии с формулой, лет:

$$\sum_{t=1}^n \frac{ПДС_t}{\left(1 + \frac{1}{(1+НД)}\right)^t} \geq K_{мс},$$

где  $ПДС_t$  - приток денежных средств от операционной деятельности исполнителя по теплоснабжению объекта заявителя, подключенного к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя (без НДС), тыс. руб.;

НД - норма доходности инвестированного капитала, устанавливаемая в соответствии с пунктом 6 Правил установления долгосрочных параметров регулирования деятельности организаций в отнесенной законодательством Российской Федерации к сферам деятельности субъектов естественных монополий сфере теплоснабжения и (или) цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, которые подлежат регулированию в соответствии с перечнем определенным статьей 8 Федерального закона "О теплоснабжении", утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 22 октября 2012 г. N 1075 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, N 44, ст. 6022; 2014, N 14, ст. 1627; N 23, ст. 2996; 2017, N 18, ст. 2780);

$K_{мс}$  - величина капитальных затрат в строительство тепловой сети от точки подключения к тепловым сетям системы теплоснабжения (без НДС).

При этом необходимо отметить, что методика определения радиуса эффективного теплоснабжения, приведенная в Приложении №40 Методических указаний в своей основе содержит сравнение тарифных последствий для потребителей. Потребитель находится в радиусе эффективного теплоснабжения, «если по результатам расчетов стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения исполнителя с учетом присоединения тепловой мощности заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения меньше или равна стоимости тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения до присоединения потребителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя». Ухудшение тарифных последствий возможно только в случае осуществления ЕТО капитальных вложений в мероприятия по подключению потребителей за счет тарифа на тепловую энергию. Если подключение осуществляется за счет платы потребителя за технологическое присоединение, то любой потребитель оказывается в радиусе эффективного теплоснабжения, так как происходит увеличение объема реализации, при этом в затратной части увеличивается только расход энергоресурсов.

Подключение перспективных потребителей первой группы в зонах действия тепловодов М-1, М-2 в полном объеме осуществляется за счет платы за подключение. Собственные средства ресурсоснабжающей организации не используются. Объемы нового строительства тепловых сетей на превышают нескольких сотен метров и недостаточны для негативного влияния на эффективность подключения, через увеличение составляющей на передачу тепловой энергии в ее себестоимости. Подключение потребителей первой группы к тепलोводам М-1, М-2 эффективно.

Подключение перспективных потребителей первой группы к тепловоду М-3 требует снятия технических ограничений в тепловых сетях – увеличение диаметров трубопроводов. К необходимости реконструкции с увеличением диаметров приводит подключение всех потребителей первой группы в совокупности. С учетом того, что подключение осуществляется в пятилетнем диапазоне, с соответствующим временным разбросом в подаче заявок, в соответствии с действующим законодательством разработка и защита индивидуального тарифа на подключение, включающего капитальные затраты на перекладку тепловых сетей невозможна.

Расчет радиуса эффективного теплоснабжения для подключаемых потребителей группы 1 к тепловоду М-3 приведен в табл. 17.1.

Расчет радиуса эффективного теплоснабжения для подключаемых потребителей группы 2 к тепловоду М-3 приведен в табл. 17.2.

Расчет радиуса эффективного теплоснабжения для подключаемых потребителей группы 2 к тепловоду М-1 приведен в табл. 17.3.



**Табл. 17.1 - Радиус эффективного теплоснабжения для потребителей группы 1, подключаемых к тепловоду М-3**

№ п/п	Мероприятие	Переключаемая нагрузка, Гкал/ч	Потребление, Гкал/год	Стоимость мероприятия, тыс. руб.	Выручка, тыс. руб.	Стоимость выработки тепловой энергии, тыс. руб.	Увеличение стоимости эксплуатации тепловых сетей, тыс. руб.	Приток денежных средств, тыс. руб.	Простой срок окупаемости, лет	Дисконтированный срок окупаемости, лет	Вывод
1	Подключение перспективных потребителей к тепловоду М-3	45,78	59 056	297 627	107 127	60 981	2 300	43 846	6,79	10,37	Переключение экономически эффективно

**Табл. 17.2. - Радиус эффективного теплоснабжения для потребителей группы 2, подключаемых к тепловоду М-3**

№ п/п	Мероприятие	Переключаемая нагрузка, Гкал/ч	Потребление, Гкал/год	Стоимость мероприятия, тыс. руб.	Выручка, тыс. руб.	Стоимость выработки тепловой энергии, тыс. руб.	Увеличение стоимости эксплуатации тепловых сетей, тыс. руб.	Приток денежных средств, тыс. руб.	Простой срок окупаемости, лет	Дисконтированный срок окупаемости, лет	Вывод
1	Подключение перспективных потребителей к тепловоду М-3	77,59	100 095	186 274	181 571	103 358	3 898	74 315	2,51	3,83	Переключение экономически эффективно

**Табл. 17.3 - Радиус эффективного теплоснабжения для потребителей группы 2, подключаемых к тепловоду М-1**

<b>№ п/п</b>	<b>Мероприятие</b>	<b>Переключаемая нагрузка, Гкал/ч</b>	<b>Потребление, Гкал/год</b>	<b>Стоимость мероприятия, тыс. руб.</b>	<b>Выручка, тыс. руб</b>	<b>Стоимость выработки тепловой энергии, тыс. руб.</b>	<b>Увеличение стоимости эксплуатации тепловых сетей, тыс. руб.</b>	<b>Приток денежных средств , тыс. руб.</b>	<b>Простой срок окупаемости, лет</b>	<b>Дисконтированный срок окупаемости, лет</b>	<b>Вывод</b>
1	Подключение перспективных потребителей к тепловоду М-1	255,78	329 957	688 702	598 538	340 713	12 850	244 974	2,81	4,29	Переключени е экономическ и эффективно

## **18 Капитальные вложения в реализацию мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии МО г. Нижнекамск**

Капитальные вложения в реализацию мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии МО г. Нижнекамск составили 21,405 млрд. руб. с НДС.

Табл. 18.1 Капитальные вложения в реализацию мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источника тепловой энергии филиала АО "ТГК-16" - "Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)", тыс. руб. (с НДС)

Стоимость проектов	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Проекты филиала АО "ТГК-16" - "Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)"																			
Всего стоимость проектов	1 047 497,88	4 149 447,12	5 229 741,72	4 885 637,76	3 351 136,20	2 521 746,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость проектов накопленным итогом	1 047 497,88	5 196 945,00	10 426 686,72	15 312 324,48	18 663 460,68	21 185 206,68	21 185 206,68	21 185 206,68	21 185 206,68	21 185 206,68	21 185 206,68	21 185 206,68	21 185 206,68	21 185 206,68	21 185 206,68	21 185 206,68	21 185 206,68	21 185 206,68	21 185 206,68
Группа проектов "Источники теплоснабжения"																			
Всего стоимость группы проектов	1 047 497,88	4 149 447,12	5 229 741,72	4 885 637,76	3 351 136,20	2 521 746,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	1 047 497,88	5 196 945,00	10 426 686,72	15 312 324,48	18 663 460,68	21 185 206,68	21 185 206,68	21 185 206,68	21 185 206,68	21 185 206,68	21 185 206,68	21 185 206,68	21 185 206,68	21 185 206,68	21 185 206,68	21 185 206,68	21 185 206,68	21 185 206,68	21 185 206,68
Подгруппа проектов "Строительство новых источников теплоснабжения"																			
Всего стоимость группы проектов	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Подгруппа проектов "Реконструкция и модернизация источников теплоснабжения"																			
Всего стоимость группы проектов	1 047 497,88	4 149 447,12	5 229 741,72	4 885 637,76	3 351 136,20	2 521 746,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	1 047 497,88	5 196 945,00	10 426 686,72	15 312 324,48	18 663 460,68	21 185 206,68	21 185 206,68	21 185 206,68	21 185 206,68	21 185 206,68	21 185 206,68	21 185 206,68	21 185 206,68	21 185 206,68	21 185 206,68	21 185 206,68	21 185 206,68	21 185 206,68	21 185 206,68

Табл. 18.2 Капитальные вложения в реализацию мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источника тепловой энергии ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-2), тыс. руб. (с НДС)

Стоимость проектов	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Проекты ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-2)																			
Всего стоимость проектов	111 505,00	108 508,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость проектов накопленным итогом	111 505,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00
Группа проектов "Источники теплоснабжения"																			
Всего стоимость группы проектов	111 505,00	108 508,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	111 505,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00
Подгруппа проектов "Строительство новых источников теплоснабжения"																			
Всего стоимость группы проектов	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Стоимость проектов	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Подгруппа проектов "Реконструкция и модернизация источников теплоснабжения"																			
Всего стоимость группы проектов	111 505,00	108 508,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	111 505,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00	220 013,00

Табл. 18.3 Капитальные вложения в реализацию мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии МО г. Нижнекамск, тыс. руб. (с НДС)

Стоимость проектов	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Проекты г. Нижнекамска																			
Всего стоимость проектов	1 159 002,88	4 257 955,12	5 229 741,72	4 885 637,76	3 351 136,20	2 521 746,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость проектов накопленным итогом	1 159 002,88	5 416 958,00	10 646 699,72	15 532 337,48	18 883 473,68	21 405 219,68	21 405 219,68	21 405 219,68	21 405 219,68	21 405 219,68	21 405 219,68	21 405 219,68	21 405 219,68	21 405 219,68	21 405 219,68	21 405 219,68	21 405 219,68	21 405 219,68	21 405 219,68
Группа проектов "Источники теплоснабжения"																			
Всего стоимость группы проектов	1 159 002,88	4 257 955,12	5 229 741,72	4 885 637,76	3 351 136,20	2 521 746,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	1 159 002,88	5 416 958,00	10 646 699,72	15 532 337,48	18 883 473,68	21 405 219,68	21 405 219,68	21 405 219,68	21 405 219,68	21 405 219,68	21 405 219,68	21 405 219,68	21 405 219,68	21 405 219,68	21 405 219,68	21 405 219,68	21 405 219,68	21 405 219,68	21 405 219,68
Подгруппа проектов "Строительство новых источников теплоснабжения"																			
Всего стоимость группы проектов	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Подгруппа проектов "Реконструкция и модернизация источников теплоснабжения"																			
Всего стоимость группы проектов	1 159 002,88	4 257 955,12	5 229 741,72	4 885 637,76	3 351 136,20	2 521 746,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	1 159 002,88	5 416 958,00	10 646 699,72	15 532 337,48	18 883 473,68	21 405 219,68	21 405 219,68	21 405 219,68	21 405 219,68	21 405 219,68	21 405 219,68	21 405 219,68	21 405 219,68	21 405 219,68	21 405 219,68	21 405 219,68	21 405 219,68	21 405 219,68	21 405 219,68

**19 Описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых, реконструированных и прошедших техническое перевооружение источников тепловой энергии**

Актуализирован перечень мероприятий по реконструкции источников теплоснабжения г. Нижнекамска исходя из данных, предоставленных организациями.