



Муниципальное образование город Нижнекамск

---

**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ  
МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ –  
Г. НИЖНЕКАМСК НА ПЕРИОД ДО 2034 ГОДА**

**(Актуализация на 2022 год)**

**Том 1. Утверждаемая часть**

**ШИФР 009.16.СТ-УЧ.001.000**

Казань, 2021 г.

## Состав документов

Наименование документа	ШИФР
Схема теплоснабжения муниципального образования город Нижнекамск на период до 2034 года (Актуализация на 2022г.) Том 1. Утверждаемая часть	009.16.СТ-УЧ.001.000
Схема теплоснабжения муниципального образования город Нижнекамск на период до 2034 года (Актуализация на 2022г.) 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

## СОДЕРЖАНИЕ

1 РАЗДЕЛ 1. ПОКАЗАТЕЛИ СУЩЕСТВУЮЩЕГО И ПЕРСПЕКТИВНОГО СПРОСА НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ В УСТАНОВЛЕННЫХ ГРАНИЦАХ ТЕРРИТОРИИ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ ГОРОД НИЖНЕКАМСК .....	21
---	----

1.1 Величины существующей отопливаемой площади строительных фондов и приросты отопливаемой площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий по этапам - на каждый год первого 5-летнего периода и на последующие 5-летние периоды..... 21

1.2 Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления на каждом этапе ..... 38

1.3 Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, на каждом этапе..... 46

1.4 Существующие и перспективные величины средневзвешенной плотности тепловой нагрузки в расчетном элементе территориального деления..... 55

2 РАЗДЕЛ 2. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ.....	57
--	----

2.1 Описание существующих и перспективных зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии..... 57

2.2 Описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии ..... 69

2.3 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки потребителей в зонах действия источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть, на каждом этапе..... 69

2.4 Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей в случае, если зона действия источника тепловой энергии расположена в границах двух или более поселений, городских округов либо в границах городского округа



(поселения) и города федерального значения или городских округов (поселений) и города федерального значения, с указанием величины тепловой нагрузки для потребителей каждого поселения, городского округа, города федерального значения .....	80
2.5 Радиус эффективного теплоснабжения, определяемый в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения .....	80
3 РАЗДЕЛ 3. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ .....	82
3.1 Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей .....	82
3.2 Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения .....	87
4 РАЗДЕЛ 4. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МАСТЕР-ПЛАНА РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ ГОРОД НИЖНЕКАМСК .....	89
4.1 Описание итогов реализации решений утверждённой схемы теплоснабжения .....	89
4.2 Предложенные варианты развития системы теплоснабжения..	94
4.3 Предложения по снижению потерь в системе теплоснабжения.....	103
4.3.1 Предпосылки к реализации мероприятий по снижению потерь.....	103
4.3.2 Предлагаемые мероприятия по снижению потерь .....	109
5 РАЗДЕЛ 5. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	114
5.1 Предложения по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях МО г. Нижнекамск, для которых отсутствует возможность и (или) целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии, обоснованная расчетами ценовых (тарифных) последствий для потребителей (в ценовых зонах	

теплоснабжения - обоснованная расчетами ценовых (тарифных) последствий для потребителей, если реализацию товаров в сфере теплоснабжения с использованием такого источника тепловой энергии планируется осуществлять по регулируемым ценам (тарифам), и (или) обоснованная анализом индикаторов развития системы теплоснабжения МО г. Нижнекамск, если реализация товаров в сфере теплоснабжения с использованием такого источника тепловой энергии будет осуществляться по ценам, определяемым по соглашению сторон договора поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя) и радиуса эффективного теплоснабжения ..... 114

5.2 Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии..... 114

5.3 Предложения по техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения ..... 115

5.4 Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных ..... 118

5.5 Меры по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии, а также источников тепловой энергии, выработавших нормативный срок службы, в случае если продление срока службы технически невозможно или экономически нецелесообразно..... 118

5.6 Меры по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии ..... 118

5.7 Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в пиковый режим работы, либо по выводу их из эксплуатации ..... 119

5.8 Температурный график отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии или группы источников тепловой энергии в системе теплоснабжения, работающей на общую тепловую сеть, и оценку затрат при необходимости его изменения..... 119

5.9	Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии с предложениями по сроку ввода в эксплуатацию новых мощностей.....	119
5.10	Предложения по вводу новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива.....	119
6	РАЗДЕЛ 6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ .....	121
6.1	Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии (использование существующих резервов).....	121
6.2	Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых под жилищную, комплексную или производственную застройку .....	123
6.3	Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей в целях обеспечения условий, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения .....	126
6.4	Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных .....	126
6.5	Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения потребителей .....	127
6.6	Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки .....	127
6.7	Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса .....	131

6.8	Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации насосных станций .....	135
6.9	Дополнительные мероприятия, предлагаемые для реализации на тепловых сетях и сооружениях .....	138
6.9.1	Диспетчеризация тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» - Нижнекамские тепловые сети и реконструкция центральных тепловых пунктов АО «ВК и ЭХ» .....	138
6.10	Группы проектов .....	139
7	РАЗДЕЛ 7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) В ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ .....	142
8	РАЗДЕЛ 8. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ .....	143
8.1	Перспективные топливные балансы для каждого источника тепловой энергии по видам основного, резервного и аварийного топлива на каждом этапе .....	143
8.2	Потребляемые источниками тепловой энергии виды топлива, включая местные виды топлива, а также используемые возобновляемые источники энергии .....	148
8.3	Виды топлива (в случае, если топливом является уголь), их доля и значение низшей теплоты сгорания топлива, используемые для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения .....	153
8.4	Преобладающий в Муниципальном образовании г. Нижнекамск вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения .....	155
8.5	Приоритетное направление развития топливного баланса города .....	156
9	РАЗДЕЛ 9. ИНВЕСТИЦИИ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ .....	157
9.1	Предложения по величине инвестиций в осуществление строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей .....	157
9.2	Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение в связи с изменениями	

температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения на каждом этапе .....	166
9.3 Предложения по величине необходимых инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения на каждом этапе .....	166
9.4 Оценка экономической эффективности инвестиций по отдельным предложениям.....	166
9.4.1 Оценка эффективности проекта по перераспределению нагрузок.....	166
9.4.2 Оценка эффективности проекта по переходу на ИТП .....	168
9.5 Величина фактически осуществленных инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию объектов теплоснабжения за базовый период и базовый период актуализации .....	172
10 РАЗДЕЛ 10. РЕШЕНИЕ О ПРИСВОЕНИИ СТАТУСА ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ (ОРГАНИЗАЦИЯМ) .....	179
10.1 Решение об определении единой теплоснабжающей организации (организациям).....	179
10.2 Реестр зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций).....	181
10.3 Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организацией .....	182
10.4 Информация о поданных теплоснабжающими организациями заявках на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации ....	190
10.5 Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах муниципального образования г. Нижнекамск. ....	190
11 РАЗДЕЛ 11. РЕШЕНИЯ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ИСТОЧНИКАМИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ .....	191
11.1 Определение условий, при которых перераспределение отпуска не приводит к нарушению надежности системы .....	192
11.2 Предложение по реализации сценария №2.....	192

12 РАЗДЕЛ 12. РЕШЕНИЯ ПО БЕСХОЗЯЙНЫМ ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ.....	194
--	-----

13 РАЗДЕЛ 13. СИНХРОНИЗАЦИЯ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ СО СХЕМОЙ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ И ГАЗИФИКАЦИИ СУБЪЕКТА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ И (ИЛИ) ПОСЕЛЕНИЯ, СХЕМОЙ И ПРОГРАММОЙ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ, А ТАКЖЕ СО СХЕМОЙ ВОДОСНАБЖЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ ГОРОД НИЖНЕКАМСК .....	202
---	-----

13.1 Описание решений (на основе утвержденной региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций) о развитии соответствующей системы газоснабжения в части обеспечения топливом источников тепловой энергии .....	202
--	-----

13.2 Описание проблем организации газоснабжения источников тепловой энергии .....	202
---	-----

13.3 Предложения по корректировке, утвержденной (разработке) региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций для обеспечения согласованности такой программы с указанными в схеме теплоснабжения решениями о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения.....	203
--	-----

13.4 Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы и программы развития Единой энергетической системы России) о строительстве, реконструкции, техническом перевооружении и (или) модернизации, выводе из эксплуатации источников тепловой энергии и генерирующих объектов, включая входящее в их состав оборудование, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в части перспективных балансов тепловой мощности в схемах теплоснабжения .....	203
--	-----

13.5 Предложения по строительству генерирующих объектов, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, указанных в схеме теплоснабжения, для их учета при разработке схемы и программы перспективного развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации, схемы и программы развития Единой энергетической системы России, содержащие в том числе описание участия указанных объектов в перспективных балансах тепловой мощности и энергии.....	207
--	-----

13.6	Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы водоснабжения муниципального образования г. Нижнекамск) о развитии соответствующей системы водоснабжения в части, относящейся к системам теплоснабжения .....	207
13.7	Предложения по корректировке, утвержденной (разработке) схемы водоснабжения Муниципального образования г. Нижнекамск для обеспечения согласованности такой схемы и указанных в схеме теплоснабжения решений о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения .....	207
14	РАЗДЕЛ 14. ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД НИЖНЕКАМСК».....	208
15	РАЗДЕЛ 15. ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ .....	215
15.1	Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения.....	215
15.2	Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей .....	225

## Перечень рисунков

Рис. 1.1. Деление территории в генеральном плане городского округа с использованием кадастровых элементов.....	30
Рис. 1.2. Деление территории в генеральном плане поселения с использованием планировочных элементов.....	31
Рис. 1.3. Модели годовых приростов строительных фондов города Нижнекамска.....	34
Рис. 1.4. Прирост строительных фондов накопительным итогом города Нижнекамска.....	35
Рис. 1.5. Адресная привязка перспективной застройки города Нижнекамска.....	36
Рис. 1.6. Перспективные зоны строительства жилищного фонда города Нижнекамска.....	37
Рис. 2.1. Схема выдачи тепловой энергии в виде горячей воды от Филиала АО «ТГК-16» Нижнекамская ТЭЦ».....	58
Рис. 2.2. Схема выдачи тепловой энергии в виде горячей воды от ООО «Нижнекамская ТЭЦ».....	59
Рис. 2.3. Функциональная структура системы централизованного теплоснабжения города Нижнекамска.....	61
Рис. 2.4. Зоны действия централизованных источников теплоснабжения города Нижнекамска.....	62
Рис. 2.5. Существующие зоны действия источников теплоснабжения (сохраняются в зимний период).....	66
Рис. 2.6. Предлагаемое изменение зон действия источников в осенний и весенний период.....	67
Рис. 2.7. Предлагаемое распределение нагрузки в осенний и весенний период (при температуре до -10С).....	68
Рис. 4.1. Сложившееся распределение отпуска тепловой энергии от Нижнекамских ТЭЦ.....	89
Рис. 4.2. Фактически сложившееся в 2020 году распределение отпуска тепловой энергии от коллекторов ТЭЦ в сети АО «Татэнерго».....	90
Рис. 4.3. Изменение тарифов на тепловую энергию с коллекторов после корректировки в 2020 году.....	92
Рис. 4.4. Величина расходов на топливо, отнесенная к 1 Гкал (постановления ГКРТТ от 07.12.2018 №5-67/тэ (в редакции постановления от 16.12.2020 №450-86/тэ-2020) и от 17.12.2018 №5-87/тэ от 13.12.2019 (в редакции постановления от 16.12.2020 №454-90/тэ-2020).....	93
Рис. 4.5. Распределение отпуска согласно сценарию №1.....	96
Рис. 4.6. Распределение отпуска согласно сценарию №2.....	97



Рис. 4.7. Прогноз изменения тарифа в зависимости от выбранного сценария .....	101
Рис. 4.8. Прогноз снижения общей платы граждан при реализации сценария №2.....	102
Рис. 4.9. Потери в системе теплоснабжения города (зона действия ЕТО-1).....	103
Рис. 4.10. Анализ потребностей и возможностей АО «ВКиЭХ» в обновление сетей.....	104
Рис. 4.11. Структура затрат АО «ВКиЭХ» на поставку ГВС .....	110
Рис. 4.12. Инвестиционный план реализации проекта по переходу на ИТП.....	112
Рис. 8.1. Протокол контроля качества природного газа .....	154
Рис. 8.2. Паспорт качества мазутного топлива, поставляемого ТЭЦ г. Нижнекамска.....	155
Рис. 9.1. Прогноз изменения тарифа в зависимости от выбранного сценария .....	167
Рис. 9.2. Прогноз снижения общей платы граждан при реализации сценария №2.....	167
Рис. 9.3. Структура затрат АО «ВКиЭХ» на поставку ГВС .....	168
Рис. 9.4. Инвестиционный план реализации проекта по переходу на ИТП.....	171
Рис. 14.1 Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети.....	208
Рис. 14.2 Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей .....	209
Рис. 15.1. Прогноз изменения тарифа в зависимости от выбранного сценария .....	225
Рис. 15.2. Прогноз снижения общей платы граждан при реализации сценария №2.....	226
Рис. 15.3. Прогноз тарифа на горячую воду, отпускаемую с коллекторов АО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» .....	227
Рис. 15.4. Прогноз тарифа на горячую воду, отпускаемую с коллекторов ООО «Нижнекамская ТЭЦ» .....	228
Рис. 15.5. Прогноз тарифа для конечного потребителя (населения) с учетом НДС.....	229

## Перечень таблиц

Табл. 1.1. Характеристика проектируемой жилой застройки МО «г. Нижнекамск» .....	22
Табл. 1.2. Динамика численности населения МО «г. Нижнекамск» .....	22
Табл. 1.3. Сведения о существующих строительных фондах в городе Нижнекамск на момент разработки Генплана. ....	24
Табл. 1.4. Характеристика существующих строительных фондов в городе Нижнекамск на 2015 год .....	24
Табл. 1.5. Характеристика существующей жилой застройки по кварталам муниципального образования «город Нижнекамск» на 2019 год ...	27
Табл. 1.6. Сведения о движении строительных фондов в городе Нижнекамске, м <sup>2</sup> .....	32
Табл. 1.7. Ввод в эксплуатацию жилых зданий с общей площадью жилищного фонда на период разработки или актуализации схемы теплоснабжения, тыс. кв. м. ....	32
Табл. 1.8. Ввод в эксплуатацию общественно-деловых зданий с общей площадью фонда на период разработки или актуализации схемы теплоснабжения, тыс. кв. м. ....	33
Табл. 1.9. Базовые значения тепловых нагрузок (Расчетно-нормативная и суммарная фактическая нагрузка) подключенных к ЕТО №1 (АО «Татэнерго») по г.Нижнекамск.....	38
Табл. 1.10. Базовые значения потерь тепловой энергии при транспортировке теплоносителя через изоляцию трубопроводов (на расчетную температуру воздуха) по ЕТО №1 г. Нижнекамск .....	39
Табл. 1.11. Базовые значения тепловых нагрузок общественно-деловой застройки (ОДЗ) подключенных к ЕТО №1 по г. Нижнекамск (Расчетно-нормативная и суммарная фактическая нагрузка).....	40
Табл. 1.12. Тепловая нагрузка в городе Нижнекамске на 2020 год актуализации схемы теплоснабжения.....	41
Табл. 1.13. Потребление тепловой энергии потребителями систем теплоснабжения в городе Нижнекамске за 2020 год актуализации схемы теплоснабжения.....	41
Табл. 1.14. Тепловые нагрузки новых потребителей, подключенных в 2020 году .....	41
Табл. 1.15. Прирост тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию в проектируемых жилых зданиях на период разработки или актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч.....	42

Табл. 1.16. Прирост тепловой нагрузки на горячее водоснабжение в проектируемых жилых зданиях на период разработки или актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч.....	42
Табл. 1.17. Прирост тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию в проектируемых зданиях общественно-делового фонда на период разработки или актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/час.....	43
Табл. 1.18. Прирост тепловой нагрузки на горячее водоснабжение в проектируемых зданиях общественно-делового фонда на период разработки или актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/час.....	44
Табл. 1.19. Общий прирост тепловой нагрузки на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение в проектируемых и сносимых жилых и общественно-деловых зданиях и строениях на период, Гкал/час.....	45
Табл. 1.20. Нагрузки ПАО «НКНХ» .....	46
Табл. 1.21. Потребление тепловой энергии ПАО «НКНХ».....	46
Табл. 1.22. Нагрузки АО «Нижекамсктехуглерод» (собственный источник т/с) .....	46
Табл. 1.23. Потребление тепловой энергии АО «Нижекамсктехуглерод» (собственный источник т/с).....	47
Табл. 1.24. Нагрузки АО «Танеко» .....	48
Табл. 1.25. Потребление тепловой энергии АО «Танеко».....	48
Табл. 1.26. Тепловые нагрузки ООО «Энергошинсервис».....	49
Табл. 1.27. Потребление тепловой энергии ООО «Энергошинсервис» .....	49
Табл. 1.28. Нагрузки и объем потребления тепловой энергии промышленными потребителями от ООО «Нижекамская ТЭЦ» в 2020 году .....	50
Табл. 1.29. Нагрузки промышленных потребителей от ТЭЦ филиала АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ» .....	50
Табл. 1.30. Утверждаемый баланс тепловой энергии в системе теплоснабжения ЕТО-1 при реализации сценария №2 (см. Главу 5 Шифр (009.16.СТ-ОМ.005.000) .....	51
Табл. 1.31. Прогнозный отпуск тепловой и электрической энергии по источнику теплоснабжения Филиал АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ» на 2021-2034 гг. ....	53
Табл. 1.32. Прогнозный отпуск тепловой и электрической энергии по источнику теплоснабжения ООО «Нижекамская ТЭЦ» на 2021-2034 гг. ....	54
Табл. 1.33. Существующие и перспективные значения средневзвешенной плотности тепловой нагрузки .....	56
Табл. 2.1. Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, системы теплоснабжения Филиала АО «ТГК-16» .....	

«Нижекамская ТЭЦ» в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1 , Гкал/ч .....	70
Табл. 2.2. Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, системы теплоснабжения ООО «Нижекамская ТЭЦ» в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1 , Гкал/ч ....	75
Табл. 2.3. Радиусы эффективного теплоснабжения Нижекамских ТЭЦ .....	81
Табл. 3.1 Перспективный баланс производительности ВПУ ООО «Нижекамская ТЭЦ» для подпитки тепловой сети .....	83
Табл. 3.2 Перспективный баланс производительности ВПУ ООО «Нижекамская ТЭЦ» для подпитки котлов.....	84
Табл. 3.3 Перспективный баланс производительности ВПУ филиала АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ» для подпитки тепловой сети .....	85
Табл. 3.4 Перспективный баланс производительности ВПУ филиала АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ» для подпитки котлов.....	86
Табл. 4.1. Изменение тарифов на тепловую энергию с коллекторов Нижекамских ТЭЦ .....	91
Табл. 4.2. Утверждаемый баланс тепловой энергии в системе теплоснабжения ЕТО-1 при реализации сценария №2 .....	98
Табл. 4.3. Сравнение ценовых последствий для потребителя при реализации сценария №1 и №2 .....	100
Табл. 4.4. Потери тепловой энергии в тепловых сетях филиала АО «Татэнерго» - Нижекамские тепловые сети, Гкал .....	103
Табл. 4.5. Потери тепловой энергии в тепловых сетях АО «ВКиЭХ»	104
Табл. 4.6. Тепловые потери в сетях АО «ВКиЭХ» в летние месяцы 2019 года, тыс. Гкал .....	105
Табл. 4.7. Расчет нормативных потерь в ГВС и от АО «ВКиЭХ» на основании результатов расчета в электронной модели .....	107
Табл. 4.8. Результаты расчета в электронной модели системы теплоснабжения города .....	108
Табл. 4.9. Норматив затрат тепловой энергии на приготовление 1 м <sup>3</sup> горячей воды.....	109
Табл. 4.10. Анализ затрат АО «ВКиЭХ» на приготовление и поставку ГВС .....	109
Табл. 4.11. Инвестиционный план реализации проекта по переходу на ИТП.....	111
Табл. 5.1. Результаты реализации инвестиционной программы ООО «Нижекамская ТЭЦ» в 2020 году, тыс. руб. без НДС .....	116

Табл. 5.2. Результаты инвестиционной программы филиала АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ» в 2020 году, без НДС .....	117
Табл. 6.1. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей филиала АО "Татэнерго" - "Нижекамские тепловые сети", обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности.....	121
Табл. 6.2. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей АО «ВК и ЭХ», обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности.....	123
Табл. 6.3 Объемы нового строительства тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» "Нижекамские тепловые сети" в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки (присоединения новых потребителей тепловой энергии).....	124
Табл. 6.4 Объемы нового строительства тепловых сетей АО "ВК и ЭХ" в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки (присоединения новых потребителей тепловой энергии) .....	124
Табл. 6.5 Предложения по строительству тепловых сетей АО "ВК и ЭХ" для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения .....	127
Табл. 6.6 Объемы реконструкции тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» "Нижекамские тепловые сети" в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки (подключения новых потребителей тепловой энергии), в том числе с увеличением диаметров трубопроводов .....	128
Табл. 6.7 Предложения по реконструкции тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» - Нижекамские тепловые сети, подлежащих замене в связи с истощением эксплуатационного ресурса .....	131
Табл. 6.8 Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования АО «ВКиЭХ» .....	132
Табл. 6.9 Предложения по реконструкции тепловых сетей филиала АО "ВК и ЭХ", подлежащих замене в связи с истощением эксплуатационного ресурса.....	133
Табл. 6.10. Предложения по реконструкции и модернизации ПНС филиала АО «Татэнерго» - Нижекамские тепловые сети.....	135

Табл. 6.11 График реализации мероприятий по диспетчеризации тепловых сетей филиала АО "Татэнерго" - Нижнекамские тепловые сети, улучшению связи и коммуникации служб .....	138
Табл. 6.12 График реализации мероприятий по реконструкции ЦТП АО «ВК и ЭХ» .....	139
Табл. 6.13 Капитальные затраты на реализацию мероприятий по Группам проектов в целом по г. Нижнекамску (без НДС в ценах 2021 г.), тыс. руб. ....	141
Табл. 8.1. Фактические значения потребления топлива источником комбинированной выработки электрической и тепловой энергии ООО «Нижнекамская ТЭЦ».....	148
Табл. 8.2. Сведения об объеме поставок, потребления и характеристики основного и резервного топлива источником ООО «Нижнекамская ТЭЦ»...	150
Табл. 8.3. Потребление основного и резервного топлива утилизационной котельной АО «Нижнекамсктехуглерод».....	151
Табл. 8.4. Сведения об объеме потребления основного и резервного топлива источником филиал АО «ТГК-16»» «Нижнекамская ТЭЦ» .....	152
Табл. 8.5. Динамика изменения характеристики природного газа .....	153
Табл. 8.6. Динамика изменения характеристики жидкого топлива.....	153
Табл. 9.1. Сводная потребность в инвестициях, тыс. руб. без учета НДС .....	160
Табл. 9.2. Анализ затрат АО «ВКиЭХ» на приготовление и поставку ГВС .....	168
Табл. 9.3. Инвестиционный план реализации проекта по переходу на ИТП.....	170
Табл. 9.4. Результаты реализации инвестиционных программ ООО «Нижнекамская ТЭЦ» в 2020 году, тыс. руб. без НДС.....	173
Табл. 9.5. Результаты реализации инвестиционной программы Филиала АО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» в 2020 году, без НДС.....	174
Табл. 9.6. Перечень выполненных филиалом АО "Татэнерго" - "Нижнекамские тепловые сети" мероприятий по реконструкции, строительству тепловых сетей и сооружений на них в городе Нижнекамске	175
Табл. 9.7. Перечень выполненных АО «ВК и ЭХ» мероприятий по реконструкции, строительству тепловых сетей и сооружений на них в городе Нижнекамске за 2020 год .....	177
Табл. 10.1. Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения.....	180
Табл. 10.2. Реестр систем теплоснабжения .....	181

Табл. 10.3. Перечень зон теплоснабжения и ТСО, которым присваивается статус ЕТО в этих зонах деятельности.....	189
Табл. 10.4. Реестр систем теплоснабжения .....	190
Табл. 11.1. Утверждаемый баланс распределение тепловой энергии в системе теплоснабжения ЕТО-1 .....	193
Табл. 12.1. Перечень бесхозяйных сетей, присоединенных к сетям АО «ВКиЭХ» .....	195
Табл. 13.1. Объемы вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2018-2024 годы (в части Республики Татарстан) .....	205
Табл. 13.2. Информация о планах собственников по выводу из эксплуатации генерирующих объектов (не учитываемая при расчете режимно-балансовой ситуации) по ОЭС и ЕЭС России на 2018-2024 годы (в части Республики Татарстан) .....	206
Табл. 14.1 Индикаторы, характеризующие спрос на тепловую энергию и тепловую мощность в системе теплоснабжения города Нижнекамска в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1 АО "Татэнерго" .....	210
Табл. 14.2 Индикаторы, характеризующие динамику функционирования источников тепловой энергии филиала АО «ТГК-16» в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1 АО "Татэнерго".....	210
Табл. 14.3 Индикаторы, характеризующие динамику функционирования источников тепловой энергии ООО «Нижнекамская ТЭЦ» в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1 АО "Татэнерго".....	211
Табл.14.4 Индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» «Нижнекамские тепловые сети» в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1 АО "Татэнерго".....	212
Табл.14.5 Индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей АО «ВКиЭХ» в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1 АО "Татэнерго".....	214
Табл. 15.1. Утверждаемая тарифно-балансовая модель филиала АО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (отпуск ГВ с коллекторов) .....	216
Табл. 15.2. Утверждаемая тарифно-балансовая модель ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (отпуск ГВ) .....	218
Табл. 15.3. Утверждаемая тарифно-балансовая модель АО «ВКиЭХ» .....	220

Табл. 15.4. Утверждаемая тарифно-балансовая модель АО «Татэнерго»

..... 222



**1 РАЗДЕЛ 1. ПОКАЗАТЕЛИ СУЩЕСТВУЮЩЕГО И ПЕРСПЕКТИВНОГО  
СПРОСА НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ В  
УСТАНОВЛЕННЫХ ГРАНИЦАХ ТЕРРИТОРИИ МУНИЦИПАЛЬНОГО  
ОБРАЗОВАНИЯ ГОРОД НИЖНЕКАМСК**

**1.1 Величины существующей отопливаемой площади строительных фондов и приросты отопливаемой площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий по этапам - на каждый год первого 5-летнего периода и на последующие 5-летние периоды**

Разработка предложений по организации жилых зон, реконструкции существующего жилого фонда и размещению площадок нового жилищного строительства - одна из приоритетных задач Генерального плана. Актуализированная версия схемы теплоснабжения г. Нижнекамск должна опираться на результаты градостроительного анализа: техническое состояние и строительные характеристики жилого фонда, динамику и структуру жилищного строительства, экологическое состояние территории, экономическую и эпидемиологическую ситуацию в стране.

Все мероприятия по развитию жилищной инфраструктуры в генеральном плане городского поселения г. Нижнекамск предусмотрены в соответствии с предложениями Исполнительного комитета муниципального образования «г. Нижнекамск», утвержденными эскизами застройки кварталов и микрорайонов г. Нижнекамск, прогнозной жилищной обеспеченностью на первую очередь и расчетный срок, принятой в Стратегии социально-экономического развития Нижнекамского муниципального района и Схеме территориального развития Республики Татарстан.

Согласно расчету, проведенному в рамках Схемы территориального планирования Республики Татарстан и Стратегии развития Нижнекамского муниципального района, в 2020 году обеспеченность населения жильем составила 22 кв.м общей площади на 1 жителя, а в 2035 году достигнет 32 кв.м. на 1 человека.

К 2035 году общий объем жилого фонда муниципального образования увеличится до 8 532,1 тыс. кв.м.

**Табл. 1.1. Характеристика проектируемой жилой застройки МО «г. Нижнекамск»**

Показатели	2016	2020	2035
Численность населения (чел.)	236294	*242660	266480
Жилищная обеспеченность (кв.м. / чел.)	20,5	22	32
Общая жилая площадь (тыс. кв.м.)	4863,0	5217,6	8532,1
Новое строительство за период (тыс.кв.м.)	-	34,2	2432,7

*Примечание:* Управление строительства и архитектуры Нижнекамского муниципального района Республики Татарстан не располагает данными о фактической численности населения по состоянию на 2020 год. Поэтому в расчетах принимаем плановое значение численности населения.

**Табл. 1.2. Динамика численности населения МО «г. Нижнекамск»**

Наименование	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2018	2019 г.	2020
<b>МО «г.Нижнекамск», в том числе:</b>	<b>227,211</b>	<b>234,271</b>	<b>235,042</b>	<b>235,515</b>	<b>235,706</b>	<b>235,549</b>	<b>236,294</b>	<b>237,346</b>	<b>238,974</b>	<b>242,660</b>
- г.Нижнекамск	227,123	234,152	234,928	235,407	235,605	235,448	236,197	237,25	238,879	242,564
- подчиненные сельские населенные пункты (д.Дмитриевка, д.Ильинка)	0,088	0,119	0,114	0,108	0,101	0,101	0,097	0,096	0,095	0,096

По данным, полученным от Исполнительного комитета муниципального образования «г. Нижнекамск», максимальный износ жилых зданий составляет 41-49%. Таким образом, снос жилья по ветхости генеральным планом не предусматривается.

Аварийное жилье в муниципальном образовании «г. Нижнекамск» отсутствует.

***На первую очередь реализации генерального плана МО «г. Нижнекамск» было намечено освоение следующих площадок:***

1) Продолжается освоения микрорайона №15, расположенного на юго-западе г. Нижнекамск, где новое жилищное строительство ориентировочно составит 54,8 тыс.кв.м общей площади квартир (многоквартирная застройка);

2) Завершение освоения микрорайона №22 в г. Нижнекамск, где новое жилищное строительство составит 16,0 тыс.кв.м общей площади жилого фонда (многоквартирная застройка);

3) Завершение освоения микрорайона «Общегородской центр», расположенного в центральной части города Нижнекамск, где

ориентировочное жилищное строительство составит 140,4 тыс.кв.м общей площади (многоквартирная застройка);

4) Формирование нового микрорайона №29 в г. Нижнекамск, где новое жилищное строительство ориентировочно составит 251,7 тыс.кв.м общей площади квартир (многоквартирная застройка);

5) Формирование нового микрорайона №33 в г. Нижнекамск, где новое жилищное строительство ориентировочно составит 135,2 тыс.кв.м общей площади квартир (многоквартирная застройка);

6) Продолжается освоения микрорайона №35А в г. Нижнекамск, где новое жилищное строительство ориентировочно составит 61,9 тыс.кв.м общей площади квартир (многоквартирная застройка);

7) Продолжается строительства индивидуальных жилых домов в микрорайоне №46, расположенного в северо-западной части города Нижнекамск, где ориентировочное жилищное строительство составит 22,0 тыс.кв.м общей площади индивидуального жилого фонда (216 участков).

8) Завершено освоение микрорайона №47 в г. Нижнекамск, где новое жилищное строительство ориентировочно составит 128,3 тыс.кв.м общей площади квартир (многоквартирная застройка);

9) Формирование нового микрорайона №48 в г. Нижнекамск, где новое жилищное строительство ориентировочно составит 221,8 тыс.кв.м общей площади квартир (многоквартирная застройка);

10) Завершается освоение нового микрорайона №49 в г. Нижнекамск, где новое жилищное строительство ориентировочно составит 124,3 тыс.кв.м общей площади квартир (многоквартирная застройка);

11) Формирование новых микрорайонов №58 и №59, расположенных в северной части города Нижнекамск, где новое жилищное строительство ориентировочно составит 24,7 и 9,0 тыс.кв.м общей площади квартир (малоэтажная многоквартирная застройка);

14) Продолжение освоения территории «Жилой массив «ул. Береговая», расположенной на берегу р. Кама, где ориентировочное жилищное строительство составит 46,1 тыс. кв. м общей площади индивидуального жилого фонда (384 участка).

Кроме этого, в соответствии с предложением Исполнительного комитета Нижнекамского муниципального района предлагается включение двух

индивидуальных жилых домов в д. Дмитриевка. Ориентировочный объем жилищного фонда на данных участках составит 0,24 тыс.кв.м.

Объем жилищного строительства в первую очередь генерального плана МО «г.Нижекамск» составит 1236,5 тыс.кв.м общей площади жилья, в том числе:

- индивидуального жилья – 68,3 тыс.кв.м;
- многоквартирного жилья – 1168,1 тыс.кв.м.

Однако в связи с экономическим спадом, связанным с эпидемиологическим состоянием в мире и снижением платежеспособности населения дальнейшее увеличение прироста объемов строительства не планируется.

Перспективные объемы жилой застройки принимаются как в утвержденной в 2020 году схеме теплоснабжения г. Нижекамска.

**Табл. 1.3. Сведения о существующих строительных фондах в городе Нижекамск на момент разработки Генплана.**

Вид застройки	Существующее положение
	Общая площадь жилья (кв.м.)
<b>МО "город Нижекамск", в т.ч:</b>	<b>4 863 023,85</b>
<i>город Нижекамск</i>	<i>4 824 479,85</i>
- индивидуальная	52 780,00
- блокированная	9 922,80
- малоэтажная многоквартирная до 4 эт.	28 170,60
- среднеэтажная многоквартирная 5-8 эт.	1 634 066,28
- многоэтажная многоквартирная 9-10 эт.	2 813 433,06
- многоэтажная многоквартирная выше 10 эт.	286 107,11
<i>д.Дмитриевка</i>	<i>9020,00</i>
- индивидуальная	9020,00
<i>д.Ильинка</i>	<i>22400,00</i>
- индивидуальная	22400,00
<i>пос.Биклянское лесничество</i>	<i>7124,0</i>
- индивидуальная	7124,0

**Табл. 1.4. Характеристика существующих строительных фондов в городе Нижекамск на 2015 год**

№ квартала, микрорайона	Тип застройки	Этажность	Территория, га	Количество домов	Общая площадь квартир (кв.м)
кв.1,2	малоэтажная многоквартирная	4	2,056	7	15 347,50
	среднеэтажная	5	9,2061	26	84 144,70
	многоэтажная	9	0,8865	3	6 860,00
кв.3	среднеэтажная	5	7,3323	20	67 905,70
	многоэтажная	9	0,428	2	4 401,50
кв.5, кв. "Е"	среднеэтажная	5	9,9675	23	109 172,20
	многоэтажная	9	3,885	12	45 169,10
	многоэтажная	12	0,6257	2	7 680,60
кв.6,7	среднеэтажная	5	7,9428	19	81 111,20
	многоэтажная	9	1,079	7	13 795,00

№ квартала, микрорайона	Тип застройки	Этажность	Территория, га	Количество домов	Общая площадь квартир (кв.м)
	многоэтажная	12	0,8631	1	12 567,90
мкр.6,7,8	среднеэтажная	5	23,1604	52	220 087,31
	многоэтажная	9	1,7193	3	21 793,00
	многоэтажная	11.14	9,4476	9	33 374,80
	многоэтажная				
кв.8,9	среднеэтажная	5	13,5676	32	131 068,60
	многоэтажная	9	1,0397	6	15 681,74
мкр.9А	среднеэтажная	5	1,3366	3	13 643,70
	многоэтажная	12	1,4014	3	25 606,80
кв."В"	среднеэтажная	5	1,5538	5	12 156,40
	многоэтажная	9	0,8783	4	13 548,82
мкр.9	среднеэтажная	5	12,0228	12	103 718,11
	многоэтажная	9	1,1742	7	42 141,31
	многоэтажная	12	0,87	3	10 975,30
мкр.10	среднеэтажная	5	5,8872	8	73 929,40
	многоэтажная	9	6,6961	8	87 506,11
мкр.11	блокированная	2	1,8891	6	9 922,80
	среднеэтажная	5	1,5774	6	18 203,10
	многоэтажная	9-10	6,3613	9	90 445,31
	многоэтажная	11-.14	2,088	2	28 564,30
мкр.12	среднеэтажная	5	5,8755	8	55 713,50
	многоэтажная	9,1	4,6937	9	75 713,71
мкр.13	среднеэтажная	5	5,9601	8	63 982,80
	многоэтажная	9	4,6049	9	39 963,60
мкр.14	среднеэтажная	5	5,7011	12	60 185,08
	многоэтажная	9,1	1,8696	7	25 795,70
мкр.14А	многоэтажная	9	0,6805	3	9 279,50
мкр.15	многоэтажная	10	1,1644	2	15 619,70
мкр.17-18	среднеэтажная	5	9,511	13	95 511,60
	многоэтажная	9,1	9,6897	19	140 821,40
	многоэтажная	12,14	0,3896	2	6 847,10
мкр.19	многоэтажная	9,1	5,9332	8	92 174,20
мкр.20	малоэтажная многоквартирная	4	1,8596	9	8 353,10
	среднеэтажная	5	10,0518	15	96 205,88
	многоэтажная	9	10,9914	16	125 745,90
мкр.21	многоэтажная	9,1	12,5235	17	172 775,73
мкр.22	многоэтажная	9,1	4,6767	8	74 157,30
мкр.23	среднеэтажная	5	0,3924	1	4 037,70
	многоэтажная	9,1	4,7773	9	70 417,10
	многоэтажная	13	0,4197	1	6 518,20
мкр.24	многоэтажная	5-9,10	7,8448	7	60 553,10
мкр.25	среднеэтажная	7,8	1,4574	2	14 476,80
	многоэтажная	9,1	4,7099	10	106 928,90
	многоэтажная	12	0,3559	1	3 850,30
мкр.26	многоэтажная я	9	8,148	13	117 947,80
	многоэтажная я	11	0,1271	1	4 451,90
мкр.27	среднеэтажная	5-6	2,3405	14	40 590,72
	многоэтажная	9,1	11,0119	26	177 513,03
мкр.28	среднеэтажная	5,7	2,6482	8	38 241,10
	многоэтажная	9,1	7,3298	19	132 987,90
мкр.29А	многоэтажная	9,1	2,748	9	90 500,30
мкр.29Б	среднеэтажная	7	0,2523	2	11 550,45
	многоэтажная	9,1	7,4667	25	186 116,52
мкр.30	среднеэтажная	5	1,0096	2	9 558,70
	многоэтажная	9,1	8,8889	13	115 552,00

№ квартала, микрорайона	Тип застройки	Этажность	Территория, га	Количество домов	Общая площадь квартир (кв.м)
	многоэтажная	11,14	0,5996	4	35 400,50
мкр.31	многоэтажная	10	3,3863	4	21 194,30
	многоэтажная	12	5,2158	5	39 324,50
мкр.34	многоэтажная	10	16,9818	8	80 400,56
мкр.35	среднеэтажная	6	0,1811	1	5 594,30
	многоэтажная	9,1	12,8386	18	152 259,74
	многоэтажная	11,12	0,7718	3	24 524,40
мкр.35А	среднеэтажная	6	1,4716	3	15 785,91
	многоэтажная	10	5,679	8	74 349,84
мкр.36	усадебная	1-2	56,7005	136	27 200,00
	среднеэтажная	5	4,1258	7	37 617,41
	многоэтажная	9,1	2,7533	6	44 266,59
	многоэтажная	12	0,8779	3	12 950,91
мкр.36А	среднеэтажная	5	4,2487	4	27 467,50
	многоэтажная	9	1,615	6	24 670,33
	многоэтажная	12	1,1568	1	10 140,10
мкр.36Б	среднеэтажная	5	2,5623	2	21 289,30
	многоэтажная	12	0,4534	1	4 385,30
мкр.37	среднеэтажная	5	6,6092	15	62 296,40
	многоэтажная	9	2,3678	6	40 239,60
	многоэтажная	12	0,6317	1	8 703,40
мкр.СУЗ	среднеэтажная	5	3,3545	12	44 100,53
	многоэтажная	9	1,2223	6	19 914,04
мкр.СО	среднеэтажная	5	1,6572	6	14 720,18
	многоэтажная	9	2,782	9	38 247,98
мкр.44	многоэтажная	9,1	12,2357	15	88 546,50
	многоэтажная	12	1,2152	1	10 240,80
мкр.45	многоэтажная	10	13,9098	9	57 438,30
пос. Строителей	усадебная	1-2	47,5881	178	16 700,00
	малоэтажная	2	0,7709	6	4 470,00
	многоквартирная				
Ахтуба	усадебная	1-2	7,707	36	6 480,00
Жилой массив «ул.Береговая»	усадебная	1-2	4,9095	20	2400
<b>Итого г.Нижне- камск:</b>	<b>всево, в т.ч.:</b>		<b>515,4307</b>	<b>1154</b>	<b>4 824 479,85</b>
	<b>усадебная</b>	1-2	<b>116,9051</b>	<b>370</b>	<b>52 780,00</b>
	<b>блокированная</b>	<b>2</b>	<b>1,8891</b>	<b>6</b>	<b>9 922,80</b>
	<b>малоэтажная</b>	<b>4</b>	<b>4,6865</b>	<b>22</b>	<b>28 170,60</b>
	<b>многоквартирная</b>				
	<b>среднеэтажная</b>	<b>5-6</b>	<b>161,411</b>	<b>336</b>	<b>1 634 066,28</b>
	<b>многоэтажная</b>	<b>9-10</b>	<b>202,6901</b>	<b>377</b>	<b>2 813 433,06</b>
	<b>многоэтажная</b>	<b>выше 10 эт.</b>	<b>26,2951</b>	<b>43</b>	<b>286 107,11</b>
д.Дмитриевка	усадебная (постоянное население)	1-2	17,2776	36	2120
	усадебная (второе жилье)			46	6900
<b>Итого д.Дмитриевка:</b>	<b>усадебная</b>	1-2	<b>17,2776</b>	<b>82</b>	<b>9020</b>
д.Ильинка	усадебная (постоянное население)	1-2	21,4722	64	9600
	усадебная			48	12800
	(второе жилье)				
<b>Итого д.Ильинка:</b>	<b>усадебная</b>	1-2	<b>21,4722</b>	<b>112</b>	<b>22400</b>
Пос.Биклянское	усадебная	1-2	12,75	64	7124

№ квартала, микрорайона	Тип застройки	Этажность	Территория, га	Количество домов	Общая площадь квартир (кв.м)
лесничество	(второе жилье)				
<i>Пос.Биклянское лесничество</i>	<i>усадебная</i>	1-2	12,75	64	7124
<b>Итого МО «г.Ниже- камск»</b>	<b>всего, в т.ч.:</b>		<b>566,9305</b>	<b>1348</b>	<b>4 863 023,85</b>
	усадебная	1-2	168,4	628	91324
	блокированная	2	1,89	6	9 922,80
	малоэтажная многоквартирная	4	4,69	22	28 170,60
	среднеэтажная	5-6	161,41	336	1 634 066,28
	многоэтажная	9-10	202,69	377	2 813 433,06
	многоэтажная	выше 10 эт.	26,3	43	286 107,11

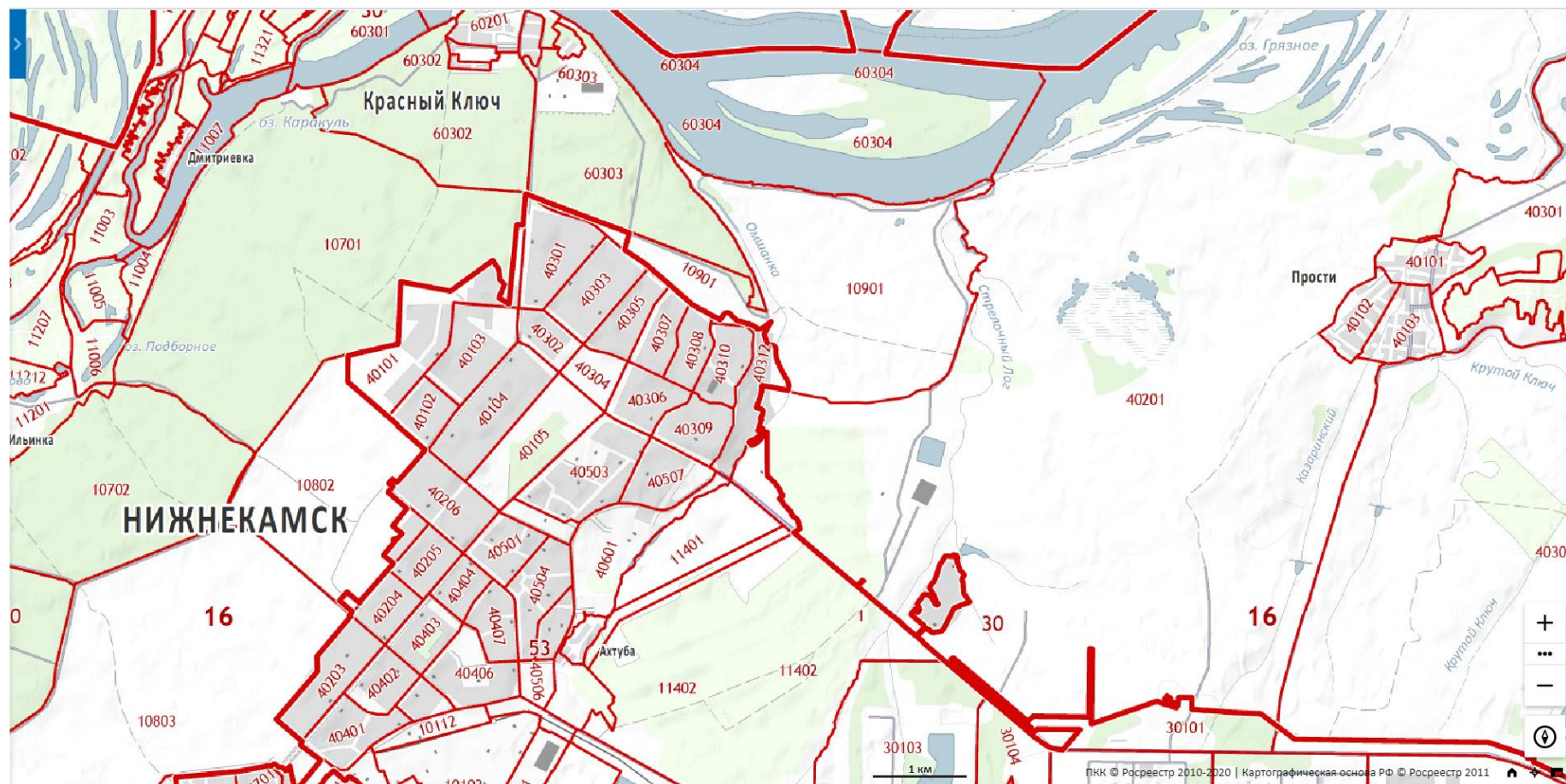
**Табл. 1.5. Характеристика существующей жилой застройки по кварталам муниципального образования «город Нижнекамск» на 2019 год**

№ квартала, микрорайона	Тип застройки	Существующая застройка		
		Территория, га	Общая площадь квартир (кв.м)	Население (чел.)
кв.1,2	малоэтажная многоквартирная 4 эт.	2,056	15 347,50	751
	среднеэтажная многоквартирная 5 эт.	9,2061	84 144,70	4120
	многоэтажная многоквартирная 9 эт.	0,8865	6 860,00	336
кв.3	среднеэтажная многоквартирная 5 эт.	7,3323	67 905,70	3325
	многоэтажная многоквартирная 9 эт.	0,428	4 401,50	215
	среднеэтажная многоквартирная 5 эт.	9,9675	109 172,20	5345
кв.5, кв."Е"	многоэтажная многоквартирная 9 эт.	3,885	45 169,10	2211
	многоэтажная многоквартирная 12 эт.	0,6257	7 680,60	376
	среднеэтажная многоквартирная 5 эт.	7,9428	81 111,20	3971
кв.6,7	многоэтажная многоквартирная 9 эт.	1,079	13 795,00	675
	многоэтажная многоквартирная 12 эт.	0,8631	12 567,90	615
	среднеэтажная многоквартирная 5 эт.	23,1604	220 087,31	10775
мкр.6,7,8	многоэтажная многоквартирная 9 эт.	1,7193	21 793,00	1067
	многоэтажная многоквартирная 12-14 эт.	9,4476	33 374,80	1634
кв.8,9	среднеэтажная многоквартирная 5 эт.	13,5676	131 068,60	6417
	многоэтажная многоквартирная 9 эт.	1,0397	15 681,74	768
	среднеэтажная многоквартирная 5 эт.	1,3366	13 643,70	668
мкр.9А	многоэтажная многоквартирная 12 эт.	1,4014	25 606,80	1254
	среднеэтажная многоквартирная 5 эт.	1,5538	12 156,40	595
	многоэтажная многоквартирная 9 эт.	0,8783	13 548,82	663
кв."В"	среднеэтажная многоквартирная 5 эт.	12,0228	103 718,11	5078
	многоэтажная многоквартирная 9 эт.	1,1742	42 141,31	2063
	многоэтажная многоквартирная 12 эт.	0,87	10 975,30	537
мкр.9	среднеэтажная многоквартирная 5 эт.	5,8872	73 929,40	3619
	многоэтажная многоквартирная 9 эт.	6,6961	87 506,11	4284
мкр.10	блокированная	1,8891	9 922,80	486
	среднеэтажная многоквартирная 5-7 эт.	1,5774	18 203,10	891
	многоэтажная многоквартирная 9-10 эт.	6,3613	90 445,31	4428
мкр.11	многоэтажная многоквартирная 12-14 эт.	2,088	28 564,30	1398
	среднеэтажная многоквартирная 5 эт.	5,8755	55 713,50	2728
	многоэтажная многоквартирная 9-10 эт.	4,6937	75 713,71	3707
мкр.12	среднеэтажная многоквартирная 5 эт.	5,9601	63 982,80	3132
	многоэтажная многоквартирная 9 эт.	4,6049	39 963,60	1957

№ квартала, микрорайона	Тип застройки	Существующая застройка		
		Территория, га	Общая площадь квартир (кв.м)	Население (чел.)
мкр.14	среднеэтажная многоквартирная 5 эт.	5,7011	60 185,08	2947
	многоэтажная многоквартирная 9-10 эт.	1,8696	25 795,70	1263
мкр.14А	многоэтажная многоквартирная 9 эт.	0,6805	9 279,50	454
мкр.15	многоэтажная многоквартирная 10 эт.	1,1644	15 619,70	765
	многоэтажная многоквартирная 12-13 эт.	0	0	0
мкр.17-18	среднеэтажная многоквартирная 5 эт.	9,511	95 511,60	4676
	многоэтажная многоквартирная 9-10 эт.	9,6897	140 821,40	6894
	многоэтажная многоквартирная 12-14 эт.	0,3896	6 847,10	335
мкр.19	многоэтажная многоквартирная 9-10 эт.	5,9332	92 174,20	4513
мкр.20	малоэтажная многоквартирная 4 эт.	1,8596	8 353,10	409
	среднеэтажная многоквартирная 5 эт.	10,0518	96 205,88	4710
	многоэтажная многоквартирная 9 эт.	10,9914	125 745,90	6156
мкр.21	многоэтажная многоквартирная 9-10 эт.	12,5235	172 775,73	8459
мкр.22	многоэтажная многоквартирная 9-10 эт.	4,6767	74 157,30	3631
	многоэтажная многоквартирная 12-13 эт.	0	0	0
Общегородской центр (городской парк "Семья")	многоэтажная многоквартирная 5-14 эт.	0	0	0
	многоэтажная многоквартирная 10 эт.	0	0	0
	среднеэтажная многоквартирная 6-8 эт.	0	0	0
мкр.23	среднеэтажная многоквартирная 5 эт.	0,3924	4 037,70	198
	многоэтажная многоквартирная 9-10 эт.	4,7773	70 417,10	3447
	многоэтажная многоквартирная 13 эт.	0,4197	6 518,20	319
мкр.24	многоэтажная многоквартирная 9-10 эт.	7,8448	60 553,10	2965
мкр.25	среднеэтажная многоквартирная 7-8 эт.	1,4574	14 476,80	709
	многоэтажная многоквартирная 9-10 эт.	4,7099	106 928,90	5235
	многоэтажная многоквартирная 12 эт.	0,3559	3 850,30	189
мкр.26	многоэтажная многоквартирная 9 эт.	8,148	117 947,80	5774
	многоэтажная многоквартирная 11 эт.	0,1271	4 451,90	218
мкр.27	среднеэтажная многоквартирная 5-7 эт.	2,3405	40 590,72	1987
	многоэтажная многоквартирная 9-10 эт.	11,0119	177 513,03	8691
мкр.28	среднеэтажная многоквартирная 5-7 эт.	2,6482	38 241,10	1872
	многоэтажная многоквартирная 9-10 эт.	7,3298	132 987,90	6511
мкр.29	многоэтажная многоквартирная 13 эт.	0	0	0
мкр.29А	многоэтажная многоквартирная 9-10 эт.	2,748	90 500,30	4431
мкр.29Б	среднеэтажная многоквартирная 7 эт.	0,2523	11 550,45	565
	многоэтажная многоквартирная 9-10 эт.	7,4667	186 116,52	9112
мкр.30	среднеэтажная многоквартирная 5 эт.	1,0096	9 558,70	468
	многоэтажная многоквартирная 9-10 эт.	8,8889	115 552,00	5657
	многоэтажная многоквартирная 11-14 эт.	0,5996	35 400,50	1733
мкр.31	многоэтажная многоквартирная 9-10 эт.	3,3863	21 194,30	1038
	многоэтажная многоквартирная 12 эт.	5,2158	39 324,50	1 925
мкр.33	многоэтажная многоквартирная 12 эт.	0	0	0
	многоэтажная многоквартирная 10 эт.	0	0	0
мкр.34	многоэтажная многоквартирная 10 эт.	16,9818	80 400,56	3936
мкр.35	среднеэтажная многоквартирная 6 эт.	0,1811	5 594,30	274
	многоэтажная многоквартирная 9-10 эт.	12,8386	152 259,74	7454
	многоэтажная многоквартирная 11-12 эт.	0,7718	24 524,40	1 201
мкр.35А	среднеэтажная многоквартирная 6 эт.	1,4716	15 785,91	773
	многоэтажная многоквартирная 10 эт.	5,679	74 349,84	3640
	многоэтажная многоквартирная 12 эт.	0	0	0
мкр.36	индивидуальная	56,7005	27 200,00	1332
	среднеэтажная многоквартирная 5 эт.	4,1258	37 617,41	1842



№ квартала, микрорайона	Тип застройки	Существующая застройка		
		Территория, га	Общая площадь квартир (кв.м)	Население (чел.)
	многоэтажная многоквартирная 9-10 эт.	2,7533	44 266,59	2167
	многоэтажная многоквартирная 12 эт.	0,8779	12 950,91	634
	среднеэтажная многоквартирная 5 эт.	4,2487	27 467,50	1345
мкр.36А	многоэтажная многоквартирная 9 эт.	1,615	24 670,33	1208
	многоэтажная многоквартирная 12 эт.	1,1568	10 140,10	496
	среднеэтажная многоквартирная 5 эт.	2,5623	21 289,30	1042
мкр.36Б	многоэтажная многоквартирная 12 эт.	0,4534	4 385,30	215
	среднеэтажная многоквартирная 5 эт.	6,6092	62 296,40	3050
мкр.37	многоэтажная многоквартирная 9 эт.	2,3678	40 239,60	1970
	многоэтажная многоквартирная 12 эт.	0,6317	8 703,40	426
	среднеэтажная многоквартирная 5 эт.	3,3545	44 100,53	2159
мкр.СУЗ	многоэтажная многоквартирная 9 эт.	1,2223	19 914,04	975
	среднеэтажная многоквартирная 5 эт.	1,6572	14 720,18	721
мкр.СО	многоэтажная многоквартирная 9 эт.	2,782	38 247,98	1873
	многоэтажная многоквартирная 9-10 эт.	12,2357	88 546,50	4335
мкр.44	многоэтажная многоквартирная 12 эт.	1,2152	10 240,80	501
	многоэтажная многоквартирная 10 эт.	13,9098	57 438,30	2812
мкр.45	многоэтажная многоквартирная 10 эт.	8,9845	29 486,82	1180
мкр.47	многоэтажная многоквартирная 10 эт.	12,8332	37 286,70	1502
пос. Строителей	индивидуальная	47,5881	16 700,00	818
	малоэтажная многоквартирная 3 эт.	0,7709	4 470,00	219
Ахтуба	индивидуальная	7,707	6 480,00	317
Жилой массив "ул.Береговая"	индивидуальная	4,9095	2 400,00	117
<b>Итого г.Нижне- камск:</b>	<b>всего, в т.ч.:</b>	<b>515,43</b>	<b>4 891 253</b>	<b>238 879</b>
	<b>индивидуальная</b>	<b>116,905</b>	<b>52 780,00</b>	<b>2 584</b>
	<b>блокированная</b>	<b>1,8891</b>	<b>9 922,80</b>	<b>486</b>
	<b>малоэтажная многоквартирная до 4 эт.</b>	<b>4,6865</b>	<b>28 170,60</b>	<b>1 379</b>
	<b>среднеэтажная 5-8 эт.</b>	<b>162,96</b>	<b>1 634 066,28</b>	<b>80 001</b>
	<b>многоквартирная 9-10 эт.</b>	<b>202,69</b>	<b>2 880 206,58</b>	<b>140 422</b>
	<b>многоквартирная выше 10 эт.</b>	<b>26,2951</b>	<b>286 107,11</b>	<b>14 007</b>



**Рис. 1.1. Деление территории в генеральном плане городского округа с использованием кадастровых элементов**



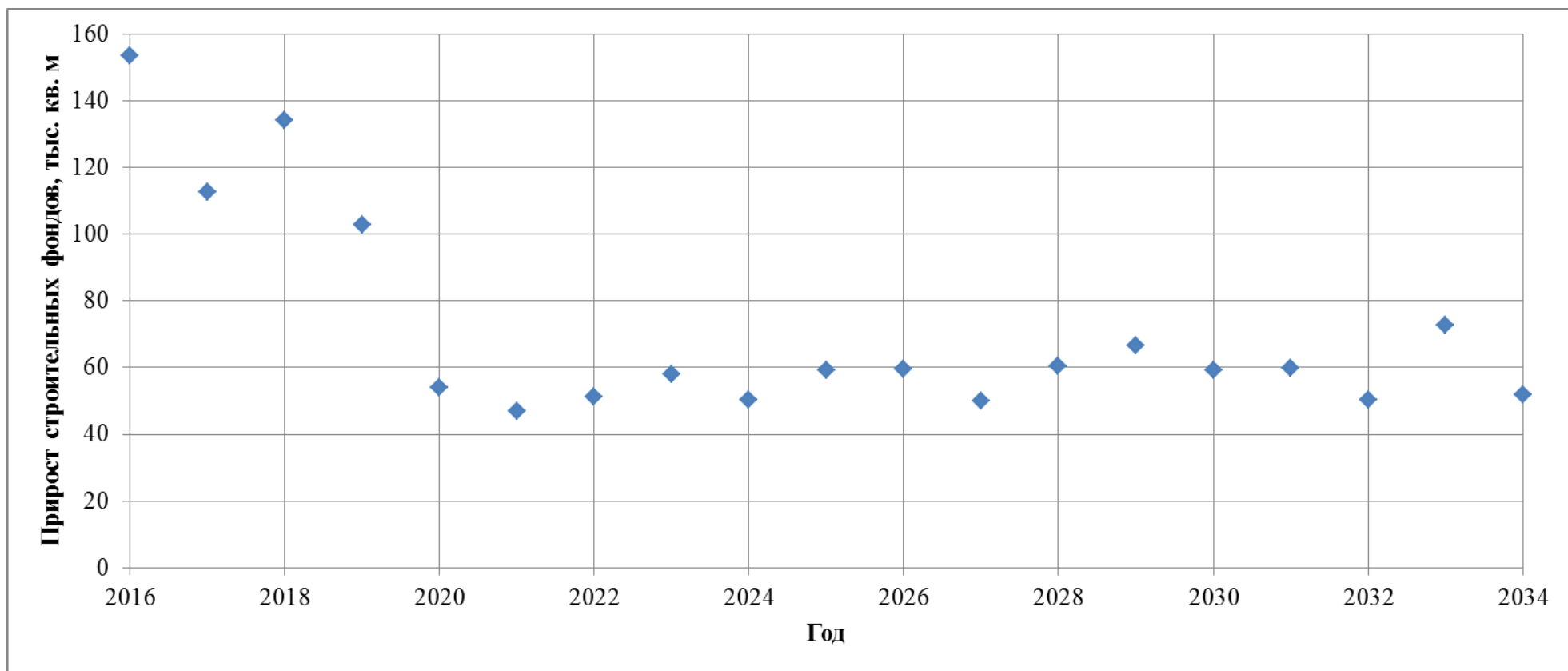


Наименование показателей		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
40203	35	0	0	0	11,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40203	35 а	0	0	8,8	0	0	0	0	0	0	30,5	30,5	19,6	0	0	0	0	0	0	0
10802	47	84,2	46,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10802	49	0	19,8	66,7	9,2	32,2	12,9	13,9	26,7	20,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40204	СУЗ	9,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

**Табл. 1.8. Ввод в эксплуатацию общественно-деловых зданий с общей площадью фонда на период разработки или актуализации схемы теплоснабжения, тыс. кв. м.**

Наименование показателей		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Прирост общественно-делового фонда, в том числе:		16,2	3,7	22,6	82,5	19,9	23,4	25,8	28,8	26,7	25,6	26,2	27,5	27,8	28,6	27,5	27,6	26,1	29,8	26,3
накопительным итогом:		16,2	19,9	42,5	125	144,9	168,3	194,1	222,9	249,6	275,2	301,4	328,9	356,7	385,3	412,8	440,4	466,5	496,3	522,6
Всего по поселению, в том числе:		16,2	3,7	22,6	82,5	19,9	23,4	25,8	28,8	26,7	25,6	26,2	27,5	27,8	28,6	27,5	27,6	26,1	29,8	26,3
№ кадастрового квартала	№ жилого квартала																			
40406	Квартал 5	0	0	0	5,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40501	Квартал 8,9	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40306	11	0	0	0	1,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40304	15	1,3	0	0	0,5	0	0	0	0	0	3,1	3,9	4,8	0	0	0	0	0	0	0
40104	25	0,2	1,4	0	12,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10803	33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	7	5,8	5,9	4,3	8	4,6
10803	34	0	0,6	0	1,2	0,9	0,9	0,9	1	1	0,9	0,9	0,9	0	0	0	0	0	0	0
40203	35	1,5	0	0	7,2	1,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10802	46	0	0	0	4,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10802	47	0	0	0	16,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10802	49	0	0	0	8,2	2,0	2,6	2,8	5,3	4,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40101	236-29а	0	0	0	1,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40203	35а	0	0	1	0,9	1,2	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
20101-020102	БСИ	1,4	0	0	12,1	5,0	6,7	8,4	8,4	8,4	7,7	7,9	8,2	8,1	8,1	8	8,1	8,1	8,1	8,1
30103-30113	Промзона	2,9	0	18,3	5,4	6,5	9,2	10,8	10,8	9,3	10,1	10	10,2	10,1	9,9	10,1	10,1	10,1	10,1	10
10105	Строителей	0	1,2	1,3	2,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40101	гор больница	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40204	СУЗ	0	0,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40504	9 а	1,4	0	1,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
прочие		7,5	0,4	0,3	0	2,6	3,1	2	2,4	2,9	2,9	2,6	2,5	2,7	2,7	2,7	2,6	2,7	2,7	2,7





**Рис. 1.3. Модели годовых приростов строительных фондов города Нижнекамска**

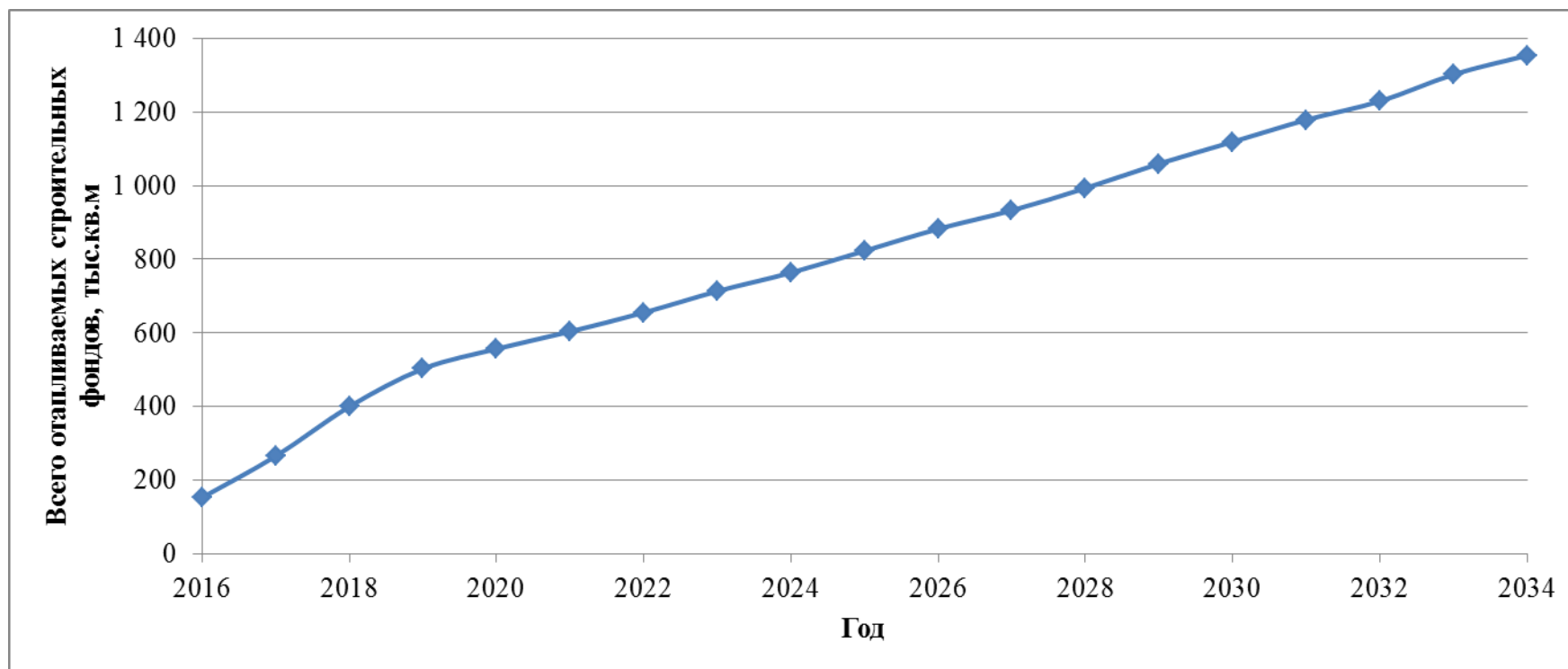


Рис. 1.4. Прирост строительных фондов накопительным итогом города Нижнекамска



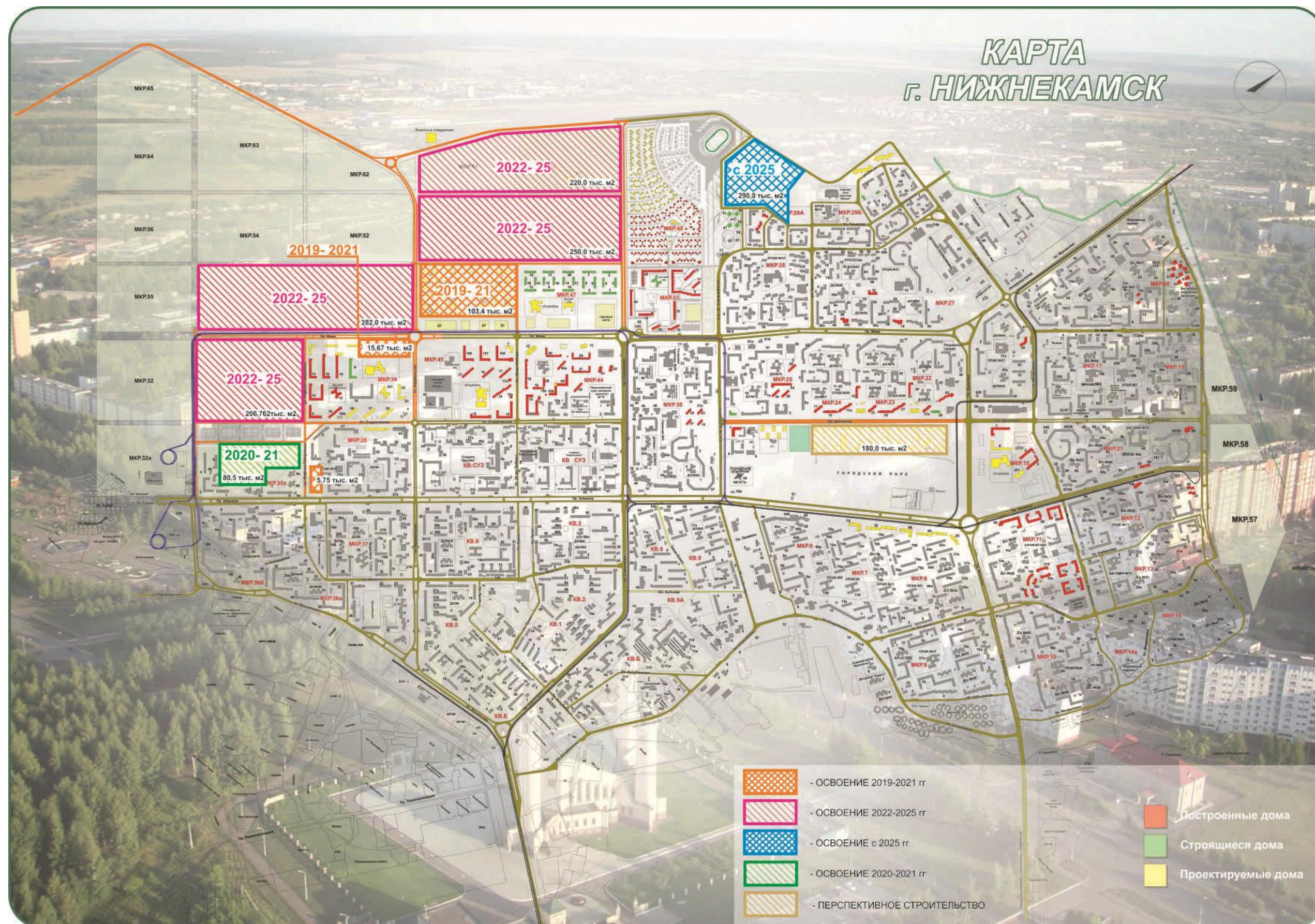


Рис. 1.5. Адресная привязка перспективной застройки города Нижнекамска



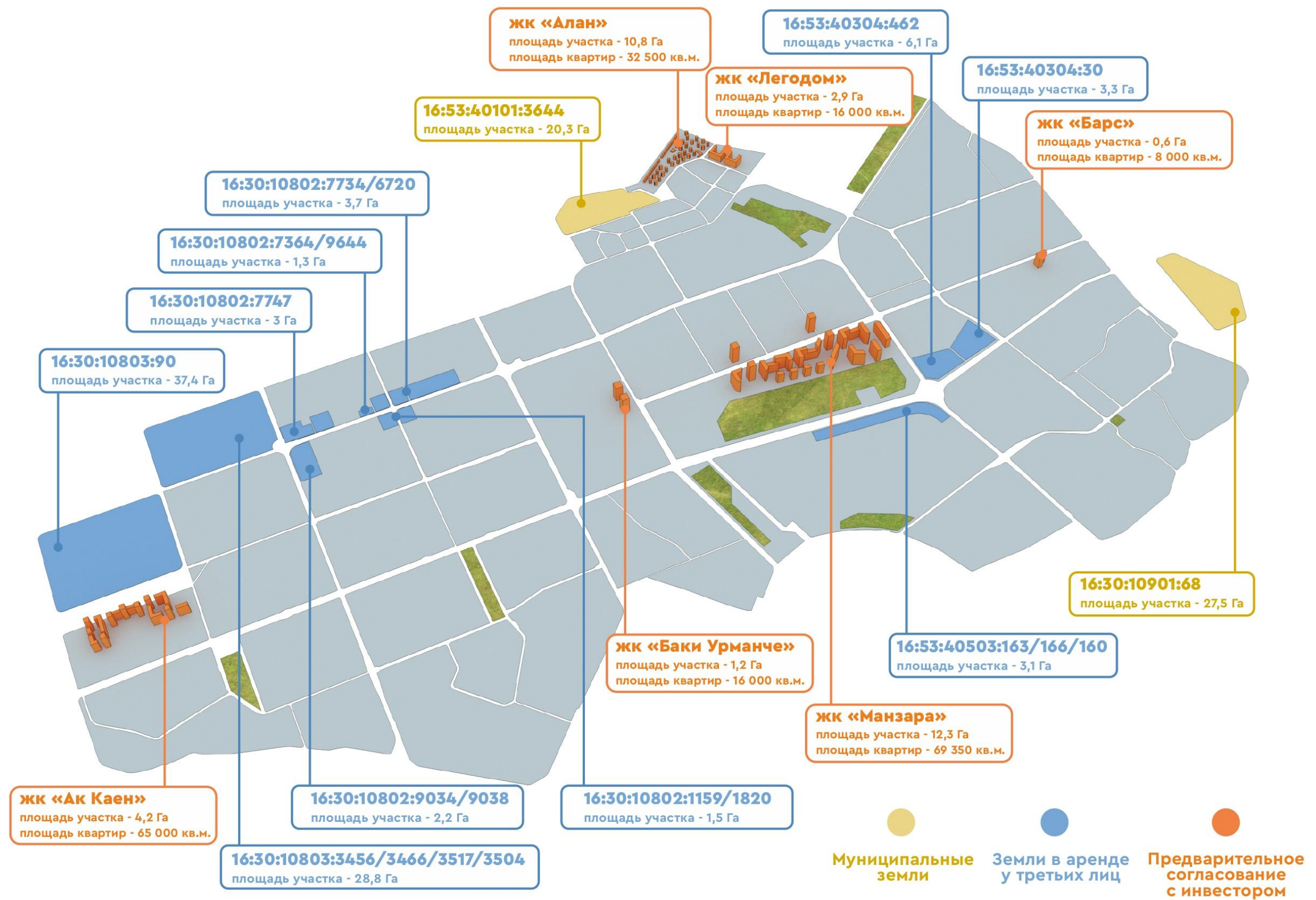


Рис. 1.6. Перспективные зоны строительства жилищного фонда города Нижнекамска

## 1.2 Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления на каждом этапе

За базовые значения уровня потребления тепла на цели теплоснабжения принимаются базовые значения договорных тепловых нагрузок и отпуска тепловой энергии на коллекторах источников (таблицы ниже). Информация по фактически достигнутым максимумам тепловой нагрузки и отпуску тепловой энергии непосредственно у потребителей принята на основе верифицированной электронной модели схемы теплоснабжения выполненной в программном комплексе Zulu.

**Табл. 1.9. Базовые значения тепловых нагрузок (Расчетно-нормативная и суммарная фактическая нагрузка) подключенных к ЕТО №1 (АО «Татэнерго») по г.Нижнекамск**

Кадастровый квартал	Микрорайон	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/час	Расчетная нагрузка на вентиляцию, Гкал/час	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Суммарная фактическая нагрузка, Гкал/час
40503	6	8,746	0,000	3,604	10,774
40503	7	9,891	0,000	3,437	10,639
40503	8	8,816	0,060	3,663	8,865
40507	9	15,051	0,173	5,896	14,236
40309	10	15,077	0,102	6,057	14,310
40306	11	13,198	2,102	6,857	14,789
40307	12	9,449	0,000	4,050	9,040
40308	13	10,449	0,091	4,021	10,284
40310	14	7,904	0,768	4,061	9,137
40304	15	0,149	0,000	0,000	0,112
40303	17	11,237	0,125	4,934	11,894
40303	18	11,109	0,257	4,648	10,711
40302	19	7,798	0,102	3,283	9,517
40301	20	21,606	0,418	8,936	20,704
40305	21	15,965	1,939	6,782	17,003
40104	22	6,474	0,000	2,374	6,048
40104	23	6,361	0,000	2,609	6,381
40104	24	5,506	0,069	1,529	5,934
40104	25	12,049	0,514	3,179	13,300
40103	27	22,070	0,058	8,035	25,961
40102	28	17,340	0,166	5,621	17,804
40206	30	27,962	1,396	9,734	27,337
10802	31	6,974	0,000	2,762	7,982
10803	34	19,882	0,000	8,200	14,497
40203	35	15,882	0,031	6,939	16,056
40401	36	8,937	0,000	3,849	8,734
40402	37	11,562	0,860	5,156	12,597
10802	44	12,199	0,770	4,360	12,589
10802	45	9,227	0,733	2,958	8,239
10802	47	8,465	0,000	4,039	8,975
10802	49	9,212	0,063	3,991	9,529
40310	14 а	2,487	0,104	0,954	2,361
40101	29 а	6,302	0,000	2,889	7,966
40101	29 б	15,343	0,523	6,816	18,989
40203	35 а	7,455	0,067	2,345	7,038
40401	36 а	7,463	0,051	3,354	7,257

Кадастровый квартал	Микрорайон	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/час	Расчетная нагрузка на вентиляцию, Гкал/час	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Суммарная фактическая нагрузка, Гкал/час
40504	9 а	15,984	1,597	3,826	16,534
10309	Б Афанасово	3,608	0,000	1,284	0,000
40105	Г парк семья	2,399	0,871	0,180	2,334
40407	Квартал 1	1,522	0,000	0,693	1,929
40407	Квартал 2	6,917	0,000	3,426	8,777
40404	Квартал 3	6,184	0,000	2,753	8,977
40406	Квартал 5	13,900	0,000	6,314	15,141
40403	Квартал 6	11,313	0,267	4,449	10,286
40501	Квартал 8	5,901	0,178	2,721	7,213
40501	Квартал 9	6,048	0,000	2,929	6,015
40406	ПКиО	0,988	0,577	0,381	1,212
10105	Строителей	9,910	0,103	0,920	7,557
40204	СУЗ	19,641	0,420	8,660	20,443
40405	Квартал Е и прочие	10,975	1,447	2,633	11,131
Итого по ЕТО-1		520,887	17,002	203,091	535,136

**Табл. 1.10. Базовые значения потерь тепловой энергии при транспортировке теплоносителя через изоляцию трубопроводов (на расчетную температуру воздуха) по ЕТО №1 г. Нижнекамск**

Кадастровый квартал	Длина участка, м	Внутренний диаметр (средний по кварталу) трубопровода, м	Тепловые потери в трубопроводе суммарные, Гкал/час	Тепловые потери в подающем трубопроводе, ккал/час	Тепловые потери в обратном трубопроводе, ккал/час
магистральные тепловоды ОАО "НЧТК"	68189	0,690	52,564	32725144,5	19839252,7
10802	12536	0,195	1,583	1096506	486714
40101	13782	0,110	1,377	904074	473083
40102	14115	0,211	1,631	1120979	510175
40104	15550	0,157	1,684	1176133	507395
40105	995	0,087	0,153	107117	45499
40202	3683	0,131	0,285	198488	86760
40203	11409	0,147	0,928	646268	281736
40204	5173	0,108	0,439	304636	134715
40205	4898	0,111	0,581	402607	177934
40206	14582	0,205	2,304	1608202	696254
40301	15271	0,119	1,319	932228	386923
40302	5192	0,196	0,854	595441	258197
40303	14686	0,159	1,763	1242664	519871
40304	793	0,196	0,150	104161	45713
40305	7205	0,133	0,523	370152	152749
40306	7816	0,154	0,932	652728	279527
40307	6953	0,123	0,678	477654	200000
40308	5571	0,088	0,328	229917	98539
40309	9057	0,116	0,760	531193	228523
40310	8372	0,119	0,546	373774	172397
40401	9053	0,119	0,900	623046	276811
40402	6900	0,108	0,471	326459	144828
40403	5816	0,143	0,718	498208	220040
40404	4750	0,117	0,556	389469	166870
40405	2028	0,238	0,464	319532	144376
40406	8586	0,100	0,762	535468	227027
40407	6795	0,088	0,402	276203	125446
40501	5752	0,094	0,432	301399	130591
40502	983	0,291	0,355	248073	106949
40503	17606	0,132	1,899	1330835	568343
40504	8759	0,119	1,066	739285	326881

Кадастровый квартал	Длина участка, м	Внутренний диаметр (средний по кварталу) трубопровода, м	Тепловые потери в трубопроводе суммарные, Гкал/час	Тепловые потери в подающем трубопроводе, ккал/час	Тепловые потери в обратном трубопроводе, ккал/час
40506	1932	0,471	0,906	634726	271589
40507	9473	0,116	0,744	529092	214726
Итого по городу	334258	0,254	81,057	52551859	28506433

**Табл. 1.11. Базовые значения тепловых нагрузок общественно-деловой застройки (ОДЗ) подключенных к ЕТО №1 по г. Нижнекамск (Расчетно-нормативная и суммарная фактическая нагрузка)**

Кадастровый квартал	Микрорайон	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/час	Расчетная нагрузка на вентиляцию, Гкал/час	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Суммарная нагрузка, Гкал/час	Отапливаемая площадь, кв. м
40103	Гор больница	6,481	1,317	1,130	7,029	73759
40503	6	0,488	0,000	0,058	0,523	5486
40503	7	1,446	0,000	0,000	1,083	11362
40503	8	0,913	0,060	0,000	0,731	7669
40507	9	1,044	0,151	0,527	1,322	13873
40309	10	1,661	0,102	0,000	1,298	13623
40306	11	1,750	1,767	1,502	3,143	32981
40307	12	1,155	0,000	0,526	1,107	11615
40308	13	1,423	0,000	0,446	1,281	13439
40310	14	1,112	0,768	0,865	1,584	16616
40303	17	1,251	0,125	0,294	1,137	11929
40303	18	1,000	0,257	0,781	1,208	12674
40302	19	0,603	0,102	0,271	0,754	7911
40301	20	3,665	0,418	1,068	3,478	36490
40305	21	1,767	1,939	1,017	2,825	29638
40104	22	0,327	0,000	0,049	0,916	9610
40104	23	0,073	0,000	0,002	2,040	21406
40104	24	0,260	0,069	0,000	2,298	24113
40104	25	0,535	0,058	0,342	0,812	8515
40103	27	2,016	0,058	0,803	1,966	20633
40102	28	1,239	0,115	0,327	1,169	12267
40206	30	4,243	1,396	0,976	4,350	45640
10803	34	0,450	0,000	0,177	0,491	5147
40203	35	0,152	0,031	0,291	0,308	3228
40401	36	1,032	0,000	0,000	0,629	6603
40402	37	2,910	0,860	0,797	3,082	32343
40202	44	1,950	0,000	0,243	1,620	17000
10802	45	0,427	0,733	0,546	1,115	11697
10802	47	0,173	0,000	0,083	0,464	4869
10802	49	0,238	0,063	0,102	0,271	2847
40310	14 а	1,553	0,104	0,263	1,335	14005
40101	29 б	0,082	0,000	0,000	0,652	6842
40203	35 а	0,088	0,067	0,000	0,101	1055
40401	36 а	0,470	0,051	0,113	0,434	4552
40504	9 а	7,245	1,597	2,142	9,649	101249
40105	Гор парк семья	1,575	0,622	0,091	1,531	16069
40407	квартал 1	0,760	0,000	0,002	0,575	6031
40407	квартал 2	0,630	0,000	0,217	0,711	7463
40404	квартал 3	0,850	0,000	0,096	0,946	9928
40406	квартал 5	2,108	0,000	0,000	1,987	20853
40403	квартал 6	1,767	0,267	0,263	1,716	18004
40501	квартал 8	0,730	0,178	0,091	0,705	7392
40501	квартал 9	0,398	0,000	0,000	0,299	3133
60201	Красный ключ	1,325	0,103	0,218	1,132	11882
40406	ПКиО	0,792	0,000	0,000	0,792	8310
10105	Строителей	6,417	0,000	0,000	5,368	56323
40204	СУЗ	8,605	0,420	3,419	8,937	93775
Итого по городу		77,179	13,798	20,138	86,904	911848

**Табл. 1.12. Тепловая нагрузка в городе Нижнекамске на 2020 год актуализации схемы теплоснабжения**

N зоны	Наименование ЕТО	Расчетные тепловые нагрузки, Г кал/ч							Всего суммарная нагрузка
		население			прочие			Тепловые потери	
		отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	суммарная нагрузка	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	суммарная нагрузка		
1	ЕТО-1	395,477	57,630	453,107	76,722	10,067	86,790	97,500	637,397

**Табл. 1.13. Потребление тепловой энергии потребителями систем теплоснабжения в городе Нижнекамске за 2020 год актуализации схемы теплоснабжения**

N з о н ы	Наименование ЕТО	Потребление тепловой энергии, Гкал							Всего сумм. потр.
		население			прочие			Тепл. потери	
		Отопление и вентиляция	Горячее водоснабжение	Суммарное потребление	Отопление и вентиляция	Горячее водоснабжение	суммарное потребление		
1	ЕТО-1	805 813	45 121	850 934	235 079	296 195	531 273	431 486	1 813 694

Прогноз прироста тепловой мощности по площадкам застройки определен на основании принятого объема ввода жилья.

Прогноз прироста перспективной нагрузки приведен в Табл. 1.15.-1.19.

**Табл. 1.14. Тепловые нагрузки новых потребителей, подключенных в 2020 году**

Источник теплоснабжения	Тепловая нагрузка, Гкал/час			
	Отопление	Вентиляция	ГВС <sub>ср</sub>	Сумма
Филиал АО "ТГК-16" "Нижнекамская ТЭЦ"	0,717	0,460	0,104	1,281
Город-1	0,324	0,215	0,104	0,642
Город-2	0,393	0,245		0,638
БСИ	0,000	0,000	0,000	0,000
ООО "Нижнекамская ТЭЦ" (М-3)	5,683	0,064	0,565	6,313
<b>Итого</b>	<b>6,400</b>	<b>0,524</b>	<b>0,670</b>	<b>7,594</b>

Табл. 1.15. Прирост тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию в проектируемых жилых зданиях на период разработки или актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч

Наименование показателя	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Прирост тепловой нагрузки отопления и вентиляции жилищного фонда,	5,582	4,363	4,543	0,837	3,851	0,823	0,893	1,035	0,829	1,189	1,183	0,788	1,155	1,342	1,125	1,139	0,851	1,525	0,903
то же накопительным итогом, в том числе:	5,582	9,946	14,489	15,325	19,177	20,000	20,892	21,927	22,757	23,946	25,129	25,916	27,071	28,413	29,537	30,676	31,527	33,052	33,955
Многоэтажный жилищный фонд	5,520	4,135	4,486	0,830	3,851	0,740	0,804	0,969	0,760	1,107	1,105	0,711	1,080	1,266	1,047	1,062	0,775	1,449	0,826
Средне- и малоэтажный жилищный фонд	0,062	0,228	0,057	0,007	0,000	0,083	0,089	0,066	0,069	0,082	0,078	0,077	0,075	0,076	0,078	0,077	0,076	0,076	0,077
Всего по поселению, в том числе:	5,52	4,135	4,486	0,83	3,851	0,74	0,804	0,969	0,76	1,107	1,105	0,711	1,08	1,266	1,047	1,062	0,775	1,449	0,826
Многоэтажный жилищный фонд, в том числе по кадастровым кварталам:	5,520	4,135	4,486	0,830	3,851	0,740	0,804	0,969	0,76	1,107	1,105	0,711	1,08	1,266	1,047	1,062	0,775	1,449	0,826
№ жилого квартала																			
15	0	1,16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0,267	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29 а	0,229	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,08	1,266	1,047	1,062	0,775	1,449	0,826
34	1,475	0	1,396	0	0	0,271	0,298	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	0	0	0	0,455	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35 а	0	0	0,36	0	0	0	0	0	0	1,107	1,105	0,711	0	0	0	0	0	0	0
47	3,445	1,899	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
49	0	0,809	2,73	0,375	3,851	0,469	0,506	0,969	0,76	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
СУЗ	0,371	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Табл. 1.16. Прирост тепловой нагрузки на горячее водоснабжение в проектируемых жилых зданиях на период разработки или актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч

Наименование показателей	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Прирост тепловой нагрузки горячего водоснабжения фонда, Гкал/ч <sup>2</sup> ,	1,116	0,862	0,907	0,167	0,489	0,163	0,177	0,207	0,165	0,238	0,236	0,156	0,231	0,269	0,224	0,227	0,169	0,306	0,179
то же накопительным итогом, в том числе:	1,116	1,978	2,885	3,052	3,541	3,704	3,881	4,088	4,253	4,491	4,727	4,883	5,114	5,383	5,607	5,834	6,003	6,309	6,488
Многоэтажный жилищный фонд	1,107	0,83	0,899	0,166	0,489	0,151	0,164	0,198	0,155	0,226	0,225	0,145	0,22	0,258	0,213	0,216	0,158	0,295	0,168
Средне- и малоэтажный жилищный фонд	0,009	0,032	0,008	0,001	0	0,012	0,013	0,009	0,01	0,012	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011
Всего по поселению, в том числе:	1,107	0,83	0,899	0,166	0,489	0,151	0,164	0,198	0,155	0,226	0,225	0,145	0,22	0,258	0,213	0,216	0,158	0,295	0,168

Наименование показателей	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Многоэтажный жилищный фонд, в том числе по кадастровым кварталам:	1,107	0,830	0,899	0,166	0,489	0,151	0,164	0,198	0,155	0,226	0,225	0,145	0,22	0,258	0,213	0,216	0,158	0,295	0,168
№ жилого квартала																			
15	0	0,233	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0,054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29 а	0,046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,22	0,258	0,213	0,216	0,158	0,295	0,168
34	0,296	0	0,28	0	0	0,055	0,061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	0	0	0	0,091	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35 а	0	0	0,072	0	0	0	0	0	0	0,226	0,225	0,145	0	0	0	0	0	0	0
47	0,691	0,381	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
49	0	0,162	0,547	0,075	0,489	0,096	0,103	0,198	0,155	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
СУЗ	0,074	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

**Табл. 1.17. Прирост тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию в проектируемых зданиях общественно-делового фонда на период разработки или актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/час**

Наименование показателей	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Прирост тепловой нагрузки отопления и вентиляции	1,465	0,338	2,04	7,425	3,073	1,879	2,075	2,318	2,145	2,054	2,124	2,220	2,231	2,301	2,207	2,215	2,09	2,388	2,111
отопление	0,711	0,164	0,99	3,602	2,549	0,998	1,102	1,231	1,139	1,091	1,128	1,179	1,185	1,222	1,172	1,176	1,11	1,268	1,121
вентиляция	0,754	0,174	1,051	3,824	0,524	0,881	0,973	1,087	1,006	0,963	0,996	1,041	1,046	1,079	1,035	1,039	0,98	1,12	0,99
то же накопительным итогом, в том числе	1,465	1,803	3,843	11,268	14,341	16,220	18,295	20,613	22,758	24,812	26,936	29,156	31,387	33,688	35,895	38,110	40,200	42,588	44,699
Всего по поселению, в том числе по кадастровым кварталам:	1,465	0,338	2,04	7,425	3,073	1,879	2,075	2,318	2,145	2,054	2,124	2,22	2,231	2,301	2,207	2,215	2,09	2,388	2,111
№ жилого квартала/микрорайона																			
Квартал 5	0	0	0	0,49	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Квартал 8,9	0	0	0	0,18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0,13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0,12	0	0	0,04	0	0	0	0	0	0,25	0,32	0,39	0	0	0	0	0	0	0
25	0,02	0,13	0	1,16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,48	0,56	0,46	0,47	0,34	0,64	0,37
34	0	0,06	0	0,11	0,114	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0	0	0	0	0	0	0
35	0,13	0	0	0,65	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
46	0	0	0	0,37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
47	0	0	0	1,53	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
49	0	0	0	0,74	0,343	0,21	0,22	0,43	0,34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23б-29а	0	0	0	0,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Наименование показателей	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
35а	0	0	0,09	0,08	0,114	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
БСИ	0,12	0	0	1,1	0,883	0,54	0,68	0,68	0,68	0,62	0,64	0,66	0,65	0,65	0,64	0,65	0,65	0,65	0,65
промзона	0,27	0	1,65	0,48	1,210	0,74	0,87	0,87	0,75	0,81	0,81	0,82	0,81	0,8	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81
Строителей	0	0,1	0,12	0,26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
гор больница	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
СУЗ	0	0,01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9 а	0,13	0	0,15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
прочие	0,68	0,03	0,03	0	0,409	0,25	0,16	0,19	0,23	0,23	0,21	0,2	0,21	0,22	0,22	0,21	0,21	0,21	0,22

**Табл. 1.18. Прирост тепловой нагрузки на горячее водоснабжение в проектируемых зданиях общественно-делового фонда на период разработки или актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/час**

Наименование показателей	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Прирост тепловой нагрузки горячего водоснабжения фонда, Гкал/ч <sup>2</sup> ,	0,079	0,018	0,111	0,403	0,181	0,105	0,116	0,13	0,12	0,115	0,119	0,124	0,125	0,129	0,124	0,124	0,117	0,134	0,118
то же накопительным итогом, в том числе по кадастровым кварталам:	0,079	0,097	0,208	0,611	0,792	0,897	1,013	1,143	1,263	1,378	1,497	1,621	1,746	1,875	1,999	2,123	2,240	2,374	2,492
№ жилого квартала/микрорайона																			
Квартал 5	0	0	0	0,027	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Квартал 8,9	0	0	0	0,01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0,007	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0,006	0	0	0,002	0	0	0	0	0	0,014	0,018	0,022	0	0	0	0	0	0	0
25	0,001	0,007	0	0,063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,027	0,031	0,026	0,026	0,019	0,036	0,02
34	0	0,003	0	0,006	0,008	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0	0	0	0	0	0	0
35	0,007	0	0	0,035	0,016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
46	0	0	0	0,02	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
47	0	0	0	0,083	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
49	0	0	0	0,04	0,018	0,012	0,013	0,024	0,019	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
236-29а	0	0	0	0,005	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35а	0	0	0,005	0,004	0,011	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
БСИ	0,007	0	0	0,059	0,045	0,03	0,038	0,038	0,038	0,035	0,036	0,037	0,037	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036
промзона	0,014	0	0,09	0,026	0,059	0,042	0,049	0,049	0,042	0,045	0,045	0,046	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045
Строителей	0	0,006	0,006	0,014	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
гор больница	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
СУЗ	0	0,001	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9 а	0,007	0	0,008	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
прочие	0,037	0,002	0,002	0	0,023	0,014	0,009	0,011	0,013	0,013	0,012	0,011	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012



Табл. 1.19. Общий прирост тепловой нагрузки на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение в проектируемых и сносимых жилых и общественно-деловых зданиях и строениях на период, Гкал/час

Наименование показателей	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Прирост тепловой нагрузки отопления, вентиляции и горячего водоснабжения Гкал/ч	8,242	5,58	7,601	8,832	7,594	2,97	3,26	3,691	3,26	3,596	3,662	3,289	3,741	4,041	3,679	3,705	3,228	4,353	3,311
то же накопительным итогом, в том числе:	8,242	13,822	21,423	30,255	37,849	40,819	44,079	47,77	51,03	54,626	58,288	61,577	65,318	69,359	73,038	76,743	79,971	84,324	87,635
отопление	6,293	4,527	5,533	4,438	6,4	1,821	1,994	2,267	1,969	2,28	2,311	1,968	2,34	2,564	2,297	2,315	1,961	2,794	2,024
вентиляция	0,754	0,174	1,051	3,824	0,524	0,881	0,973	1,087	1,006	0,963	0,996	1,041	1,046	1,079	1,035	1,039	0,98	1,12	0,99
горячее водоснабжение	1,195	0,879	1,018	0,57	0,67	0,268	0,293	0,337	0,285	0,352	0,355	0,28	0,356	0,398	0,348	0,351	0,286	0,44	0,297

Общий прирост тепловой нагрузки (с учетом общественно-делового строительства и промышленных потребителей) на период с 2021 по 2034 год составит 49,786 Гкал/час.

### 1.3 Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, на каждом этапе

Потребление тепловой энергии промышленными потребителями происходит с коллекторов ТЭЦ.

Ниже представлены нагрузки и потребление тепловой энергии по отдельным предприятиям города.

**Табл. 1.20. Нагрузки ПАО «НКНХ»**

Среднегодовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	2016	2017	2018	2019	2020
В сетевой воде	122	118	122	131	119
В паре	1 622	1 671	1 679	1 629	н/д

**Табл. 1.21. Потребление тепловой энергии ПАО «НКНХ»**

Потребление тепловой энергии, Гкал в год	2016	2017	2018	2019	2020
В сетевой воде	616 390	593 551	613 574	659 280	601 930
В паре	14 208 543	14 641 126	14 707 909	14 272 726	н/д

**Табл. 1.22. Нагрузки АО «Нижекамсктехуглерод» (собственный источник т/с)**

Тепловая нагрузка при температуре наружного воздуха, равной -32 °С (расчетная), Гкал/ч	2016	2017	2018	2019	2020
	факт	факт	факт	факт	факт
В сетевой воде, в т.ч.					
горячее водоснабжение (ГВС)					
отопление					
вентиляция					
технология					
В паре, в т.ч.	69,3	69,3	69,3	69,3	69,3
отопление	10	10	10	10	10
вентиляция					
технология	58,8	58,8	58,8	58,8	58,8
горячее водоснабжение (ГВС)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5

**Табл. 1.23. Потребление тепловой энергии АО «Нижекамсктехуглерод» (собственный источник т/с)**

<b>Потребление тепловой энергии, Гкал в год</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
В сетевой воде, в т.ч.					
горячее водоснабжение (ГВС)					
отопление					
вентиляция					
технология					
В паре, в т.ч.	392568	431255	363381	411600	357202
отопление	40936	52632	37351	39549	39626
вентиляция					
технология	349436	376439	323840	369867	314176
горячее водоснабжение (ГВС)	2196	2184	2190	2184	3400

**Табл. 1.24. Нагрузки АО «Танеко»**

Тепловая нагрузка при температуре наружного воздуха, равной -32 °С (расчетная), Гкал/ч	2016		2017		2018		2019		2020	
	договор	факт	договор	факт	договор	факт	договор	факт	договор	факт
В сетевой воде, в т.ч.	0,739	0,664	0,739	0,604	0,881	0,842	0,881	0,82	0,912	1,119
горячее водоснабжение (ГВС)										
отопление	0,739	0,664	0,739	0,604	0,881	0,842	0,881	0,82	0,912	1,119
вентиляция										
технология										
В паре, в т.ч.	336,3	224,1	352,4	203,6	341,9	307,8	299,3	331,4	331,4	439,8
отопление										
вентиляция										
технология	336,3	224,1	352,4	203,6	341,9	307,8	299,3	331,4	331,4	439,8

**Табл. 1.25. Потребление тепловой энергии АО «Танеко»**

Потребление тепловой энергии, Гкал в год		2016	2017	2018	2019	2020
1	В сетевой воде, в т.ч.	1 482	1 309	1 909	1 856	2 120
1.1	горячее водоснабжение (ГВС)					
1.2	отопление	1 482	1 309	1 909	1 856	2 120
1.3	вентиляция					
1.4	технология					
2	В паре, в т.ч.	1 189 486	1 186 784	1 768 848	2 182 774	2 642 822
2.1	отопление					
2.2	вентиляция					
2.3	технология	1 189 486	1 186 784	1 768 848	2 182 774	2 642 822

**Табл. 1.26. Тепловые нагрузки ООО «Энергошинсервис»**

Тепловая нагрузка при температуре наружного воздуха, равной -32 °С (расчетная), Гкал/ч	2016		2017		2018		2019		2020	
	договор	факт	договор	факт	договор	факт	договор	факт	договор	факт
В сетевой воде, в т.ч.										
горячее водоснабжение (ГВС)										
отопление	56,8	58,9	60,9	59,2	59,1	60,9	59,1	54,2	59,8	51,1
вентиляция										
технология										
В паре, в т.ч.										
отопление										
вентиляция										
технология	119,4	111,6	119,7	116,4	122,1	120,6	122,1	100,4	128,8	97,2

**Табл. 1.27. Потребление тепловой энергии ООО «Энергошинсервис»**

Потребление тепловой энергии, Гкал в год	2016	2017	2018	2019	2020
В сетевой воде, в т.ч.					
горячее водоснабжение (ГВС)					
отопление	298 414	292 466	302 766	285 147	277 156
вентиляция					
технология					
В паре, в т.ч.					
отопление					
вентиляция					
технология	979 976	1 019 750	1 056 702	936 726	915 224

В Табл. 1.28 приведены нагрузки и объем потребления тепловой энергии от ООО «Нижекамская ТЭЦ».

**Табл. 1.28. Нагрузки и объем потребления тепловой энергии промышленными потребителями от ООО «Нижекамская ТЭЦ» в 2020 году**

Потребители	Нагрузки, Гкал/час				Отпуск, Гкал/год
	ОТ	В	ГВС	пар	
АО «Танеко» свыше 15 ата	-	-	-	231	2 020 209
АО «Танеко» 45 ата	-	-	-	71	622 613
ПАО «Нижекамскнефтехим» свыше 15 ата	-	-	-	289	665 691

**Табл. 1.29. Нагрузки промышленных потребителей от ТЭЦ филиала АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ»**

Наименование потребителя	Отопление	Вентиляция	Технологические нужды	Пар	Всего
	Гкал/час				
ПАО «Нижекамскнефтехим»	115	-	-	1144	1259
ПАО «Нижекамскшина»	82	-	-	147	229
АО «ТАИФ-НК»	0,08	6,77	7,47	39,9	54,2
ИТОГО:	197,08	6,77	7,47	1330,9	1542,2

В связи с отсутствием утвержденных планов по перепрофилированию производственных зон оценить прирост объемов потребления тепловой энергии с приемлемой долей вероятности не представляется возможным.

Избыток тепловой мощности по отдельным единицам территориального деления в перспективе позволит подключить новые и реконструируемые малые и средние предприятия без внесения существенных изменений в Схему теплоснабжения города.

При этом в схеме теплоснабжения учтены прогнозы промышленных потребителей по изменению объемов покупки тепловой энергии от нижекамских ТЭЦ. Так, учтен прогноз ПАО «ТАИФ-НК» о снижении покупки тепловой энергии в виде пара от филиала АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ» до значения в 650 тыс. Гкал в год, начиная с 2021-ого года.

**Табл. 1.30. Утверждаемый баланс тепловой энергии в системе теплоснабжения ЕТО-1 при реализации сценария №2 (см. Главу 5 Шифр (009.16.СТ-ОМ.005.000))**

[illegible]

№	Баланс	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
5.2	в т. ч. потери в сетях ГВС (включаются в полезный отпуск)	37 577*	37 577*	65 791	65 791	65 791	65 791	65 791	65 791	65 791	65 791	65 791	65 791	65 791	65 791	65 791	65 791
6	Полезный отпуск потребителям АО "Татэнерго", присоединенным к сетям ВКиЭХ	1 045 729	1 059 847	1 062 793	1 072 597	1 083 374	1 089 677	1 097 087	1 104 631	1 110 770	1 118 426	1 127 009	1 134 493	1 142 051	1 148 186	1 157 676	1 164 065
7	Поставка тепловой энергии для производства ГВС АО "ВКиЭХ"	251 640	251 640	251 640	251 640	251 640	251 640	251 640	251 640	251 640	251 640	251 640	251 640	251 640	251 640	251 640	251 640
8	Полезный отпуск АО «Татэнерго» потребителям по г. Нижнекамск	1 372 667	1 382 207	1 418 480	1 428 284	1 439 060	1 445 364	1 452 774	1 460 318	1 466 457	1 474 113	1 482 696	1 490 179	1 497 737	1 503 873	1 513 362	1 519 752
9	Полезный отпуск АО «ВКиЭХ»	1 410 244	1 419 784	1 380 223	1 390 028	1 400 804	1 407 107	1 414 517	1 422 061	1 428 200	1 435 856	1 444 440	1 451 923	1 459 481	1 465 616	1 475 106	1 481 496

Примечание: \*- согласно показателям, определенным утвержденной схемой и договорами между ТСО



Табл. 1.31. Прогнозный отпуск тепловой и электрической энергии по источнику теплоснабжения Филиал АО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» на 2021-2034 гг.

Показатель	Един. изм.	2018	2019	2020*	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал		18 151	17 496	17 328	17 330	17 333	17 336	17 344	17 351	17 357	17 359	17 362	17 365	17 367	17 371	17 373	17 375
Расход тепловой энергии на собственные нужды	тыс. Гкал		212	264	238,8	238,8	238,8	238,8	238,8	238,8	238,8	238,8	238,8	238,8	238,8	238,8	238,8	238,8
Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ, в том числе:	тыс. Гкал	17 954	17 939	17 232	17 089	17 091	17 094	17 097	17 105	17 112	17 118	17 120	17 123	17 126	17 128	17 132	17 134	17 136
из производственных отборов	тыс. Гкал		79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79
из теплофикационных отборов	тыс. Гкал		2 532	2 539	2 365	2 368	2 371	2 375	2 384	2 393	2 400	2 403	2 407	2 410	2 413	2 417	2 420	2 423
из отборов противодавления	тыс. Гкал		13 414	12 700	12 731	12 730	12 730	12 729	12 728	12 726	12 725	12 724	12 723	12 723	12 722	12 722	12 721	12 720
из конденсаторов	тыс. Гкал		119	119	119	119	119	119	119	119	119	119	119	119	119	119	119	119
из ПВК	тыс. Гкал		11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
из РОУ	тыс. Гкал		1 784	1 784	1 784	1 784	1 784	1 784	1 784	1 784	1 784	1 784	1 784	1 784	1 784	1 784	1 784	1 784
Отпуск тепловой энергии в горячей воде, в том числе	тыс. Гкал	1 793	2 070	2 078	1 934	1 936	1 939	1 942	1 949	1 956	1 962	1 965	1 968	1 970	1 973	1 976	1 979	1 981
в сети АО "Татэнерго"	тыс. Гкал	1 091	1 049	1 057	913	915	918	921	928	935	941	944	947	949	952	955	958	960
прочее	тыс. Гкал	702	1 021	1 021	1 021	1 021	1 021	1 021	1 021	1 021	1 021	1 021	1 021	1 021	1 021	1 021	1 021	1 021
Отпуск тепловой энергии в паре, в том числе	тыс. Гкал	16 161	15 868	15 154	15 154	15 154	15 154	15 154	15 154	15 154	15 154	15 154	15 154	15 154	15 154	15 154	15 154	15 154
в ТАИФ-НК	тыс. Гкал	1 364	1 364	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650
Прочим потребителям	тыс. Гкал	14 797	14 504	14 504	14 504	14 504	14 504	14 504	14 504	14 504	14 504	14 504	14 504	14 504	14 504	14 504	14 504	14 504
Потери тепловой энергии	тыс. Гкал		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Выработка электрической энергии всего, в том числе	тыс. кВтч		4 881 043	4 881 043	4 881 043	4 881 043	4 881 043	4 881 043	4 881 043	4 881 043	4 881 043	4 881 043	4 881 043	4 881 043	4 881 043	4 881 043	4 881 043	4 881 043
на тепловом потреблении	тыс. кВтч		4 560 583	4 560 583	4 524 316	4 525 010	4 525 727	4 526 457	4 528 371	4 530 327	4 531 903	4 532 630	4 533 366	4 534 086	4 534 808	4 535 514	4 536 254	4 536 963
в конденсационном режиме	тыс. кВтч		320 460	320 460	356 727	356 033	355 316	354 586	352 672	350 716	349 140	348 413	347 677	346 957	346 235	345 529	344 789	344 080
Расход электрической энергии на собственные нужды, в том числе	млн кВт-ч		577 649	576 240	575 970	575 975	575 980	575 986	576 000	576 015	576 026	576 032	576 037	576 043	576 048	576 053	576 059	576 064
расход электрической энергии на ТФУ	млн кВт-ч		35 407	33 998	33 728	33 733	33 738	33 744	33 758	33 773	33 784	33 790	33 795	33 801	33 806	33 811	33 817	33 822
отпуск электрической энергии с шин ТЭЦ	млн кВт-ч		4 303 394	4 304 803	4 305 073	4 305 068	4 305 063	4 305 057	4 305 043	4 305 028	4 305 017	4 305 011	4 305 006	4 305 000	4 304 995	4 304 990	4 304 984	4 304 979

Примечание: Филиал АО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» не предоставил фактические показатели за 2020 год.

**Табл. 1.32. Прогнозный отпуск тепловой и электрической энергии по источнику теплоснабжения ООО «Нижекамская ТЭЦ» на 2021-2034 гг**

Показатель	Един. изм.	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	3 627,15	3 493,69	3 705,25	3 534,63	4 224,81	4 379,01	4 382,81	4 387,61	4 391,41	4 391,91	4 392,41	4 392,81	4 398,11	4 404,21	4 409,31	4 414,41	4 418,21	4 425,31	4 429,21
Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ, в том числе:	тыс. Гкал	3 212,06	3 367,02	3 593,23	3 421,25	4 066,81	4 221,01	4 224,81	4 229,61	4 233,41	4 233,91	4 234,41	4 234,81	4 240,11	4 246,21	4 251,31	4 256,41	4 260,21	4 267,31	4 271,21
из производственных отборов;	тыс. Гкал	1 519,40	1 403,35	1 212,00	1225,576	830,69	2 168,22	2 167,87	2 167,42	2 168,25	2 169,39	2 170,52	2 171,67	2 172,42	2 172,97	2 173,68	2 174,39	2 175,28	2 175,81	2 176,58
из теплофикационных отборов	тыс. Гкал	753,07	752,02	850,894	762,232	758,30	909,30	913,65	919,13	923,46	924,04	924,61	925,06	931,02	938,07	943,88	949,70	953,94	962,02	966,56
из отборов противодавления	тыс. Гкал	149,32	448,12	392,48	246,473	1478,042	228,27	228,23	228,19	226,97	225,78	224,60	223,41	222,19	220,94	219,72	218,49	217,28	216,04	214,82
из конденсаторов	тыс. Гкал																			
из ПВК	тыс. Гкал																			
из РОУ	тыс. Гкал	790,28	763,53	1 137,85	1 186,96	999,78	915,21	915,06	914,87	914,73	914,71	914,69	914,67	914,49	914,23	914,03	913,83	913,71	913,44	913,26
Потери тепловой энергии	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расход тепловой энергии на собственные нужды	тыс. Гкал	415,093	126,666	112,026	113,386	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00
Отпуск тепловой энергии на сторону, в том числе:	тыс. Гкал	3 209,56	3 364,61	3 590,66	3 418,88	4 064,76	4 221,01	4 224,81	4 229,61	4 233,41	4 233,91	4 234,41	4 234,81	4 240,11	4 246,21	4 251,31	4 256,41	4 260,21	4 267,31	4 271,21
отпуск ГВ в сети АО "Татэнерго"	тыс. Гкал	750,561	749,613	848,325	762,232	756,2	912,5	916,3	921,1	924,9	925,4	925,9	926,3	931,6	937,7	942,8	947,9	951,7	958,8	962,7
отпуск пара, в том числе:	тыс. Гкал	2458,997	2 615,00	2 742,33	2 656,64	3 308,51	3 308,51	3 308,51	3 308,51	3 308,51	3 308,51	3 308,51	3 308,51	3 308,51	3 308,51	3 308,51	3 308,51	3 308,51	3 308,51	3 308,51
отпуск пара в ПАО "НКНХ"	тыс. Гкал	1269,511	1428,214	973,486	473,87	665,7	665,7	665,7	665,7	665,7	665,7	665,7	665,7	665,7	665,7	665,7	665,7	665,7	665,7	665,7
отпуск пара в АО "Танеко", Гкал	тыс. Гкал	1189,486	1186,784	1 768,85	2 182,77	2 642,82	2 642,82	2 642,82	2 642,82	2 642,82	2 642,82	2 642,82	2 642,82	2 642,82	2 642,82	2 642,82	2 642,82	2 642,82	2 642,82	2 642,82
Выработка электрической энергии всего, в том числе	тыс. кВтч	2 320,62	1 361,22	1 167,44	1 407,57	1 328,47	1 399,00	1 399,00	1 399,00	1 399,00	1 399,00	1 399,00	1 399,00	1 399,00	1 399,00	1 399,00	1 399,00	1 399,00	1 399,00	1 399,00
на тепловом потреблении	тыс. кВтч	1 191,60	1 009,04	969,105	894,143	1010,522	986,6	986,6	986,6	986,6	986,6	986,6	986,6	986,6	986,6	986,6	986,6	986,6	986,6	986,6
в конденсационном режиме	тыс. кВтч	1 129,02	352,172	198,339	513,43	317,951	412,4	412,4	412,4	412,4	412,4	412,4	412,4	412,4	412,4	412,4	412,4	412,4	412,4	412,4
Расход электрической энергии на собственные нужды, в том числе	млн кВт-ч	256,805	169,001	154,896	174,754	180,68	178,2	178,3	178,4	178,5	178,5	178,6	178,6	178,7	178,8	178,9	179,1	179,1	179,3	179,4
расход электрической энергии на ТФУ	млн кВт-ч	82,48	81,76	82,11	78,97	87,91	82,5	82,6	82,7	82,8	82,8	82,8	82,8	82,9	83	83,2	83,3	83,4	83,5	83,6
отпуск электрической энергии с шин ТЭЦ	млн кВт-ч	2 063,81	1 192,22	1 012,55	1 232,82	1 147,79	1 220,80	1 220,70	1 220,60	1 220,50	1 220,50	1 220,40	1 220,40	1 220,30	1 220,20	1 220,10	1 219,90	1 219,90	1 219,70	1 219,60

#### **1.4 Существующие и перспективные величины средневзвешенной плотности тепловой нагрузки в расчетном элементе территориального деления**

Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки - отношение тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии к площади территории, на которой располагаются объекты потребления тепловой энергии указанных потребителей, определяемое расчетного элемента.

Согласно Постановлению Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. N 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения":

- "расчетный элемент территориального деления" - территория поселения, городского округа, города федерального значения или ее часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения.

В таблице ниже представлены значения существующих и перспективных значений средневзвешенной плотности тепловой нагрузки. За расчетный элемент территориального деления принята территория г. Нижнекамска.

**Табл. 1.33. Существующие и перспективные значения средневзвешенной плотности тепловой нагрузки**

[illegible]

## **2 РАЗДЕЛ 2. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ**

### **2.1 Описание существующих и перспективных зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии**

В городе Нижнекамске централизованное теплоснабжение осуществляется от двух ТЭЦ двух различных теплогенерирующих компаний:

1. Филиал АО «ТГК-16» - Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1);
2. ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-2).

Часть тепловой энергии в виде пара и горячей воды отпускается ТЭЦ промышленным потребителям непосредственно с коллекторов.

Так, Нижнекамская ТЭЦ АО «ТГК-16» (ПТК-1) отпускает тепловую энергию с коллекторов для нужд ПАО «Нижнекамскнефтехим», ПАО «Нижнекамскшина», АО «ТАИФ-НК» в виде горячей воды и пара различных параметров. Отпуск пара и сетевой воды прямым промышленным потребителям осуществляется с коллекторов ТЭЦ непосредственно в сети промышленных потребителей.

ООО «Нижнекамская ТЭЦ» отпускает тепловую энергию в виде пара с коллекторов ТЭЦ для нужд ПАО «Нижнекамскнефтехим» и АО «Танеко».

Для нужд централизованного теплоснабжения обе ТЭЦ (ПТК-1 и ПТК-2) осуществляют отпуск тепловой энергии в виде горячей воды в магистральные теплопроводы, находящиеся на балансе филиала АО «Татэнерго» – «Нижнекамские тепловые сети».

Поставка тепловой энергии в сети АО «Татэнерго» осуществляется от коллекторов ТЭЦ в четыре тепломагистрали:

1. В тепловод ТВ-1 (Город-1) от ПТК-1. Диаметр трубопровода подачи – Ду800, диаметр трубопровода обратной воды – Ду700;
2. В тепловод ТВ-2 (Город-2) от ПТК-1. Диаметр подающего и обратного трубопроводов Ду700;
3. В тепловод ТВ-3 (М-3) от ПТК-2. Диаметр подающего и обратного трубопроводов Ду1000;
4. В тепловод ТВ-4 (БСИ) от ПТК-1. Диаметр подающего и обратного трубопроводов Ду700.

Схемы выдачи тепловой энергии в виде горячей воды от ТЭЦ ПТК-1 и ТЭЦ ПТК-2 представлены на Рис. 2.1, Рис. 2.2.



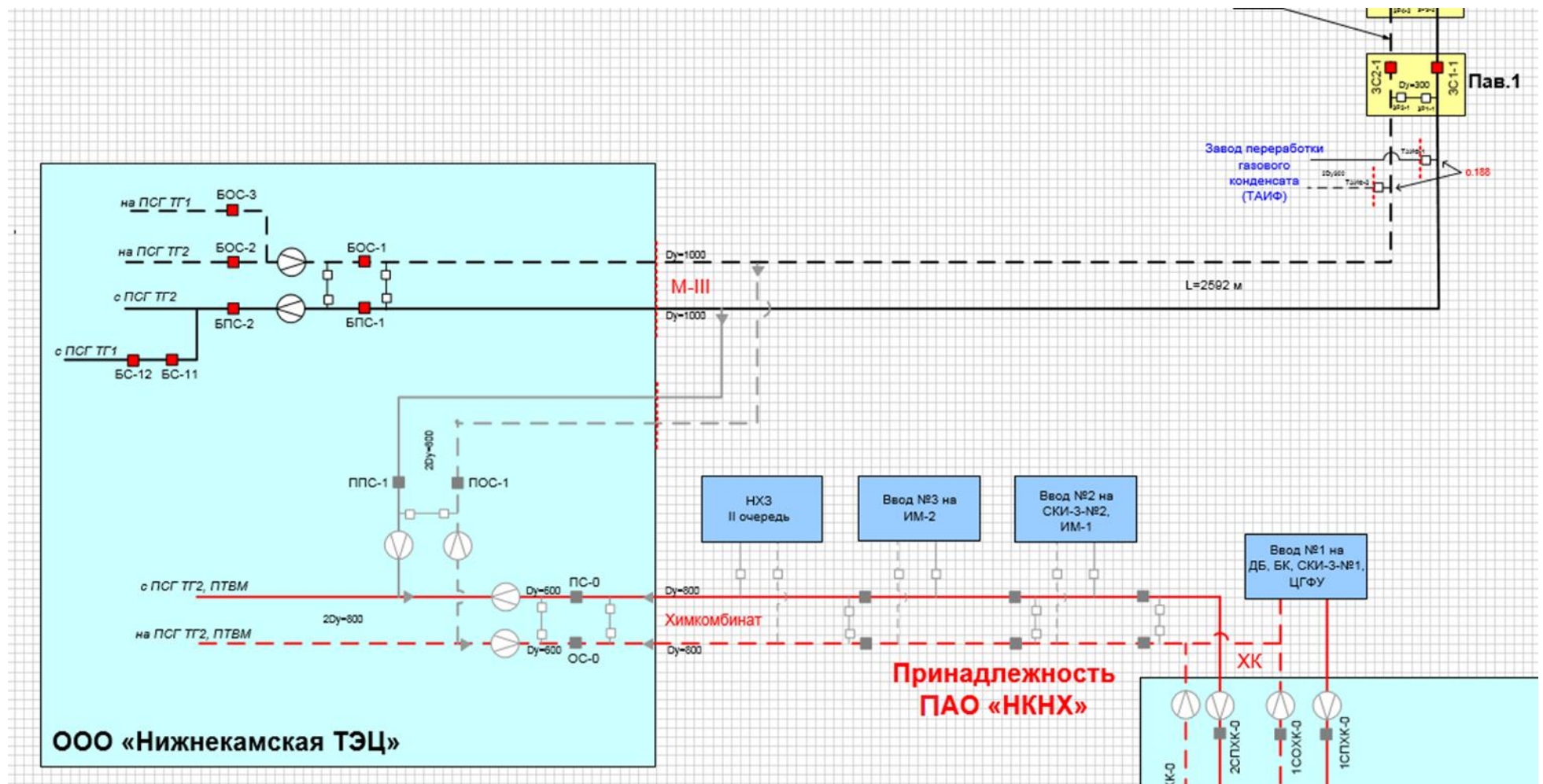


Рис. 2.2. Схема выдачи тепловой энергии в виде горячей воды от ООО «Нижнекамская ТЭЦ»

Филиал АО «Татэнерго» – «Нижнекамские тепловые сети» осуществляет покупку тепловой энергии в горячей воде с коллекторов ТЭЦ, обеспечивает передачу тепловой энергии по магистральным трубопроводам, а также осуществляет реализацию тепловой энергии конечным потребителям.

Реализация тепловой энергии АО «Татэнерго» осуществляется либо непосредственно от магистральных сетей АО «Татэнерго», либо через ЦТП и распределительные сети АО «Водопроводно-канализационное и энергетическое хозяйство» (АО «ВКиЭХ»).

При этом АО «ВКиЭХ» со своей стороны обеспечивает транспортировку тепловой энергии через распределительные сети, обслуживание этих сетей и ЦТП, а также осуществляет подключение новых потребителей к распределительным сетям системы теплоснабжения.

Функциональная структура системы централизованного теплоснабжения города Нижнекамска представлена на Рис. 2.3.



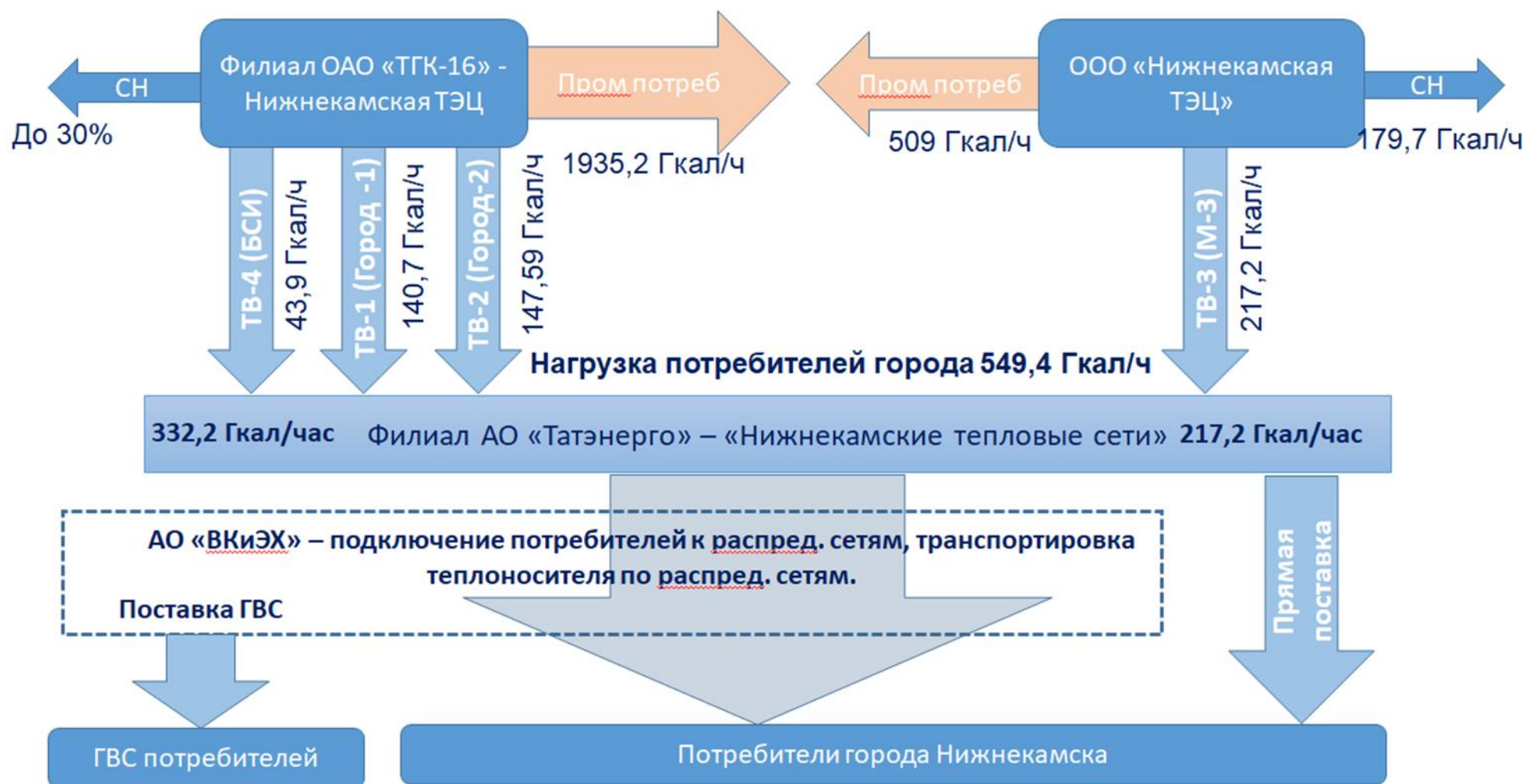


Рис. 2.3. Функциональная структура системы централизованного теплоснабжения города Нижнекамска



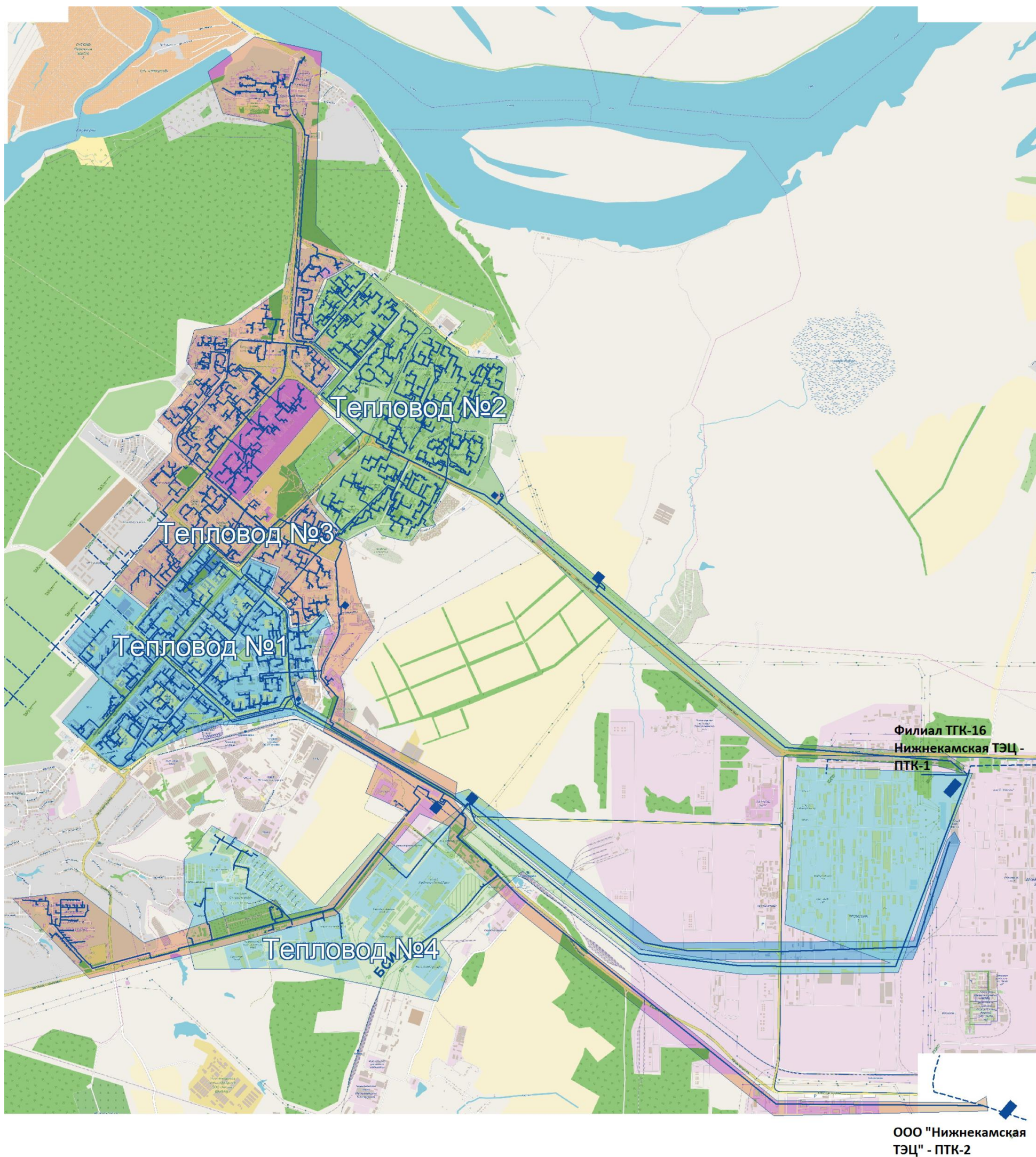


Рис. 2.4. Зоны действия централизованных источников теплоснабжения города Нижнекамска



Основными источниками теплоснабжения города являются источники тепловой мощности с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии – две ТЭЦ (ПТК-1 и ПТК-2).

Так как обе ТЭЦ раньше относились к одной теплоцентрали, они имеют поперечные связи в воде и паре.

Таким образом, АО «Татэнерго» имеет возможность обеспечивать теплоснабжения города по различным схемам включения магистральных тепловодов.

В настоящее время зоны действия ТЭЦ сложились следующим образом.

Филиал АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-1) обеспечивает потребность в паре и горячей воде для большей части промышленного кластера города Нижнекамска. Наиболее крупным промышленным потребителем является ПАО «Нижекамскнефтехим» - в 2017 году филиал АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ» отпустил ПАО «Нижекамскнефтехим» более 13,7 млн. Гкал тепловой энергии в виде пара и горячей воды, в 2018 году – более 14,3 млн. Гкал, что составляет 76,5 % в 2017 году и 78,8% в 2018 году от всего объема отпущенной ТЭЦ тепловой энергии.

Кроме того, Нижекамская ТЭЦ АО «ТГК-16» осуществляет поставки тепловой энергии потребителям города Нижнекамска и промзоны БСИ по трем тепловодам – ТВ-1 (Город-1), ТВ-2 (Город-2) и ТВ-4 (БСИ).

ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2) осуществляет теплоснабжения ряда промышленных потребителей - ПАО «Нижекамскнефтехим» (665,6 тыс. Гкал за 2020 год), АО «ТАНЕКО» (2, 6 млн. Гкал за 2020 год).

Теплоснабжение потребителей города ООО «Нижекамская ТЭЦ» осуществляет через тепловод ТВ-3.

Согласно требованиям статьи 18 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» распределение тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии в системе теплоснабжения между источниками тепловой энергии, поставляющими тепловую энергию в данной системе теплоснабжения, осуществляется органом, уполномоченным в соответствии с настоящим Федеральным законом на утверждение схемы теплоснабжения, путем внесения ежегодно изменений в схему теплоснабжения.

Кроме того, в схеме теплоснабжения должны быть определены условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении

надежности теплоснабжения. При наличии таких условий распределение тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии осуществляется на конкурсной основе в соответствии с критерием минимальных удельных переменных расходов на производство тепловой энергии источниками тепловой энергии.

Данные расходы, согласно п. 3.7 «Основ ценообразования в сфере теплоснабжения», утвержденных Постановлением Правительства РФ №1075 от 22.11.2012, определяются как произведение удельного расхода топлива на производство 1 Гкал тепловой энергии и плановой (расчетной) цены на топливо.

Таким образом, для распределения тепловых нагрузок и отпуска тепловой энергии должны быть выполнены следующие критерии:

1. определены условия, при которых поставка тепловой энергии от различных источников не приводит к нарушению надежности теплоснабжения;
2. распределение нагрузки осуществляется в соответствии с критерием минимальных удельных переменных расходов на производство тепловой энергии.

Так как и тариф на тепловую энергию в виде горячей воды, отпускаемую с коллекторов ТЭЦ, и величина расходов на топливо, отнесенная к 1 Гкал, для филиала АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ» выше, чем соответствующие значения, утвержденные на 2022 год Государственным комитетом по тарифам (Постановление ГКРТТ от 16.12.2020 № 454-90/тэ-2020, № 450-86/тэ-2020) для ООО «Нижекамская ТЭЦ», в актуализируемой на 2022 год схеме теплоснабжения предлагается осуществить перераспределение нагрузок между источниками теплоснабжения.

Для определения условий, при которых перераспределение отпуска тепловой энергии не приводит к нарушению надежности теплоснабжения, были проведены соответствующие расчеты в электронной модели системы теплоснабжения.

Как показали расчеты, существующая схема теплоснабжения города позволяет осуществлять перераспределение нагрузок в системе теплоснабжения между ТЭЦ города Нижнекамска в широких пределах (загрузка от 60 до 40 % любого из источников) при температуре наружного воздуха выше -10 °С.

Для реализации этого сценария (сценария №2, см. раздел 4) необходимо выполнить следующие мероприятия:

По тепловоду №2 отключить насосы ПНС-5, в ТК-43 осуществить монтаж отсекающих задвижек и отсечь участок тепловой сети в сторону ТК-38.

В данном режиме тепловод №2 будет работать только на мкр. № 10, 14а, 13,14, 12, и часть мкр. №11.

К тепловоду №3 подключаются мкр. №6, 6а, 8, 9.

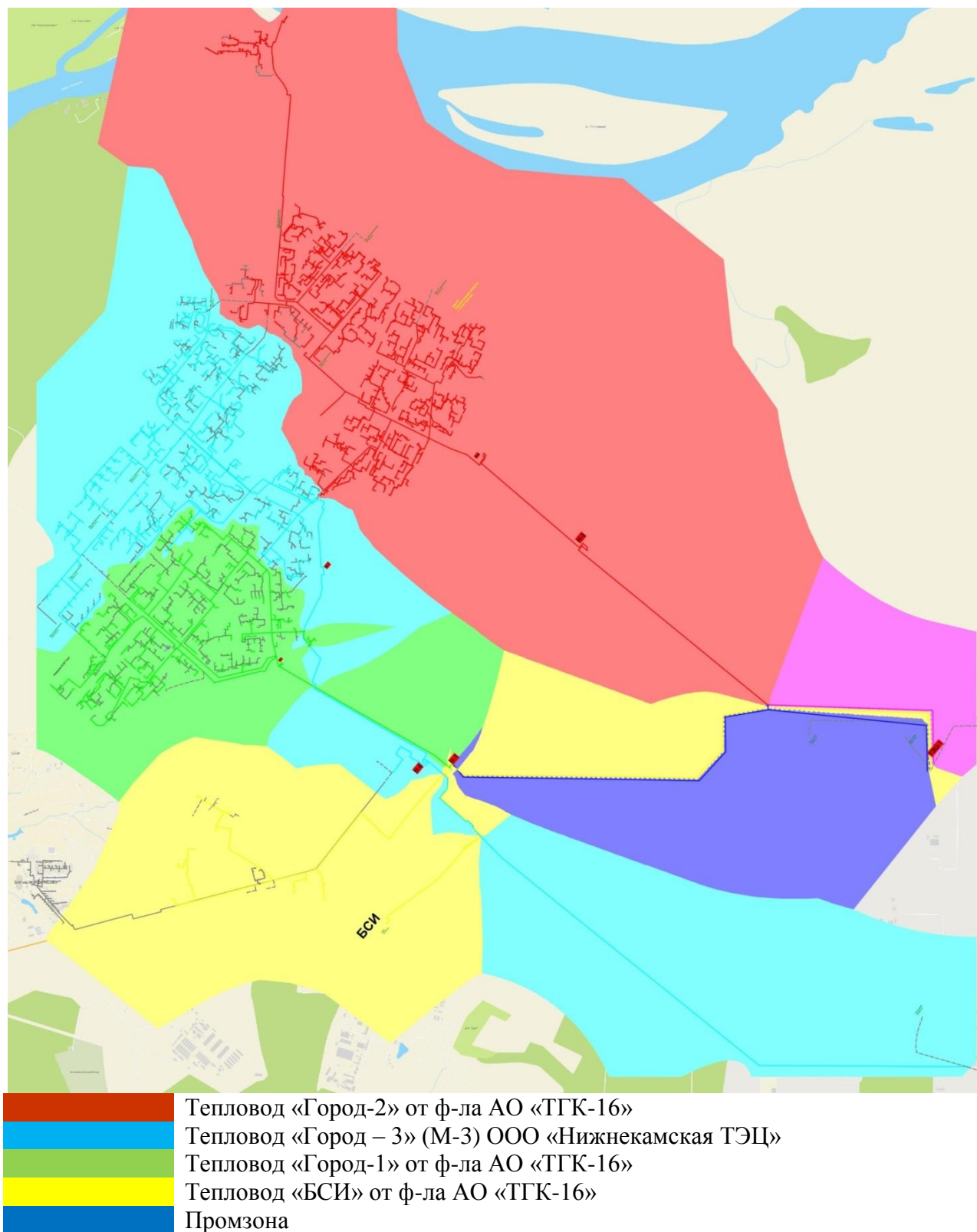
Для этого в ТК-38 необходимо отключить секционирующие задвижки 2 С13, 2 С 14.

В павильоне П4 открыть задвижки 3с11-4, 3с12-4.

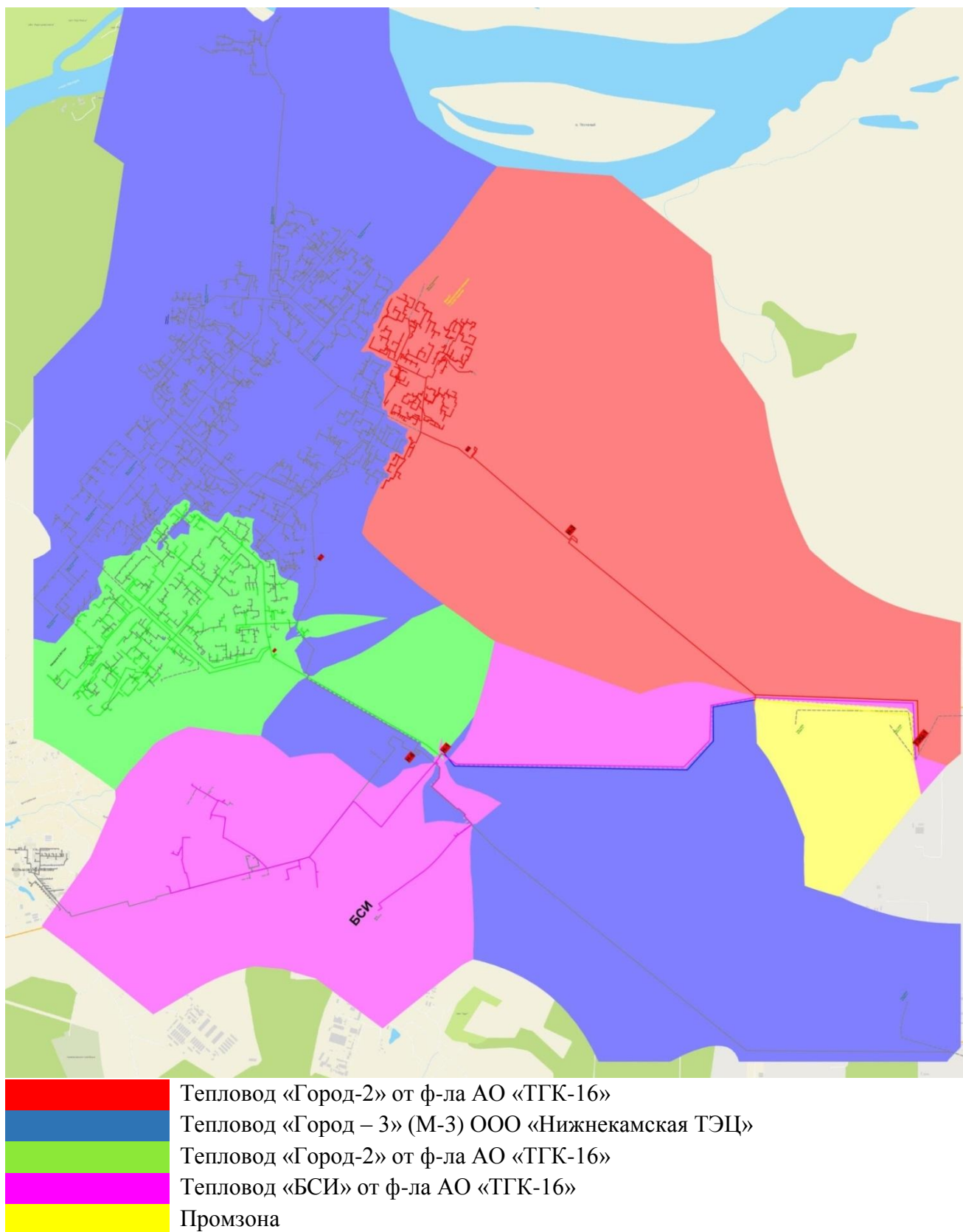
Открыть задвижки в ТК-69 и ТК-70.

Запитать от тепловода №3 мкр. №20, 19, 17, 21, 12, 11 и п. Красный ключ.

Включить насосы ПНС-7.



**Рис. 2.5. Существующие зоны действия источников теплоснабжения (сохраняются в зимний период)**



**Рис. 2.6. Предлагаемое изменение зон действия источников в осенний и весенний период**

## Функциональная структура системы теплоснабжения города Нижнекамска

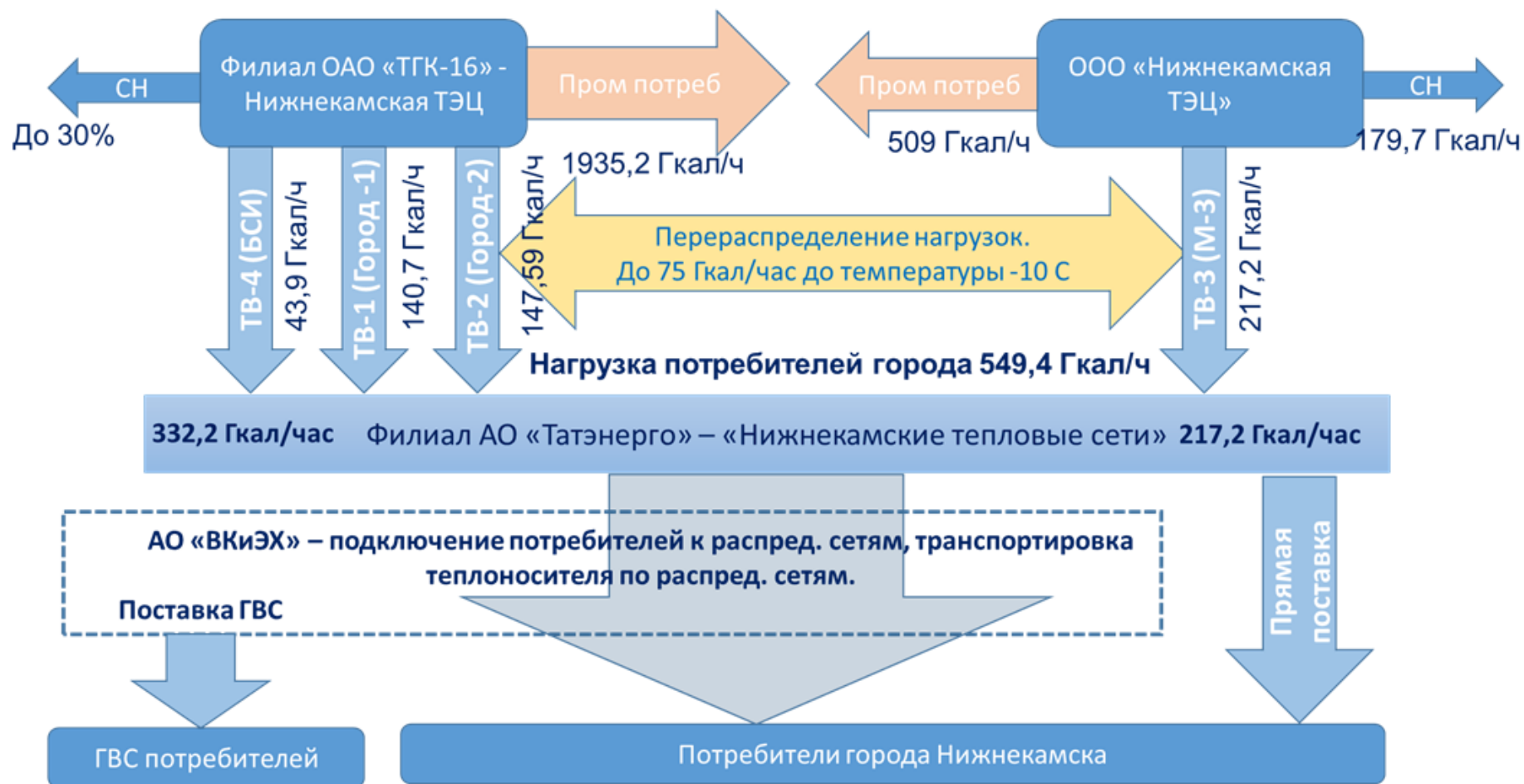


Рис. 2.7. Предлагаемое распределение нагрузки в осенний и весенний период (при температуре до -10С)



## **2.2 Описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии**

В настоящее время все планируемые к возведению объекты капитального строительства (за исключением ИЖС) предполагают подключение к централизованным источникам теплоснабжения – нижекамским ТЭЦ.

## **2.3 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки потребителей в зонах действия источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть, на каждом этапе**

Перспективные балансы тепловой мощности и нагрузки представлены в Табл. 2.1 и Табл. 2.2.

Нагрузка промышленных потребителей принимается неизменной.

Как видно из таблицы, оба источника тепловой энергии имеют резерв тепловой мощности для развития.

Табл. 2.1. Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, системы теплоснабжения Филиала АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ» в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1 , Гкал/ч

Наименование показателя	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Филиал АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ». Нагрузки на расчетную температуру																			
Установленная тепловая мощность, в том числе	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3439	3341	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746
отборы паровых турбин, в том числе	2806	2806	2806	2806	2806	2806	2806	2806	2499	2401	2806	2806	2806	2806	2806	2806	2806	2806	2806
производственных показателей	2303	2303	2303	2303	2303	2303	2303	2303	2218	1898	2303	2303	2303	2303	2303	2303	2303	2303	2303
теплофикационные	503	503	503	503	503	503	503	503	281	503	503	503	503	503	503	503	503	503	503
РОУ	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
ПВК	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740
Располагаемая тепловая мощность станции	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3439	3341	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	42,36	42,36	42,36	42,36	42,36	42,36	42,36	42,36	42,36	42,36	42,36	42,36	42,36	42,36	42,36	42,36	42,36	42,36	42,36
Потери в тепловых сетях в горячей воде, в том числе	53,41	53,48	53,54	53,57	53,01	52,45	51,89	51,33	50,77	50,27	49,78	49,87	49,91	49,95	49,98	50,02	50,06	50,1	50,14
М-1	25,85	25,92	25,98	26,01	25,46	24,89	24,33	23,77	23,21	22,71	22,22	22,31	22,35	22,39	22,43	22,47	22,51	22,55	22,59
М-2	14,77	14,77	14,77	14,77	14,77	14,77	14,77	14,77	14,77	14,77	14,77	14,77	14,77	14,77	14,77	14,77	14,77	14,77	14,77
М-4	12,78	12,78	12,78	12,78	12,78	12,78	12,78	12,78	12,78	12,78	12,78	12,78	12,78	12,78	12,78	12,78	12,78	12,78	12,78
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
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
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	821,1	823,21	824,76	827,19	829,30	831,20	833,00	834,90	837,70	841,30	844,70	847,80	849,70	851,50	853,30	855,20	857,00	858,90	860,70
Присоединенная непосредственно к коллекторам станции	378,22	378,5	378,5	380,24	381,2	382	382,9	383,8	384,6	385,5	386,4	387,2	388,1	388,9	389,8	390,6	391,4	392,3	393,1
отопление и вентиляция	358,2	358,4	358,4	360,1	361	361,8	362,6	363,5	364,2	365,1	365,9	366,7	367,5	368,3	369,1	369,9	370,7	371,5	372,3
горячее водоснабжение	20	20,1	20,1	20,2	20,2	20,2	20,3	20,3	20,4	20,4	20,5	20,5	20,6	20,6	20,7	20,7	20,7	20,8	20,8
М-1	188	189,8	191,4	192,1	192,6	193,7	194,6	195,6	197,6	200,3	202,8	205,1	206,1	207,1	208,0	209,1	210,1	211,1	212,1
отопление и вентиляция	130,3	131,9	133,2	133,8	134,3	135,10	135,90	136,70	138,60	140,90	143,10	145,10	145,90	146,80	147,60	148,50	149,40	150,20	151,10
горячее водоснабжение	57,7	57,9	58,1	58,2	58,3	58,60	58,70	58,90	59,00	59,40	59,70	60,00	60,20	60,30	60,40	60,60	60,70	60,90	61,00
М-2	203,9	203,9	203,9	203,9	204,5	204,5	204,5	204,5	204,5	204,5	204,5	204,5	204,5	204,5	204,5	204,5	204,5	204,5	204,5
отопление и вентиляция	142	142	142	142	142,6	142,60	142,6	142,6	142,6	142,6	142,6	142,6	142,6	142,6	142,6	142,6	142,6	142,6	142,6
горячее водоснабжение	61,9	61,9	61,9	61,9	61,9	61,9	61,9	61,9	61,9	61,9	61,9	61,9	61,9	61,9	61,9	61,9	61,9	61,9	61,9
М-4	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51
отопление и вентиляция	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
горячее водоснабжение	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Наименование показателя	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе	712,6	714,8	716,4	718,9	720,4	721,5	722,8	724,2	725,4	728,4	731,4	734,6	736,5	738,4	740,2	742,1	744	745,9	747,8
На город, в том числе	380,4	382,3	383,9	384,6	385,2	385,5	385,9	386,3	386,8	388,9	391	393,4	394,4	395,4	396,5	397,5	398,5	399,6	400,6
М-1	135,5	137,4	138,9	139,6	140,7	141,6	142,6	143,6	144,6	147,2	149,8	152,1	153,1	154	155	156	157	158	159
отопление и вентиляция	112,4	114	115,3	115,9	116,9	117,6	118,5	119,3	120,2	122,4	124,7	126,7	127,5	128,4	129,2	130,1	130,9	131,8	132,6
горячее водоснабжение	23,1	23,4	23,6	23,7	23,8	24	24,1	24,2	24,4	24,7	25,1	25,4	25,5	25,7	25,8	25,9	26,1	26,2	26,3
М-2	147,6	147,6	147,6	147,6	147,6	147,6	147,6	147,6	147,6	147,6	147,6	147,6	147,6	147,6	147,6	147,6	147,6	147,6	147,6
отопление и вентиляция	122,4	122,4	122,4	122,4	122,4	122,4	122,4	122,4	122,4	122,4	122,4	122,4	122,4	122,4	122,4	122,4	122,4	122,4	122,4
горячее водоснабжение	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2
М-4	43,9	43,9	43,9	43,9	43,9	43,9	43,9	43,9	43,9	43,9	43,9	43,9	43,9	43,9	43,9	43,9	43,9	43,9	43,9
отопление и вентиляция	43,4	43,4	43,4	43,4	43,4	43,4	43,4	43,4	43,4	43,4	43,4	43,4	43,4	43,4	43,4	43,4	43,4	43,4	43,4
горячее водоснабжение	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Промышленные потребители в горячей воде	332,2	332,5	332,5	334,2	335,2	336	336,9	337,8	338,6	339,5	340,3	341,2	342,1	342,9	343,8	344,6	345,5	346,3	347,2
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	1857,7	1857,7	1857,7	1857,7	1857,7	1857,7	1857,7	1857,7	1857,7	1857,7	1857,7	1857,7	1857,7	1857,7	1857,7	1857,7	1857,7	1857,7	1857,7
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в паре (на коллекторах станции)	2073	2073	2073	2073	2073	2073	2073	2073	2073	2073	2073	2073	2073	2073	2073	2073	2073	2073	2073
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	969,5	967,3	965,7	963,2	961,6	960,6	959,3	957,9	649,7	548,7	950,7	947,5	945,6	943,8	941,9	940	938,1	936,2	934,3
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	916,1	913,9	912,3	909,8	908,3	907,2	905,9	904,5	596,2	495,3	897,3	894,1	892,2	890,3	888,5	886,6	884,7	882,8	880,9
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	3297,9	3297,9	3297,9	3297,9	3297,9	3297,9	3297,9	3297,9	2990,9	2892,9	3297,9	3297,9	3297,9	3297,9	3297,9	3297,9	3297,9	3297,9	3297,9
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	2441,3	2443,2	2444,6	2446,8	2448,1	2449,1	2450,3	2451,4	2452,6	2455,1	2457,8	2460,6	2462,2	2463,9	2465,5	2467,2	2468,8	2470,5	2472,1
Филиал АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ». Нагрузки при существующем балансе на -10С																			
Установленная тепловая мощность, в том числе	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3 746	3 607	3 366	3 746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746
отборы паровых турбин, в том числе	2806	2806	2806	2806	2806	2806	2806	2 806	2 667	2 426	2 806	2806	2806	2806	2806	2806	2806	2806	2806
производственных показателей	2303	2303	2303	2303	2303	2303	2303	2 303	2 166	1 923	2 303	2303	2303	2303	2303	2303	2303	2303	2303
теплофикационные	503	503	503	503	503	503	503	503	366	503	503	503	503	503	503	503	503	503	503
РОУ	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
ПВК	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740

Наименование показателя	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Располагаемая тепловая мощность станции	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3 746	3 607	3 366	3 746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8
Потери в тепловых сетях в горячей воде, в том числе	37,4	37,5	37,5	37,6	37,6	37,6	37,6	37,7	37,7	37,8	37,8	37,9	37,9	37,9	38	38	38	38	38,1
М-1	18,5	18,5	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6	18,7	18,7	18,8	18,8	18,9	18,9	18,9	19	19	19	19	19,1
М-2	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4
М-4	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5
Потери в паропроводах	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	683,4	684,8	685,8	688	689,74	691,1	692,6	694,1	695,6	698,1	700,7	703	704,6	706	707,6	709	710,6	712	713,5
Присоединенная непосредственно к коллекторам станции	378,2	378,5	378,5	380,2	381,2	382	382,9	383,8	384,6	385,5	386,3	387,2	388,1	388,9	389,8	390,6	391,5	392,3	393,2
отопление и вентиляция	218,5	218,6	218,6	219,7	220,2	220,7	221,2	221,7	222,2	222,7	223,2	223,7	224,2	224,7	225,2	225,6	226,1	226,6	227,1
горячее водоснабжение	18	18,1	18,1	18,1	18,2	18,2	18,3	18,3	18,3	18,4	18,4	18,5	18,5	18,6	18,6	18,6	18,7	18,7	18,8
М-1	131,4	132,6	133,6	134,1	134,42	134,98	135,58	136,18	136,88	138,48	140,28	141,68	142,38	142,98	143,68	144,28	144,98	145,58	146,18
отопление и вентиляция	79,5	80,5	81,3	81,6	81,95	82,35	82,85	83,35	83,95	85,25	86,65	87,85	88,35	88,85	89,45	89,95	90,45	90,95	91,45
горячее водоснабжение	51,9	52,1	52,3	52,4	52,47	52,63	52,73	52,83	52,93	53,23	53,63	53,83	54,03	54,13	54,23	54,33	54,53	54,63	54,73
М-2	142,3	142,3	142,3	142,3	142,72	142,72	142,72	142,72	142,72	142,72	142,72	142,72	142,72	142,72	142,72	142,72	142,72	142,72	142,72
отопление и вентиляция	86,6	86,6	86,6	86,6	87,02	87,02	87,02	87,02	87,02	87,02	87,02	87,02	87,02	87,02	87,02	87,02	87,02	87,02	87,02
горячее водоснабжение	55,7	55,7	55,7	55,7	55,7	55,7	55,7	55,7	55,7	55,7	55,7	55,7	55,7	55,7	55,7	55,7	55,7	55,7	55,7
М-4	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4
отопление и вентиляция	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5
горячее водоснабжение	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе	381,9	383,4	384,5	386,7	388,4	389,8	391,4	392,9	394,4	397	399,7	402,1	403,6	405,1	406,6	408,1	409,7	411,2	412,7
На город	251,1	252,3	253,3	253,8	254,5	255,1	255,8	256,5	257,2	258,9	260,7	262,2	262,9	263,6	264,2	264,9	265,6	266,2	266,9
М-1	89,4	90,6	91,6	92	92,7	93,3	94	94,6	95,3	96,9	98,7	100,1	100,8	101,4	102,1	102,7	103,3	104	104,6
отопление и вентиляция	68,6	69,5	70,4	70,7	71,3	71,8	72,3	72,8	73,3	74,7	76,1	77,3	77,8	78,3	78,8	79,4	79,9	80,4	80,9
горячее водоснабжение	20,8	21	21,2	21,3	21,5	21,6	21,7	21,8	21,9	22,2	22,6	22,9	23	23,1	23,2	23,3	23,5	23,6	23,7
М-2	97,3	97,3	97,3	97,3	97,3	97,3	97,3	97,3	97,3	97,3	97,3	97,3	97,3	97,3	97,3	97,3	97,3	97,3	97,3
отопление и вентиляция	74,7	74,7	74,7	74,7	74,7	74,7	74,7	74,7	74,7	74,7	74,7	74,7	74,7	74,7	74,7	74,7	74,7	74,7	74,7
горячее водоснабжение	22,7	22,7	22,7	22,7	22,7	22,7	22,7	22,7	22,7	22,7	22,7	22,7	22,7	22,7	22,7	22,7	22,7	22,7	22,7
М-4	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9
отопление и вентиляция	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5

Наименование показателя	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
горячее водоснабжение	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Промышленные потребители в горячей воде	130,9	131,1	131,1	132,9	133,9	134,6	135,6	136,5	137,3	138,1	139	139,8	140,7	141,5	142,4	143,3	144,1	145	145,8
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	1 857,70	1 857,70	1 857,70	1 857,70	1 857,70	1 857,70	1 857,70	1 857,70	1 857,70	1 857,70	1 857,70	1 857,70	1 857,70	1 857,70	1 857,70	1 857,70	1 857,70	1 857,70	1 857,70
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в паре (на коллекторах станции)	2 073,00	2 073,00	2 073,00	2 073,00	2 073,00	2 073,00	2 073,00	2 073,00	2 073,00	2 073,00	2 073,00	2 073,00	2 073,00	2 073,00	2 073,00	2 073,00	2 073,00	2 073,00	2 073,00
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	<b>1 140,50</b>	<b>1 138,90</b>	<b>1 137,90</b>	<b>1 135,70</b>	<b>1 134,00</b>	<b>1 132,60</b>	<b>1 131,00</b>	<b>1 129,40</b>	<b>989</b>	<b>745,1</b>	<b>1 122,70</b>	<b>1 120,30</b>	<b>1 118,80</b>	<b>1 117,30</b>	<b>1 115,70</b>	<b>1 114,20</b>	<b>1 112,70</b>	<b>1 111,20</b>	<b>1 109,70</b>
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	<b>1 264,10</b>	<b>1 262,50</b>	<b>1 261,50</b>	<b>1 259,30</b>	<b>1 257,60</b>	<b>1 256,20</b>	<b>1 254,60</b>	<b>1 253,00</b>	<b>1 112,60</b>	<b>868,7</b>	<b>1 246,30</b>	<b>1 243,90</b>	<b>1 242,40</b>	<b>1 240,90</b>	<b>1 239,40</b>	<b>1 237,80</b>	<b>1 236,30</b>	<b>1 234,80</b>	<b>1 233,30</b>
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	3 314,70	3 314,70	3 314,70	3 314,70	3 314,70	3 314,70	3 314,70	3 314,70	3 175,70	2 934,40	3 314,70	3 314,70	3 314,70	3 314,70	3 314,70	3 314,70	3 314,70	3 314,70	3 314,70
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	2 151,50	2 152,80	2 153,70	2 155,70	2 157,20	2 158,40	2 159,80	2 161,20	2 162,50	2 164,70	2 167,00	2 169,10	2 170,50	2 171,80	2 173,10	2 174,50	2 175,80	2 177,10	2 178,50
<b>Филиал АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ». Перераспределение нагрузок -10С</b>																			
Установленная тепловая мощность, в том числе	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746
отборы паровых турбин, в том числе	2806	2806	2806	2806	2806	2806	2806	2806	2806	2806	2806	2806	2806	2806	2806	2806	2806	2806	2806
производственных показателей	2303	2303	2303	2303	2303	2303	2303	2303	2303	2303	2303	2303	2303	2303	2303	2303	2303	2303	2303
теплофикационные	503	503	503	503	503	503	503	503	503	503	503	503	503	503	503	503	503	503	503
РОУ	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
ПВК	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740
Располагаемая тепловая мощность станции	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8
Потери в тепловых сетях в горячей воде, в том числе	37,4	37,5	37,5	37,6	37,6	33,3	33,3	33,4	33,4	33,5	33,5	33,6	33,6	33,6	33,7	33,7	33,7	33,7	33,8
М-1	18,5	18,5	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6	18,7	18,7	18,8	18,8	18,9	18,9	18,9	19	19	19	19	19,1
М-2	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	6,6	6,6	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7
М-4	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1
Потери в паропроводах	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7

Наименование показателя	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	685,4	686,6	687,6	688	689,74	691,1	692,6	694,1	695,6	698,1	700,7	703	704,6	706	707,6	709	710,6	712	713,5
Присоединенная непосредственно к коллекторам станции	380,2	380,2	380,2	380,2	380,2	380,2	380,2	380,2	380,2	380,2	380,2	380,2	380,2	380,2	380,2	380,2	380,2	380,2	380,2
отопление и вентиляция	218,5	218,6	218,6	219,7	220,2	220,7	221,2	221,7	222,2	222,7	223,2	223,7	224,2	224,7	225,2	225,6	226,1	226,6	227,1
горячее водоснабжение	18	18,1	18,1	18,1	18,2	18,2	18,3	18,3	18,3	18,4	18,4	18,5	18,5	18,6	18,6	18,6	18,7	18,7	18,8
М-1	131,4	132,6	133,6	134,1	134,42	134,98	135,58	136,18	136,88	138,48	140,28	141,68	142,38	142,98	143,68	144,28	144,98	145,58	146,18
отопление и вентиляция	79,5	80,5	81,3	81,6	81,95	82,35	82,85	83,35	83,95	85,25	86,65	87,85	88,35	88,85	89,45	89,95	90,45	90,95	91,45
горячее водоснабжение	51,9	52,1	52,3	52,4	52,47	52,63	52,73	52,83	52,93	53,23	53,63	53,83	54,03	54,13	54,23	54,33	54,53	54,63	54,73
М-2	142,3	142,3	142,3	142,3	142,72	142,72	142,72	142,72	142,72	142,72	142,72	142,72	142,72	142,72	142,72	142,72	142,72	142,72	142,72
отопление и вентиляция	86,6	86,6	86,6	86,6	87,02	87,02	87,02	87,02	87,02	87,02	87,02	87,02	87,02	87,02	87,02	87,02	87,02	87,02	87,02
горячее водоснабжение	55,7	55,7	55,7	55,7	55,7	55,7	55,7	55,7	55,7	55,7	55,7	55,7	55,7	55,7	55,7	55,7	55,7	55,7	55,7
М-4	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4
отопление и вентиляция	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5
горячее водоснабжение	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе	381,9	383,4	384,5	386,7	388,4	308,2	309,7	311,3	312,8	315,4	318	320,4	322	323,5	325	326,5	328	329,6	331,1
На город	348,4	252,3	350,7	351,1	254,5	173,5	174,2	174,8	175,6	177,3	179,1	180,6	181,3	181,9	182,6	183,3	183,9	184,6	185,3
М-1+М-2 (перераспределение нагрузок)	186,7	187,9	188,9	189,4	190,1	108,6	109,2	109,9	110,5	112,2	113,9	115,4	116	116,7	117,3	118	118,6	119,2	119,9
отопление и вентиляция	143,2	144,2	145	145,4	146	83,4	83,9	84,4	84,9	86,2	87,5	88,6	89,1	89,6	90,1	90,6	91,1	91,6	92,1
горячее водоснабжение	43,5	43,7	43,9	44	44,1	25,2	25,3	25,5	25,7	26	26,4	26,8	26,9	27,1	27,2	27,4	27,5	27,7	27,8
М-4	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6
отопление и вентиляция	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	31,2	31,2	31,2	31,2	31,2	31,2	31,2	31,2	31,2	31,2	31,2	31,2	31,2	31,2
горячее водоснабжение	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Промышленные потребители в горячей воде	130,9	131,1	131,1	132,9	133,9	134,6	135,6	136,5	137,3	138,1	139	139,8	140,7	141,5	142,4	143,3	144,1	145	145,8
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	1 857,70	1 857,70	1 857,70	1 857,70	1 857,70	1 857,70	1 857,70	1 857,70	1 857,70	1 857,70	1 857,70	1 857,70	1 857,70	1 857,70	1 857,70	1 857,70	1 857,70	1 857,70	1 857,70
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в паре (на коллекторах станции)	2 073,00	2 073,00	2 073,00	2 073,00	2 073,00	2 073,00	2 073,00	2 073,00	2 073,00	2 073,00	2 073,00	2 073,00	2 073,00	2 073,00	2 073,00	2 073,00	2 073,00	2 073,00	2 073,00
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	<b>1 138,40</b>	<b>1 137,20</b>	<b>1 136,20</b>	<b>1 135,70</b>	<b>1 135,00</b>	<b>1 138,60</b>	<b>1 138,00</b>	<b>1 137,30</b>	<b>1 136,60</b>	<b>1 134,90</b>	<b>1 133,10</b>	<b>1 131,60</b>	<b>1 130,90</b>	<b>1 130,20</b>	<b>1 129,60</b>	<b>1 128,90</b>	<b>1 128,20</b>	<b>1 127,60</b>	<b>1 126,90</b>
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	<b>1 264,10</b>	<b>1 262,50</b>	<b>1 261,50</b>	<b>1 259,30</b>	<b>1 257,60</b>	<b>1 337,80</b>	<b>1 336,20</b>	<b>1 334,60</b>	<b>1 333,20</b>	<b>1 330,60</b>	<b>1 327,90</b>	<b>1 325,50</b>	<b>1 324,00</b>	<b>1 322,50</b>	<b>1 321,00</b>	<b>1 319,40</b>	<b>1 317,90</b>	<b>1 316,40</b>	<b>1 314,90</b>
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	3 314,70	3 314,70	3 314,70	3 314,70	3 314,70	3 314,70	3 314,70	3 314,70	3 314,70	3 314,70	3 314,70	3 314,70	3 314,70	3 314,70	3 314,70	3 314,70	3 314,70	3 314,70	3 314,70

Наименование показателя	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	2 151,50	2 152,80	2 153,70	2 155,70	2 157,20	2 086,90	2 088,20	2 089,60	2 090,90	2 093,20	2 095,50	2 097,60	2 098,90	2 100,30	2 101,60	2 102,90	2 104,30	2 105,60	2 106,90

**Табл. 2.2. Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, системы теплоснабжения ООО «Нижекамская ТЭЦ» в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1 , Гкал/ч**

Наименование показателя	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
ООО «Нижекамская ТЭЦ». Нагрузки на расчетную температуру																			
Установленная тепловая мощность, в том числе	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580
отборы паровых турбин, в том числе	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220
производственных показателей	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
теплофикационные	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220
РОУ																			
ПВК	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360
Располагаемая тепловая мощность станции	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	114,4	67,7	85,4	77,5	77,5	77,5	77,5	77,5	77,5	77,5	77,5	77,5	77,5	77,5	77,5	77,5	77,5	77,5	77,5
Потери в тепловых сетях в горячей воде, в том числе	36,4	36,7	36,8	37	37,1	37,1	37,2	37,3	37,3	37,3	37,3	37,4	37,4	37,5	37,6	37,7	37,7	37,8	37,9
М-3	36,4	36,7	36,8	37	37,1	37,1	37,2	37,3	37,3	37,3	37,3	37,4	37,4	37,5	37,6	37,7	37,7	37,8	37,9
Потери в паропроводах	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	278,7	284,8	288,9	294	300,4	301,7	303,1	304,8	306,3	306,5	306,7	306,8	308,7	310,9	312,7	314,6	316,0	318,5	320,0
М-3	278,7	284,8	288,9	294	300,4	301,7	303,1	304,8	306,3	306,5	306,7	306,8	308,7	310,9	312,7	314,6	316,0	318,5	320,0
отопление и вентиляция	198,9	204,2	207,7	212,1	217,9	219	220,2	221,7	223	223,1	223,3	223,4	225	226,9	228,5	230,1	231,3	233,5	234,8
горячее водоснабжение	79,8	80,6	81,2	81,9	82,5	82,7	82,9	83,1	83,3	83,4	83,4	83,4	83,7	84	84,2	84,5	84,7	85	85,2

Наименование показателя	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе	158,5	164,9	169,1	174,5	176,2	177,5	179	180,8	182,3	182,5	182,7	182,9	184,8	187,1	189	191	192,4	195	196,5
М-3	122,1	128,2	132,3	137,4	139,1	140,4	141,8	143,6	145	145,2	145,3	145,5	147,4	149,6	151,4	153,3	154,7	157,2	158,7
отопление и вентиляция	98	103,3	106,8	111,2	112,7	113,8	115	116,5	117,7	117,9	118	118,2	119,8	121,7	123,3	124,9	126,1	128,3	129,5
горячее водоснабжение	24,1	25	25,5	26,2	26,4	26,6	26,8	27	27,2	27,3	27,3	27,3	27,6	27,9	28,1	28,4	28,6	28,9	29,1
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в паре (на коллекторах станции)	515,7	515,7	515,7	515,7	515,7	515,7	515,7	515,7	515,7	515,7	515,7	515,7	515,7	515,7	515,7	515,7	515,7	515,7	515,7
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	629,9	670,2	648,3	650,9	644,4	643,1	641,6	639,8	638,3	638,1	637,9	637,7	635,8	633,5	631,6	629,6	628,2	625,6	624
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	754,1	794,1	772,1	774,4	772,6	771,2	769,7	767,8	766,2	766	765,8	765,7	763,6	761,2	759,2	757,2	755,7	753	751,4
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	1 100,00	1 146,70	1 129,00	1 136,90	1 136,90	1 136,90	1 136,90	1 136,90	1 136,90	1 136,90	1 136,90	1 136,90	1 136,90	1 136,90	1 136,90	1 136,90	1 136,90	1 136,90	1 136,90
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	696,2	701,6	705,1	709,7	711,1	712,3	713,5	715	716,3	716,4	716,6	716,7	718,4	720,3	721,9	723,6	724,8	727	728,3
ООО «Нижнекамская ТЭЦ». Нагрузки при существующем балансе на -10С																			
Установленная тепловая мощность, в том числе	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580
отборы паровых турбин, в том числе	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220
производственных показателей	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
теплофикационные	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220
РОУ																			
ПВК	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360
Располагаемая тепловая мощность станции	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	102,9	60,9	76,9	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8



Наименование показателя	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Потери в тепловых сетях в горячей воде, в том числе	25,2	25,3	25,4	25,6	25,6	25,6	25,7	25,7	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,9	25,9	26	26	26,1	26,1
М-3	25,2	25,3	25,4	25,6	25,6	25,6	25,7	25,7	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,9	25,9	26	26	26,1	26,1
Потери в паропроводах	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	193,1	197,1	199,7	203,1	207,3	208,2	209,1	210,3	211,4	211,4	211,6	211,6	213,1	214,6	215,8	217,1	218	219,8	220,8
М-3	193,1	197,1	199,7	203,1	207,3	208,2	209,1	210,3	211,4	211,4	211,6	211,6	213,1	214,6	215,8	217,1	218	219,8	220,8
отопление и вентиляция	121,3	124,6	126,7	129,4	150,4	151,1	151,9	153,0	153,9	153,9	154,1	154,1	155,3	156,6	157,7	158,8	159,6	161,1	162,0
горячее водоснабжение	71,8	72,6	73,1	73,7	56,9	57,1	57,2	57,3	57,5	57,5	57,5	57,5	57,8	58,0	58,1	58,3	58,4	58,7	58,8
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе	152,6	156,8	159,5	163	164,1	165	165,9	167,1	168,1	168,2	168,3	168,4	169,7	171,2	172,5	173,7	174,6	176,3	177,3
М-3	127,5	131,5	134,1	137,4	138,5	139,4	140,3	141,4	142,3	142,5	142,6	142,7	143,9	145,3	146,5	147,7	148,6	150,3	151,2
отопление и вентиляция	103,2	106,4	108,5	111,2	112,1	112,8	113,5	114,5	115,2	115,3	115,4	115,5	116,5	117,6	118,6	119,6	120,3	121,6	122,4
горячее водоснабжение	24,3	25,1	25,6	26,2	26,4	26,6	26,7	27	27,1	27,2	27,2	27,2	27,4	27,7	27,9	28,2	28,3	28,6	28,8
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в паре (на коллекторах станции)	515,7	515,7	515,7	515,7	515,7	515,7	515,7	515,7	515,7	515,7	515,7	515,7	515,7	515,7	515,7	515,7	515,7	515,7	515,7
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	738,4	776,3	757,6	761,1	756,9	756	755	753,8	752,6	752,6	752,4	752,4	750,9	749,3	748,1	746,7	745,8	743,9	742,9
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	808,2	846	827,4	831	829,8	829	828	826,8	825,9	825,7	825,6	825,5	824,2	822,7	821,5	820,2	819,3	817,6	816,6
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	1 111,70	1 153,70	1 137,80	1 144,90	1 144,90	1 144,90	1 144,90	1 144,90	1 144,90	1 144,90	1 144,90	1 144,90	1 144,90	1 144,90	1 144,90	1 144,90	1 144,90	1 144,90	1 144,90
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	621,3	624,8	627	630	630,9	631,7	632,5	633,5	634,3	634,4	634,5	634,6	635,7	636,9	638	639	639,8	641,2	642,1
ООО «Нижнекамская ТЭЦ». Перераспределение нагрузок -10С																			
Установленная тепловая мощность, в том числе	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580

Наименование показателя	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
отборы паровых турбин, в том числе	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220
производственных показателей	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
теплофикационные	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220
РОУ																			
ПВК	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360
Располагаемая тепловая мощность станции	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	102,9	60,9	76,9	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8
Потери в тепловых сетях в горячей воде, в том числе	25,2	25,3	25,4	25,6	25,6	29,9	30	30	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,2	30,2	30,3	30,3	30,4	30,4
М-3	25,2	25,3	25,4	25,6	25,6	34,9	35	35	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,2	35,2	35,3	35,3	35,4	35,4
Потери в паропроводах	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	193,1	197,1	199,7	203,1	207,3	208,2	209,1	210,3	211,4	211,4	211,6	211,6	213,1	214,6	215,8	217,1	218	219,8	220,8
М-3	193,1	197,1	199,7	203,1	207,3	208,2	209,1	210,3	211,4	211,4	211,6	211,6	213,1	214,6	215,8	217,1	218	219,8	220,8
отопление и вентиляция	121,3	124,6	126,7	129,4	150,4	151,1	151,9	153	153,9	153,9	154,1	154,1	155,3	156,6	157,7	158,8	159,6	161,1	162
горячее водоснабжение	71,8	72,6	73,1	73,7	56,9	57,1	57,2	57,3	57,5	57,5	57,5	57,5	57,8	58	58,1	58,3	58,4	58,7	58,8
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе	152,6	156,8	159,5	163	164,1	246,6	247,5	248,7	249,7	249,8	249,9	250,1	251,3	252,8	254,1	255,3	256,3	258	259
М-3	127,5	131,5	134,1	137,4	138,5	211,7	212,6	213,7	214,7	214,8	214,9	215	216,2	217,7	218,9	220,1	221	222,6	223,5
отопление и вентиляция	103,2	106,4	108,5	111,2	112,1	168,7	169,4	170,4	171,1	171,2	171,3	171,4	172,4	173,5	174,5	175,5	176,2	177,5	178,3
горячее водоснабжение	24,3	25,1	25,6	26,2	26,4	43	43,2	43,4	43,6	43,6	43,6	43,6	43,9	44,1	44,4	44,6	44,8	45,1	45,2
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в паре (на коллекторах станции)	515,7	515,7	515,7	515,7	515,7	515,7	515,7	515,7	515,7	515,7	515,7	515,7	515,7	515,7	515,7	515,7	515,7	515,7	515,7
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	738,4	776,3	757,6	761,1	756,9	756	755	753,8	752,6	752,6	752,4	752,4	750,9	749,3	748,1	746,7	745,8	743,9	742,9
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	808,2	846	827,4	831	829,8	747,3	746,4	745,2	744,2	744,1	744	743,9	742,6	741,1	739,9	738,6	737,7	736	735

Наименование показателя	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	1 111,70	1 153,70	1 137,80	1 144,90	1 144,90	1 144,90	1 144,90	1 144,90	1 144,90	1 144,90	1 144,90	1 144,90	1 144,90	1 144,90	1 144,90	1 144,90	1 144,90	1 144,90	1 144,90
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	621,3	624,8	627	630	630,9	631,7	632,5	633,5	634,3	634,4	634,5	634,6	635,7	636,9	638	639	639,8	641,2	642,1

## **2.4 Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей в случае, если зона действия источника тепловой энергии расположена в границах двух или более поселений, городских округов либо в границах городского округа (поселения) и города федерального значения или городских округов (поселений) и города федерального значения, с указанием величины тепловой нагрузки для потребителей каждого поселения, городского округа, города федерального значения**

Источники тепловой энергии с зонами действия, расположенными в границах двух или более поселений, городских округов, отсутствуют.

## **2.5 Радиус эффективного теплоснабжения, определяемый в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения**

Согласно п.30, ст.2, ч.2 ФЗ № 190 от 27.07.2010г. радиус эффективного теплоснабжения - 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 случаях, когда существующие источники тепловой энергии не планируется модернизировать или подключать к ним новых потребителей с прокладкой новых тепловых сетей, расчёт радиуса эффективного теплоснабжения не производится, поскольку в нём нет необходимости.

В настоящее время методика определения радиуса эффективного теплоснабжения не утверждена федеральными органами исполнительной власти в сфере теплоснабжения.

Для оценки радиуса эффективного теплоснабжения воспользуемся формулой простой окупаемости:

$$S_1 * R_{эф} + S_2 * dQ = dP * dQ_n.$$

Откуда получим:

$$R_{эф} = (dP - S_2) * dQ / S_1, \text{ где:}$$

$R_{эф}$  - Радиус эффективного теплоснабжения, км.

$S_1 = 26,2$  - Усредненная стоимость строительства 1 км трубопровода, млн руб./км.

$S_2=5,5$  - Усредненная приведенная стоимость ввода 1 Гкал/ч, млн руб.\*час/Гкал.

$dQ$  - Вводимая дополнительная мощность в результате реконструкции, Гкал/час.

$dQ_H$  – Подключаемая нагрузка новых потребителей, Гкал/час.

$dP$  - Приведенная прибыль предприятия за срок жизни инвестиционного проекта при реализации подключенной нагрузки 1 Гкал/ч, млн руб.\*час/Гкал.

$dP = C_T * k * Q_H * T * 10^{(-6)}$ , где:

$T=30$  - Срок жизни инвестиционного проекта, лет.

$C_T$  - Стоимость (тариф) тепловой энергии на границе балансовой ответственности теплосетевой компании и потребителя, руб./Гкал;

$K$  - Коэффициент чистой прибыли.

$Q_H = (\text{Гкал/час}) * (t_{вн} - t_{от.ср}) * T_{от.п.} / (t_{вн} - t_p)$  - Потребление тепловой энергии за год потребителем, с подключенной договорной нагрузкой 1 Гкал/час, Гкал/год.

$t_{вн}=21$  - Расчетная температура внутреннего воздуха, °С.

$t_{от.ср}=-5,2$  - Средняя температура наружного воздуха за отопительный период, °С.

$t_p=-32$  - Расчетная температура наружного воздуха, °С.

$T_{от.п.}=5016$  - Продолжительность отопительного периода, час.

**Табл. 2.3. Радиусы эффективного теплоснабжения Нижнекамских ТЭЦ**

Источник	Подключаемая нагрузка к 2034 году, Гкал/час	Радиус эффективного теплоснабжения $R_{эф}$ , км
Филиал АО «ТГК-16» - Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)	35,78	15,2
ООО «Нижнекамская ТЭЦ»	14,00	14,7

Подключаемые перспективные нагрузки находятся внутри радиусов эффективного теплоснабжения. Подключение новых потребителей к существующим источникам теплоснабжения экономически оправдано.

### **3 РАЗДЕЛ 3. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ**

#### **3.1 Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей**

Балансы производительности ВПУ ООО «Нижекамская ТЭЦ» приведены в Табл. 3.1 и Табл. 3.2.

Балансы производительности ВПУ филиала АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ» приведены в Табл. 3.3 и Табл. 3.4.

Как видно из приведенных балансов, на ТЭЦ филиала АО «ТГК-16» наблюдается дефицит производительности ВПУ для подпитки тепловой сети.

**Табл. 3.1 Перспективный баланс производительности ВПУ ООО «Нижекамская ТЭЦ» для подпитки тепловой сети**

Наименование параметра	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Производительность ВПУ	т/ч	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Средневзвешенный срок службы	лет	Ремонт 1 раз в 3 года по графику																	
Располагаемая производительность	т/ч	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Собственные нужды ВПУ	т/ч	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	Ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Емкость баков аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Нормативная подпитка	т/ч	234	236	212	214	261	263	265	267	269	271	273	275	278	280	282	284	287	289
Резерв / дефицит ВПУ	т/ч	65,31	63,31	87,31	85,31	38,31	36,31	34,31	32,31	30,31	28,31	26,31	24,31	21,31	19,31	17,31	15,31	12,31	10,31
Аварийная подпитка	т/ч	625	630	566	571	697	701	707	712	718	723	728	734	741	747	752	757	765	770

**Табл. 3.2 Перспективный баланс производительности ВПУ ООО «Нижекамская ТЭЦ» для подпитки котлов**

Наименование параметра	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Производительность ВПУ	т/ч	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800
Средневзвешенный срок службы	лет	Ремонт 1 раз в 3 года по графику																	
Располагаемая производительность	т/ч	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200
Собственные нужды	т/ч	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	Ед.	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Емкость баков аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Нормативная подпитка	т/ч	288	280	285	263	277	282	287	292	297	303	309	315	321	327	255	255	256	257
Резерв / дефицит ВПУ	т/ч	787	795	790	812	798	793	788	783	777	772	766	760	754	748	820	820	819	818
Аварийная подпитка	т/ч	768	748	759	702	738	751	765	779	793	808	823	839	856	872	679	681	683	684



**Табл. 3.3 Перспективный баланс производительности ВПУ филиала АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ» для подпитки тепловой сети**

Наименование параметра	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Производительность ВПУ	т/ч	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550
Средневзвешенный срок службы	лет	Ремонт 1 раз в 3 года по графику																	
Располагаемая производительность	т/ч	430	430	430	430	430	430	430	430	430	430	430	430	430	430	430	430	430	430
Собственные нужды ВПУ	т/ч	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	Ед.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Нормативная подпитка	т/ч	458	460	462	462	425	425	425	425	425	425	425	425	425	425	425	425	425	425
Резерв / дефицит ВПУ	т/ч	- 39	- 40	- 42	- 42	- 6	- 6	- 6	- 6	- 6	- 6	- 6	- 6	- 6	- 6	- 6	- 6	- 6	- 6
Аварийная подпитка	т/ч	1 222	1 226	1 231	1 231	1 133	1 133	1 133	1 133	1 133	1 133	1 133	1 133	1 133	1 133	1 133	1 133	1 133	1 133

**Табл. 3.4 Перспективный баланс производительности ВПУ филиала АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ» для подпитки котлов**

Наименование параметра	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Производительность ВПУ	т/ч	2930	2930	2930	3130	3130	3130	3130	3130	3130	3130	3130	3130	3130	3130	3130	3130	3130	3130
Средневзвешенный срок службы	лет	Ремонт 1 раз в 3 года по графику																	
Располагаемая производительность	т/ч	2410	2410	2410	2610	2610	2610	2610	2610	2610	2610	2610	2610	2610	2610	2610	2610	2610	2610
Собственные нужды	т/ч	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	Ед.	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Нормативная подпитка	т/ч	270	270	270	260	257	257	257	257	257	257	257	257	257	257	257	257	257	257
Резерв / дефицит ВПУ	т/ч	1 620	1 620	1 620	1 830	1 830	1 830	1 830	1 830	1 830	1 830	1 830	1 830	1 830	1 830	1 830	1 830	1 830	1 830
Аварийная подпитка	т/ч	720	720	720	692	686	686	686	686	686	686	686	686	686	686	686	686	686	686

### **3.2 Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения**

Для открытых и закрытых систем теплоснабжения следует предусматривать дополнительную аварийную подпитку химически неподготовленной и недеаэрированной водой, расход которой равен 2% ёмкости воды в трубопроводах тепловой сети и присоединённых к ним системах отопления, вентиляции и системах горячего водоснабжения для открытых систем теплоснабжения.

При наличии нескольких отдельных тепловых сетей, которые отходят от коллектора источника тепловой энергии, аварийную подпитку допускается определять только для наибольшей по объёму тепловой сети.

Для открытых систем теплоснабжения аварийную подпитку следует обеспечивать только из систем хозяйственно питьевого водоснабжения.

Объём воды в системах теплоснабжения (при отсутствии данных о фактическом объёме воды) допускается принимать 65 м<sup>3</sup> на 1 МВт расчётной тепловой нагрузки при закрытой системе теплоснабжения, 70 м<sup>3</sup> на 1 МВт - при открытой системе и 30 м<sup>3</sup> на 1 МВт средней нагрузки - при обособленных сетях горячего водоснабжения.

В закрытых системах теплоснабжения на источниках тепловой энергии мощностью 100 МВт и более следует устанавливать баки запаса химически подготовленной воды ёмкостью 3% от ёмкости воды в системе теплоснабжения. Схема включения баков запаса должна обеспечивать беспрерывное обновление воды в баках. Внутренняя поверхность баков должна быть защищена от коррозии.

Для источников тепловой энергии мощностью менее 100 МВт необходимость применения баков запаса подпиточной воды определяют по расчётам проекта. Количество баков, независимо от системы теплоснабжения, принимают не менее двух с 50% от расчётной ёмкости.

При возникновении аварийной ситуации на любом участке магистрального трубопровода возможно организовать обеспечение подпитки тепловой сети из зоны действия соседнего источника путем использования связи между магистральными трубопроводами источников или за счет использования существующих баков аккумуляторов. При серьезных авариях, в случае недостаточного объема подпитки химически обработанной воды,

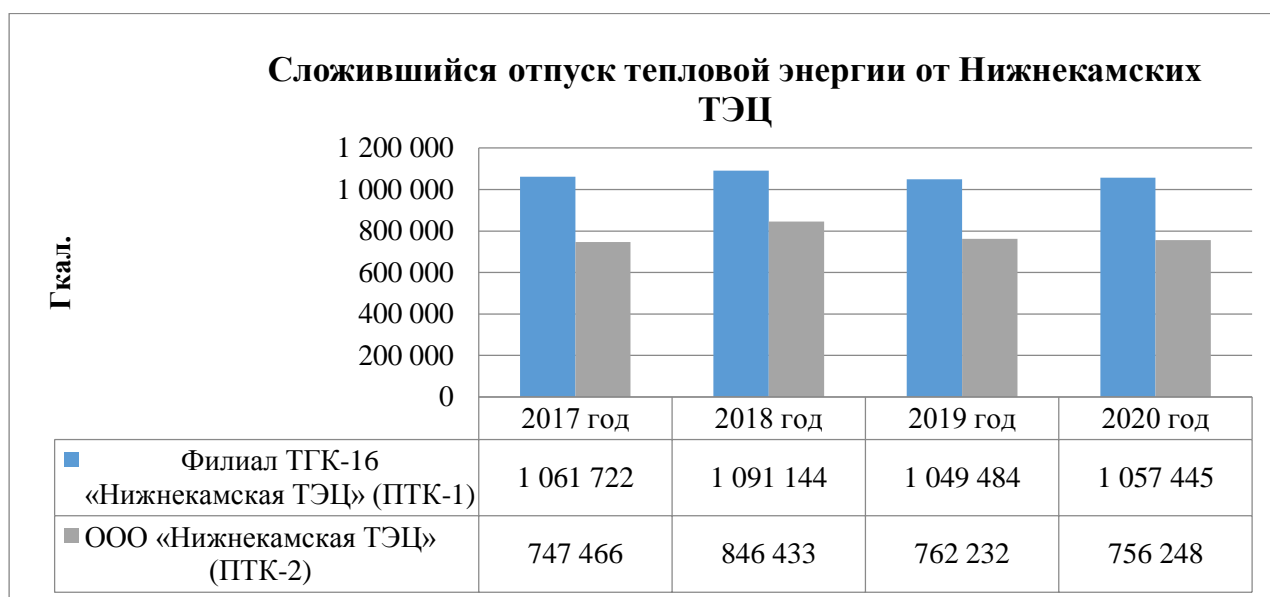
допускается использовать «сырую» воду, согласно СП 124.13330.2012 Актуализированная редакция СНиП «Тепловые сети» п.6.22, «Для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2% объема воды в трубопроводах тепловых сетей».

Значения существующей и перспективной аварийной подпитки представлены в Табл. 3.1 - Табл. 3.4.

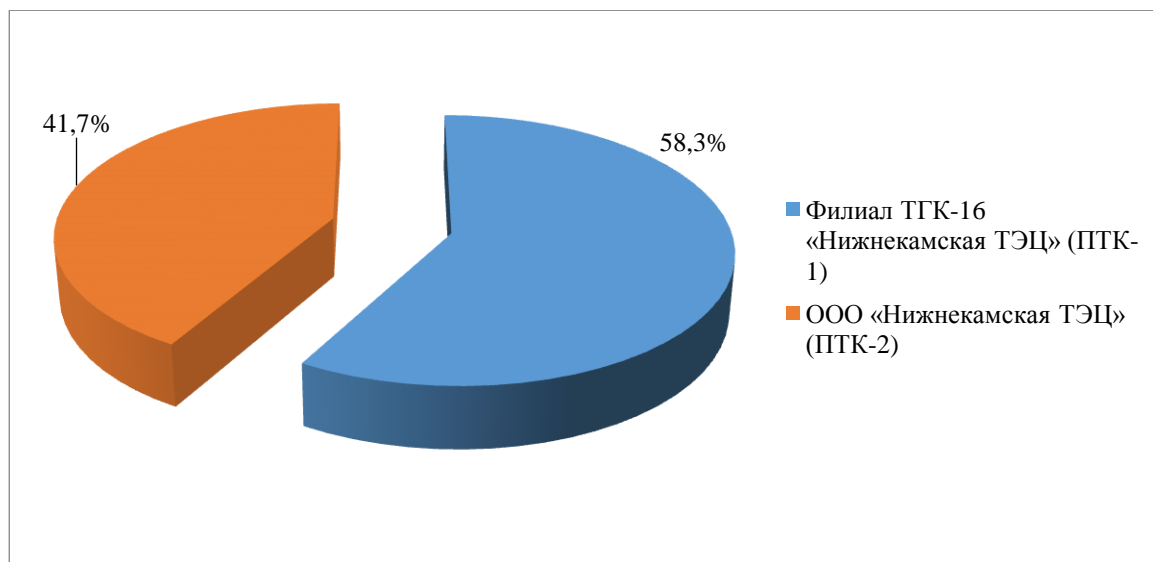
#### 4 РАЗДЕЛ 4. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МАСТЕР-ПЛАНА РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ ГОРОД НИЖНЕКАМСК

##### 4.1 Описание итогов реализации решений утверждённой схемы теплоснабжения

В городе Нижнекамске сложилась следующая структура отпуска тепловой энергии на нужды «городских» потребителей – АО «Татэнерго» покупает тепловую энергию для поставки потребителям с коллекторов Нижнекамских ТЭЦ в пропорции 60/40, где 60% тепловой энергии поставляется с коллекторов филиала АО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) и 40% с коллекторов ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-2).



**Рис. 4.1. Сложившееся распределение отпуска тепловой энергии от Нижнекамских ТЭЦ**



**Рис. 4.2. Фактически сложившееся в 2020 году распределение отпуска тепловой энергии от коллекторов ТЭЦ в сети АО «Татэнерго»**

В 2018 году АО «ТГК-16» защитило долгосрочный тариф с существенным ростом тарифа на 2019 год (Постановление ГКРТТ от 17.12.2018 №5-87/тэ).

Актуализированная на 2020-ый год схема теплоснабжения города Нижнекамска предполагала корректировку тарифа АО «ТГК-16» в сторону снижения (согласно предложению АО «ТГК-16»). Фактически же при корректировке тарифов снижения тарифа филиала АО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» не только не случилось, но он увеличился – табл. 4.1, рис. 4.3.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что прогноз снижения тарифа на тепловую энергию на коллекторах филиала АО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» не оправдался.

Поэтому актуализированная схема теплоснабжения рассматривает несколько сценариев дальнейшего развития системы теплоснабжения города Нижнекамская с учетом корректировки распределения отпуска тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ в сети АО «Татэнерго» с учетом действующего законодательства и фактических тарифов.

**Табл. 4.1. Изменение тарифов на тепловую энергию с коллекторов Нижнекамских ТЭЦ**

Тариф утвержденные	2018 год		2019 год		2020 год		2021 год		2022 год		2023 год	
	1 пол	2 пол	1 пол	2 пол	1 пол	2 пол	1 пол	2 пол	1 пол	2 пол	1 пол	2 пол
Тарифы с коллекторов Нижнекамских ТЭЦ, утвержденные в 2021 году												
Филиал ТГК-16 «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1). Постановление ГКРТТ от 17.12.2018 №5-87/тэ в редакции постановления ГКРТТ от 16.12.2020 №454-90/тэ-2020.	457,40	475,20	475,24	716,96	666,96	692,62	692,62	734,05	676,14	684,25	684,25	718,98
Величина расходов на топливо, отнесенная к 1 Гкал			552,90	535,35	600,79	608,94	598,78	609,55	594,74	584,05	612,27	601,48
Рост тарифа, %		103,9%	100,0%	150,9%	93,0%	103,8%	100,0%	106,0%	92,1%	101,2%	100,0%	105,1%
ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-2). Постановление ГКРТТ от 07.12.2018 №5-67/тэ в редакции постановления ГКРТТ от 16.12.2020 №450-86/тэ-2020	523,80	560,70	560,73	658,62	641,62	664,54	664,54	736,85	644,03	651,60	651,60	681,25
Величина расходов на топливо, отнесенная к 1 Гкал			434,05	427,39	626,91	619,43	535,71	541,71	465,01	466,27	478,53	480,19
Рост тарифа, %		107,0%	100,0%	117,5%	97,4%	103,6%	100,0%	110,9%	87,4%	101,2%	100,0%	104,6%

### Долгосрочные тарифы на тепловую энергию, поставляемую с коллекторов Нижекамских ТЭЦ

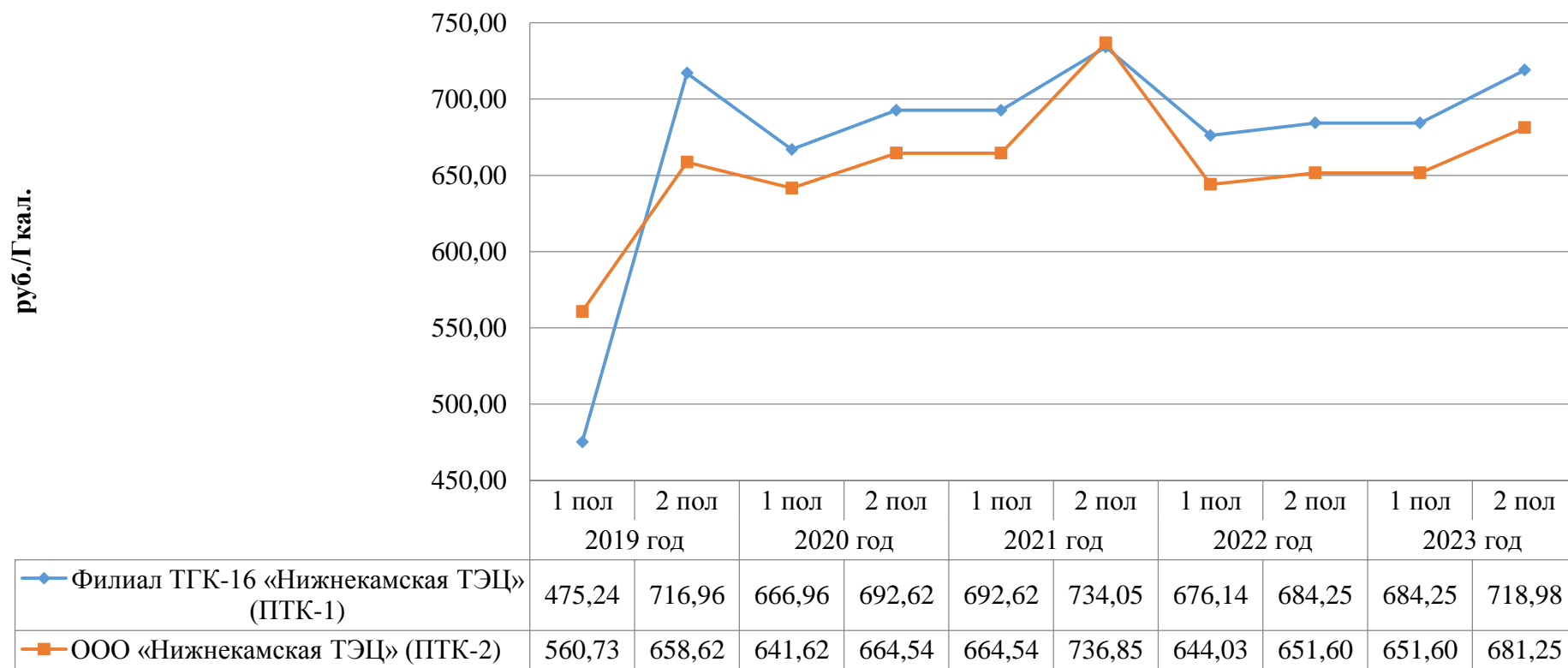
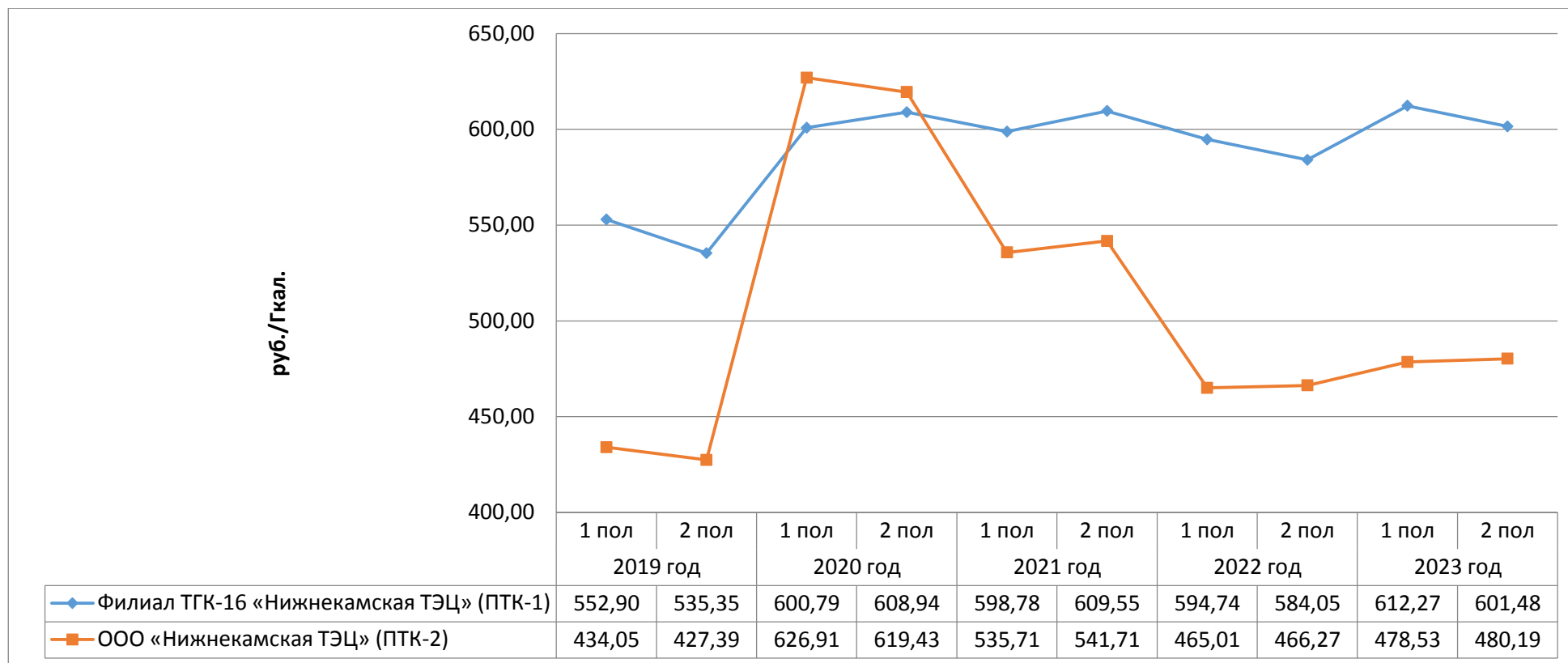


Рис. 4.3. Изменение тарифов на тепловую энергию с коллекторов после корректировки в 2020 году





**Рис. 4.4. Величина расходов на топливо, отнесенная к 1 Гкал (постановления ГКРТТ от 07.12.2018 №5-67/тэ (в редакции постановления от 16.12.2020 №450-86/тэ-2020) и от 17.12.2018 №5-87/тэ от 13.12.2019 (в редакции постановления от 16.12.2020 №454-90/тэ-2020)**

## 4.2 Предложенные варианты развития системы теплоснабжения

Согласно требованиям Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154, Мастер-план развития систем теплоснабжения содержит описание вариантов (не менее двух) перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения.

Согласно требованиям п. 100 Приказа Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 *«обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей»*.

В целом же проект схемы теплоснабжения (проект актуализированной схемы теплоснабжения) разрабатывается с соблюдением следующих принципов:

а) обеспечение безопасности и надежности теплоснабжения потребителей в соответствии с требованиями технических регламентов;

б) обеспечение энергетической эффективности теплоснабжения и потребления тепловой энергии с учетом требований, установленных федеральными законами;

в) обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для организации теплоснабжения с учетом экономической обоснованности;

г) соблюдение баланса экономических интересов теплоснабжающих организаций и интересов потребителей;

д) минимизация затрат на теплоснабжение в расчете на единицу тепловой энергии для потребителя в долгосрочной перспективе;

е) обеспечение недискриминационных и стабильных условий осуществления предпринимательской деятельности в сфере теплоснабжения.

Актуализированной на 2022 год схемой теплоснабжения предлагаются следующие варианты развития системы теплоснабжения города Нижнекамска.

1. Сценарий № 1 «60/40». Предполагает сохранение фактической существующей структуры отпуска в 2019-2020 годы от Нижнекамских ТЭЦ в сети ЕТО-1 (АО «Татэнерго»).

2. Сценарий № 2 «50/50». Предполагает перераспределение отпуска тепловой энергии от коллекторов ТЭЦ в сети АО «Татэнерго» согласно

актуализации схемы теплоснабжения на 2021 год и требованиям законодательства на основании утвержденных тарифов.

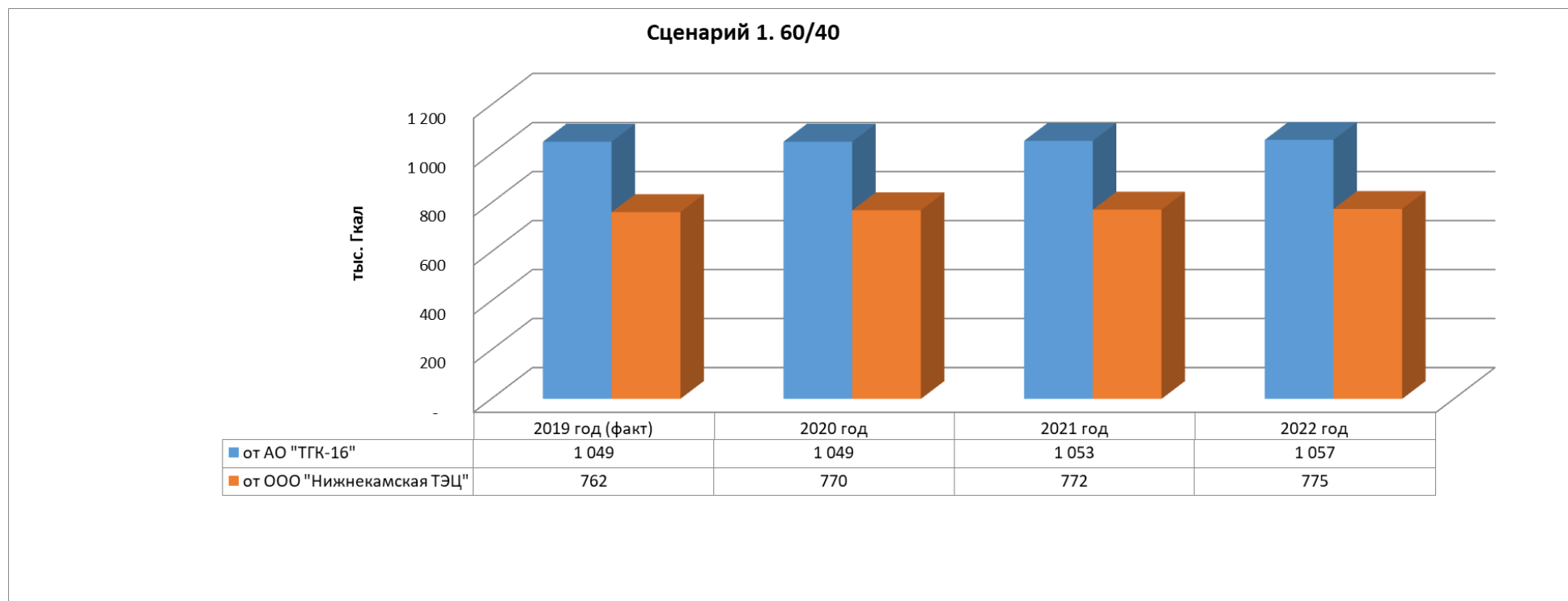
Подробное описание данных сценариев и расчет ценовых последствий представлены в Главе 5 Обосновывающих материалов - Шифр 009.16.СТ-ОМ.005.000.

В Табл. 4.3 представлено сравнение основных показателей реализации сценариев №1 и №2.

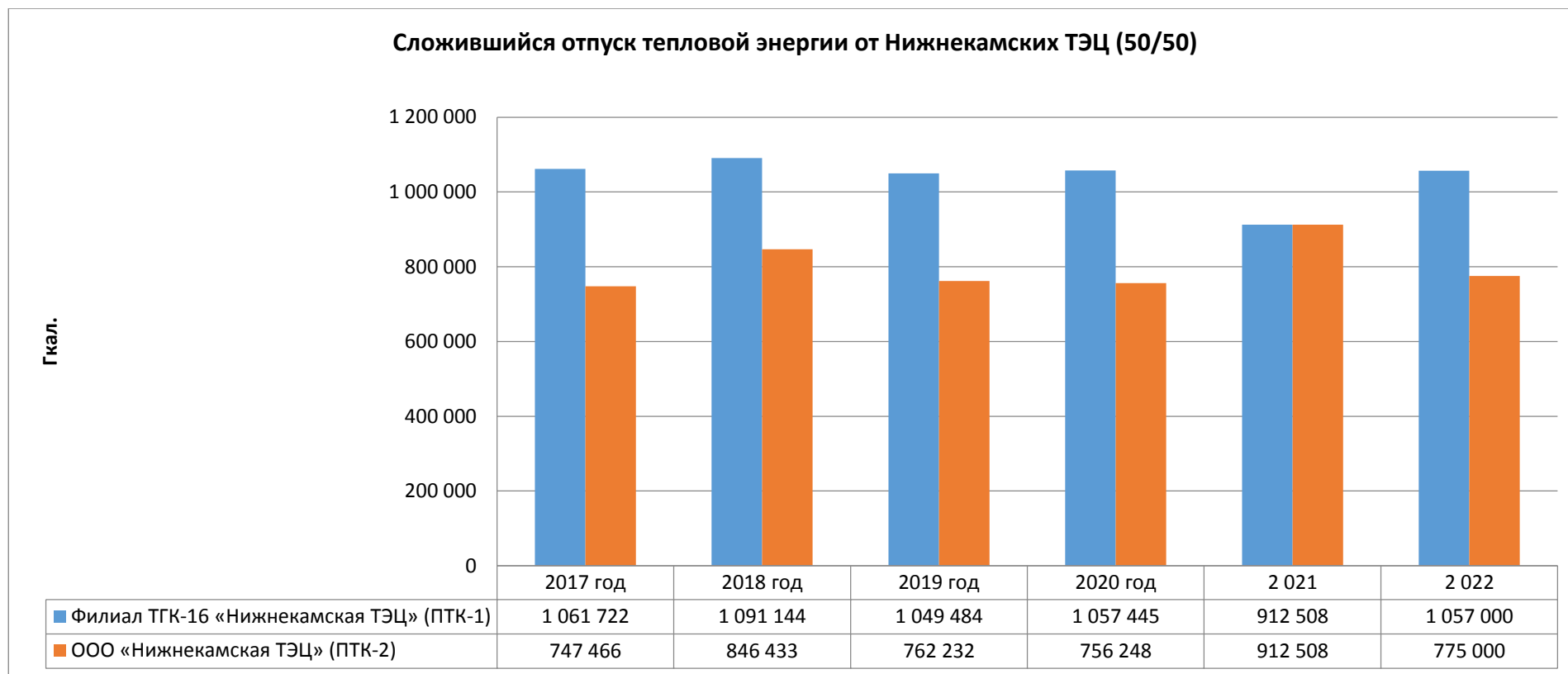
Как видно из представленных расчетов, реализация сценария №2 приводит к позитивным ценовым последствиям для населения – тариф снижается на 4-5 руб./Гкал, общая плата граждан, рассчитанная на основании прогноза отпуска, снижается более, чем на 5 млн. руб. в год.

Исходя из ценовых последствий для потребителей выбирается реализация сценария №2 с перераспределением нагрузок между станциями в сторону увеличения отпуска от ООО «Нижекамская ТЭЦ».

При этом необходимо отметить, что в случае, если при очередной корректировке тариф на тепловую энергию, отпускаемую в виде горячей воды с коллекторов филиала АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ» станет ниже соответствующего тарифа ООО «Нижекамская ТЭЦ» в схему теплоснабжения должны быть внесены изменения, учитывающие эти корректировки с целью нового перераспределения нагрузок без снижения надежности теплоснабжения.



**Рис. 4.5. Распределение отпуска согласно сценарию №1**



**Рис. 4.6. Распределение отпуска согласно сценарию №2**

**Табл. 4.2. Утверждаемый баланс тепловой энергии в системе теплоснабжения ЕТО-1 при реализации сценария №2**

№	Баланс	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Покупка АО "Татэнерго", в т.ч.	1 811 716	1 813 693	1 825 016	1 831 407	1 838 954	1 845 520	1 853 239	1 861 097	1 867 492	1 875 467	1 884 408	1 892 203	1 900 076	1 906 467	1 916 352	1 923 008
1.1	НКТЭЦ-1	1 049 484	1 057 445	912 508	915 129	917 836	920 593	927 824	935 210	941 161	943 909	946 689	949 408	952 134	954 802	957 598	960 276
1.2	НКТЭЦ-2	762 232	756 248	912 508	916 278	921 118	924 927	925 415	925 887	926 331	931 558	937 719	942 795	947 942	951 665	958 754	962 732
2	Потери АО "Татэнерго" НКТС	182 557	192 498	178 261	174 592	171 061	171 061	171 061	171 061	171 061	171 061	171 061	171 061	171 061	171 061	171 061	171 061
3	Отпуск от сетей АО "Татэнерго", в т.ч.:	1 628 623	1 621 195	1 646 755	1 656 815	1 667 893	1 674 459	1 682 178	1 690 036	1 696 431	1 704 406	1 713 347	1 721 142	1 729 015	1 735 406	1 745 291	1 751 947
3.1	отпуск собственным потребителям от сетей НКТС	37 721	30 348	38 256	38 256	38 256	38 256	38 256	38 256	38 256	38 256	38 256	38 256	38 256	38 256	38 256	38 256
3.2	Отпуск в ЦТП АО "ВКиЭХ"	1 590 903	1 590 846	1 608 499	1 618 559	1 629 637	1 636 203	1 643 922	1 651 780	1 658 175	1 666 150	1 675 091	1 682 886	1 690 759	1 697 150	1 707 035	1 713 691
4	Потери в сетях АО "ВКиЭХ" (фактические)	293 534	294 991	294 066	294 322	294 623	294 886	295 195	295 509	295 765	296 084	296 442	296 753	297 068	297 324	297 719	297 986
4.1.	в т. ч. в сетях отопления	255 957	238 987	157 182	157 438	157 740	158 003	158 311	158 626	158 881	159 200	159 558	159 870	160 185	160 440	160 836	161 102
4.2.	в т. ч. потери в сетях ГВС	37 577	56 004	136 883	136 883	136 883	136 883	136 883	136 883	136 883	136 883	136 883	136 883	136 883	136 883	136 883	136 883
5	Потери в сетях АО "ВКиЭХ" (нормативные в расчет тарифа)	222 441	222 441	222 441	222 441	222 441	222 441	222 441	222 441	222 441	222 441	222 441	222 441	222 441	222 441	222 441	222 441
5.1	в т. ч. в сетях отопления	184 864	184 864	156 650	156 650	156 650	156 650	156 650	156 650	156 650	156 650	156 650	156 650	156 650	156 650	156 650	156 650

№	Баланс	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
5.2	в т. ч. потери в сетях ГВС (включаются в полезный отпуск)	37 577*	37 577*	65 791	65 791	65 791	65 791	65 791	65 791	65 791	65 791	65 791	65 791	65 791	65 791	65 791	65 791
6	Полезный отпуск потребителям АО "Татэнерго", присоединенным к сетям ВКиЭХ	1 045 729	1 059 847	1 062 793	1 072 597	1 083 374	1 089 677	1 097 087	1 104 631	1 110 770	1 118 426	1 127 009	1 134 493	1 142 051	1 148 186	1 157 676	1 164 065
7	Поставка тепловой энергии для производства ГВС АО "ВКиЭХ"	251 640	251 640	251 640	251 640	251 640	251 640	251 640	251 640	251 640	251 640	251 640	251 640	251 640	251 640	251 640	251 640
8	Полезный отпуск АО «Татэнерго» потребителям по г. Нижнекамск	1 372 667	1 382 207	1 418 480	1 428 284	1 439 060	1 445 364	1 452 774	1 460 318	1 466 457	1 474 113	1 482 696	1 490 179	1 497 737	1 503 873	1 513 362	1 519 752
9	Полезный отпуск АО «ВКиЭХ»	1 410 244	1 419 784	1 380 223	1 390 028	1 400 804	1 407 107	1 414 517	1 422 061	1 428 200	1 435 856	1 444 440	1 451 923	1 459 481	1 465 616	1 475 106	1 481 496

Примечание: \*- согласно показателям, определенным утвержденной схемой и договорами между ТСО

**Табл. 4.3. Сравнение ценовых последствий для потребителя при реализации сценария №1 и №2**

Параметр сравнения	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030 год	2031 год	2032 год	2033 год	2034 год
Отпуск всего по сценарию 1, в т.ч.:	<b>1</b> <b>914,00</b>	<b>1</b> <b>825,02</b>	<b>1</b> <b>832,00</b>	<b>1</b> <b>839,00</b>	<b>1</b> <b>846,00</b>	<b>1</b> <b>849,00</b>	<b>1</b> <b>861,00</b>	<b>1</b> <b>867,00</b>	<b>1</b> <b>875,00</b>	<b>1</b> <b>884,00</b>	<b>1</b> <b>893,00</b>	<b>1</b> <b>900,00</b>	<b>1</b> <b>907,00</b>	<b>1</b> <b>917,00</b>	<b>1</b> <b>923,00</b>
от АО "ТГК-16"	1 128	913	1 057	1 061	1 065	1 065	1 074	1 077	1 082	1 087	1 092	1 096	1 100	1 106	1 109
от ООО "Нижнекамская ТЭЦ"	786	913	775	778	781	784	787	790	793	797	801	804	807	811	814
Отпуск всего по сценарию 2, в т.ч.:	<b>1 914</b>	<b>1 825</b>	<b>1 836</b>	<b>1 836</b>	<b>1 843</b>	<b>1 846</b>	<b>1 854</b>	<b>1 861</b>	<b>1 873</b>	<b>1 882</b>	<b>1 890</b>	<b>1 897</b>	<b>1 904</b>	<b>1 911</b>	<b>1 921</b>
от АО "ТГК-16", тыс. Гкал	1 128	913	915	915	918	921	928	935	941	944	947	949	952	952	958
от ООО "Нижнекамская ТЭЦ"	786	913	921	921	925	925	926	926	932	938	943	948	952	959	963
<b>Расходы на поставку т/э конечному потребителю Сценарий 1, тыс. руб., в том числе</b>	<b>2 187</b> <b>887</b>	<b>2 184</b> <b>490</b>	<b>2 349</b> <b>724</b>	<b>2 438</b> <b>497</b>	<b>2 527</b> <b>949</b>	<b>2 611</b> <b>367</b>	<b>2 735</b> <b>901</b>	<b>2 830</b> <b>330</b>	<b>2 951</b> <b>164</b>	<b>3 078</b> <b>583</b>	<b>3 210</b> <b>400</b>	<b>3 346</b> <b>426</b>	<b>3 487</b> <b>873</b>	<b>3 639</b> <b>030</b>	<b>3 791</b> <b>654</b>
расходы на передачу по сетям АО "Татэнерго"	340 201	318 452	406 832	423 512	440 876	440 876	477 769	497 358	517 749	538 977	561 075	584 079	608 026	632 956	658 907
расходы на передачу по сетям ВКиЭХ	534 695	543 340	568 333	591 067	614 709	639 298	664 869	691 464	719 123	747 888	777 803	808 915	841 272	874 923	909 920
расходы на сбыт	36 792	37 840	39 353	40 927	42 565	44 267	46 038	47 879	49 795	51 786	53 858	56 012	58 253	60 583	63 006
расходы на покупку т/э. Сценарий 1	1 276 199	1 284 858	1 335 205	1 382 991	1 429 799	1 486 926	1 547 224	1 593 628	1 664 497	1 739 932	1 817 664	1 897 419	1 980 322	2 070 569	2 159 822
<b>Расходы на поставку т/э конечному потребителю Сценарий 2, тыс. руб., в том числе</b>	<b>2 187</b> <b>887</b>	<b>2 184</b> <b>490</b>	<b>2 297</b> <b>039</b>	<b>2 427</b> <b>930</b>	<b>2 514</b> <b>760</b>	<b>2 612</b> <b>583</b>	<b>2 717</b> <b>771</b>	<b>2 810</b> <b>141</b>	<b>2 933</b> <b>660</b>	<b>3 060</b> <b>997</b>	<b>3 191</b> <b>691</b>	<b>3 327</b> <b>540</b>	<b>3 468</b> <b>648</b>	<b>3 619</b> <b>508</b>	<b>3 773</b> <b>114</b>
расходы на передачу по сетям АО "Татэнерго"	340 201	318 452	406 832	423 512	440 876	458 952	477 769	497 358	517 749	538 977	561 075	584 079	608 026	632 956	658 907
расходы на передачу по сетям ВКиЭХ	534 695	543 340	568 333	591 635	615 892	641 143	667 430	694 795	723 282	752 936	783 806	815 943	849 396	884 221	920 475
расходы на сбыт	36 792	37 840	39 353	40 927	42 565	44 267	46 038	47 879	49 795	51 786	53 858	56 012	58 253	60 583	63 006
расходы на покупку т/э. Сценарий 2	1 276 199	1 284 858	1 282 520	1 371 856	1 415 427	1 468 220	1 526 534	1 570 109	1 642 835	1 717 297	1 792 951	1 871 506	1 952 973	2 041 749	2 130 727
<b>Ожидаемый тариф для населения, руб./Гкал с НДС. Сценарий 1</b>	<b>1</b> <b>677,60</b>	<b>1</b> <b>759,20</b>	<b>1</b> <b>883,43</b>	<b>1</b> <b>943,33</b>	<b>2</b> <b>003,09</b>	<b>2</b> <b>071,67</b>	<b>2</b> <b>141,97</b>	<b>2</b> <b>204,91</b>	<b>2</b> <b>284,76</b>	<b>2</b> <b>367,18</b>	<b>2</b> <b>451,85</b>	<b>2</b> <b>541,81</b>	<b>2</b> <b>634,90</b>	<b>2</b> <b>729,18</b>	<b>2</b> <b>830,23</b>
<b>Ожидаемый тариф для населения, руб./Гкал с</b>	<b>1</b> <b>677,60</b>	<b>1</b> <b>759,20</b>	<b>1</b> <b>844,53</b>	<b>1</b> <b>938,64</b>	<b>1</b> <b>996,73</b>	<b>2</b> <b>067,34</b>	<b>2</b> <b>137,68</b>	<b>2</b> <b>197,31</b>	<b>2</b> <b>274,73</b>	<b>2</b> <b>357,13</b>	<b>2</b> <b>442,54</b>	<b>2</b> <b>532,44</b>	<b>2</b> <b>625,84</b>	<b>2</b> <b>719,98</b>	<b>2</b> <b>820,42</b>



Параметр сравнения	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030 год	2031 год	2032 год	2033 год	2034 год
<b>НДС. Сценарий 2</b>															
Экономия в тарифе для населения, руб./Гкал с НДС	-	-	3,89	4,69	6,36	4,33	4,29	7,60	10,03	10,05	9,31	9,38	9,07	9,20	9,80
Снижение общей платы граждан, тыс. руб.	-	-	5 814	7 045	9 617	6 559	6 547	11 659	15 521	15 659	14 606	14 784	14 374	14 692	15 739



**Рис. 4.7. Прогноз изменения тарифа в зависимости от выбранного сценария**



**Рис. 4.8. Прогноз снижения общей платы граждан при реализации сценария №2**

#### 4.3 Предложения по снижению потерь в системе теплоснабжения

##### 4.3.1 Предпосылки к реализации мероприятий по снижению потерь

Анализ результатов хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций города Нижнекамска (АО «Татэнерго», АО «ВКиЭХ») показал очень высокий уровень потерь тепловой энергии в системе теплоснабжения города – 26%.

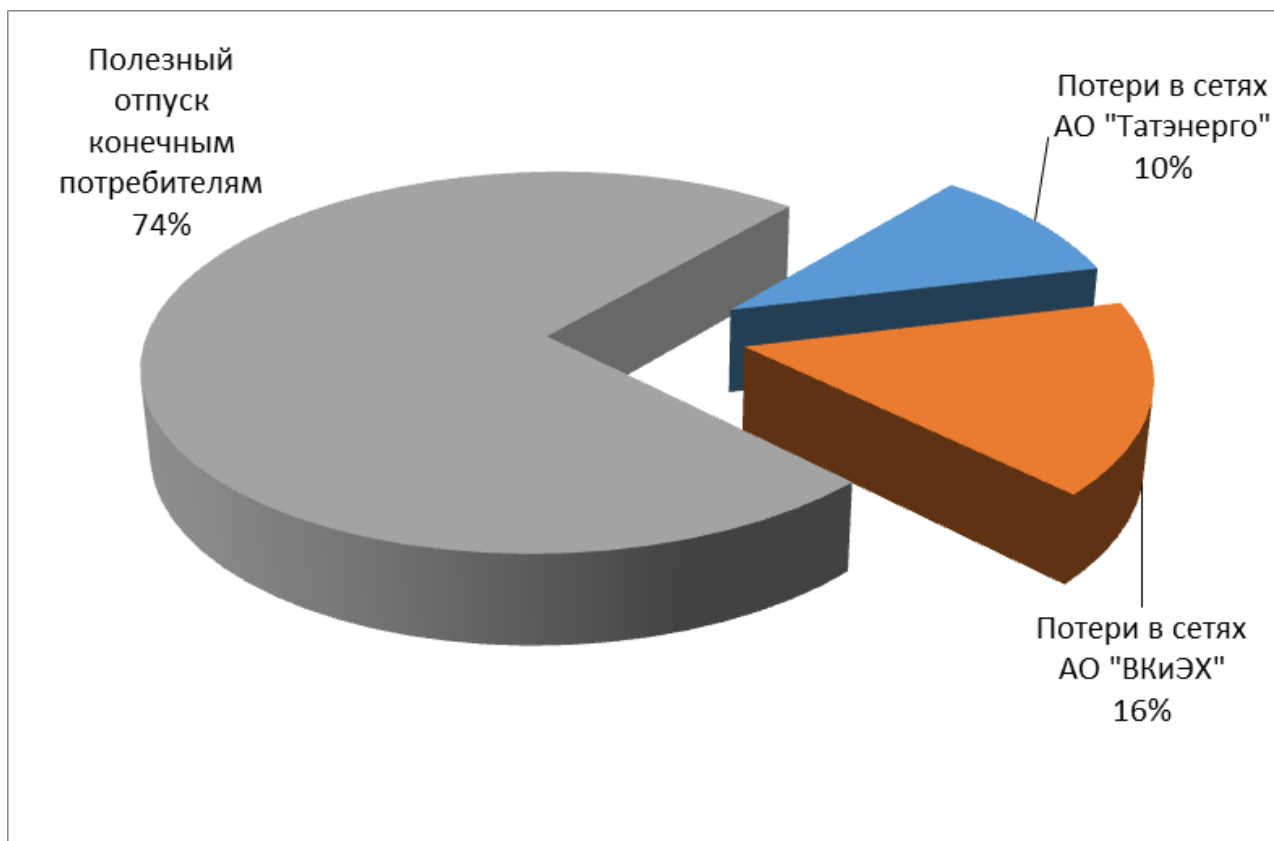


Рис. 4.9. Потери в системе теплоснабжения города (зона действия ЕТО-1)

Как видно из таблиц ниже, основные потери приходятся на сети АО «ВКиЭХ», при этом норматив потерь существенно превышает.

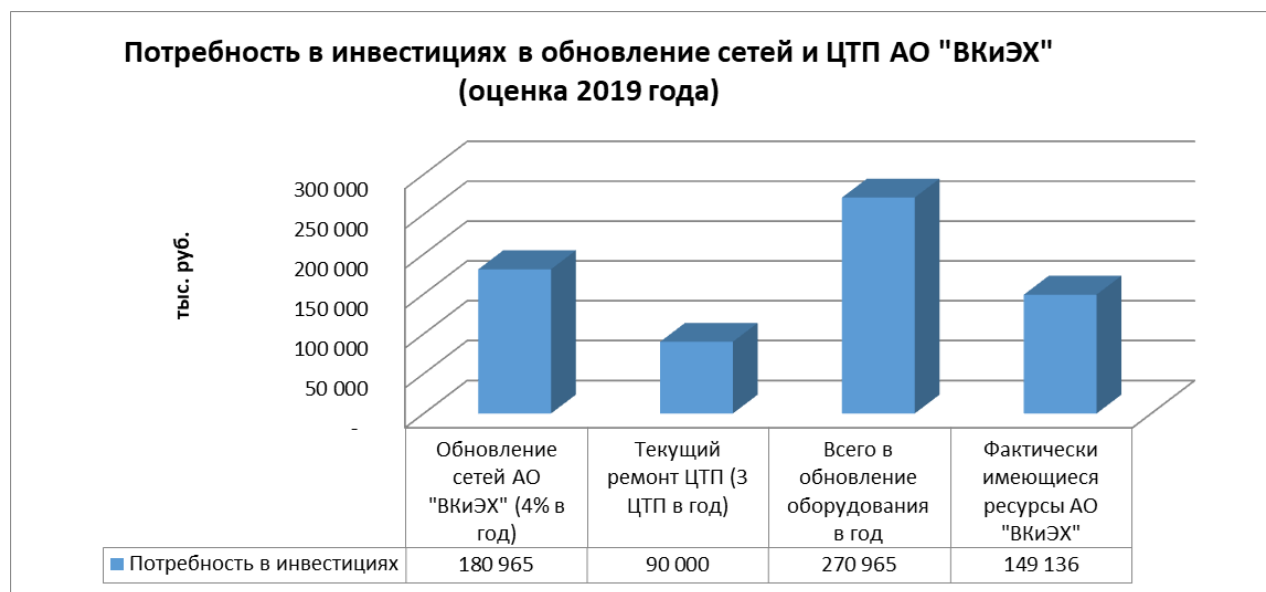
Табл. 4.4. Потери тепловой энергии в тепловых сетях филиала АО «Татэнерго» - Нижнекамские тепловые сети, Гкал

Наименование параметра	2016	2017	2018	2019	2020
Нормативы потерь тепловой энергии по тепловым сетям НКТС	225 219	227 729	214 250	225 000	225 000
Фактические потери тепловой энергии	189 844	182 905	180 774	182 557	192 498

**Табл. 4.5. Потери тепловой энергии в тепловых сетях АО «ВКиЭХ»**

Наименование параметра	2016	2017	2018	2019	2020
Нормативы потерь тепловой энергии, Гкал	291 439	291 439	291 439	222 441	222 441
Фактические потери тепловой энергии, Гкал	188 533	157 581	215 834	293 534	294 991

Анализ показателей хозяйственной деятельности АО «ВКиЭХ» показал, что с одной стороны наполнения необходимой валовой выручки АО «ВКиЭХ» по статьям эксплуатации, ремонта и амортизации недостаточно для нормативного обновления и сетей и ЦТП – хватает только на сети и то по зарез. С учетом того, что сети ГВС зачастую не служат 25 лет, этих средств недостаточно.



**Рис. 4.10. Анализ потребностей и возможностей АО «ВКиЭХ» в обновление сетей**

С другой стороны, большая часть сверхнормативных потерь АО «ВКиЭХ» обусловлена особенностями расчета с населением – расчет за ГВС происходит на основании нормативов подогрева воды, которые явно занижены и не учитывают потери в сетях и циркуляционные потери в домах.

Для дальнейшего анализа и определения потенциала и направления энергосбережения была выделена структура потерь в сетях АО «ВКиЭХ».

В настоящее время АО «ВКиЭХ» поставляет тепловую энергию от АО «Татэнерго» потребителям АО «Татэнерго» (отопление), потребителям

АО «Татэнерго» (ГВС от ИТП) и собственным потребителям (ГВС). При этом потери тепловой энергии, отнесенные к отопительной нагрузке (и небольшой нагрузке ГВС) ложатся на АО «Татэнерго».

В ЦТП АО «ВКиЭХ» установлены общие приборы учета, и выделить потери ГВС и потери отопления отдельно по показаниям приборов учета напрямую не возможно.

При этом согласно пункту 116 Постановления Правительства РФ от 8 августа 2012 г. N 808 "Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации" Объем потерь тепловой энергии и теплоносителя в тепловых сетях определяется единой теплоснабжающей организацией за расчетный период на основании данных коммерческого учета тепловой энергии, собранных самостоятельно, а также предоставленных теплоснабжающими и теплосетевыми организациями, тепловые сети которых технологически присоединены к ее тепловым сетям, и зафиксированных в первичных учетных документах, составленных в соответствии с договорами оказания услуг по передаче тепловой энергии, или расчетным способом. На основании указанных данных единая теплоснабжающая организация представляет теплосетевой организации данные о величине потерь тепловой энергии и теплоносителя.

Поэтому для оценки доли потерь, приходящихся на ГВС, были оценены потери в летние месяцы, когда отопительная нагрузка отсутствует.

Общие потери в сетях АО «ВКиЭХ» в 2019 году составили 293 534 Гкал.

При этом потери в летние месяцы представлены в таблице ниже. Так как летом отпуск осуществляется не только потребителям ГВС АО «ВКиЭХ», но и потребителям АО «Татэнерго» для распределения потерь между ТСО потери на ГВС были разделены пропорционально отпуску тепловой энергии.

**Табл. 4.6. Тепловые потери в сетях АО «ВКиЭХ» в летние месяцы 2019 года, тыс. Гкал**

№ пп	Параметр расчета	Июнь	Июль	Август	Примечание
1	Всего отпуск в АО "ВКиЭХ"	40,25	33,54	38,73	
1.1	Отпуск в ЦТП	37,62	30,95	36,20	По фактическим показаниям ПУ в ЦТП
1.2	Нормативные потери до ПУ	2,63	2,59	2,53	По договору

№ пп	Параметр расчета	Июнь	Июль	Август	Примечание
2	Реализация потребителям всего:	21,93	19,41	23,06	
2.1	реализация АО «Татэнерго» от тепловых сетей (ИВВП ГВС в МКД)	3,86	2,45	3,57	Фактические данные АО «Татэнерго»
2.2	реализация АО «ВКиЭХ» от сетей горячей воды	18,07	16,96	19,49	Фактические данные АО «ВКиЭХ»
3	Потери по факту всего:	18,32	14,13	15,67	Разница между отпуском в ЦТП и реализацией потребителям
3.1	в т. ч. на нужды отопления	3,22	1,78	2,43	Распределено пропорционально объему реализации АО «Татэнерго» и АО «ВКиЭХ»
3.2	в т. ч. на нужды ГВС, в т.ч.:	15,10	12,35	13,24	
3.2.1	потери после ЦТП	12,93	10,08	11,10	
3.2.2	потери до ПУ	2,17	2,27	2,14	Распределены потери до ПУ (п.1.2) пропорционально объему реализации АО «Татэнерго» и АО «ВКиЭХ»
4	Годовые потери на нужды ГВС, в том числе:	143,02			
4.1	после ЦТП	136,44			
4.2	до ПУ	6,58			Потери до ПУ учитываются только в летние месяцы

Полученный объем потерь на нужды ГВС в летний период:

- после ЦТП =  $12,93 + 10,08 + 11,10 = 34,11$  тыс. Гкал;

- до ПУ =  $2,17 + 2,27 + 2,14 = 6,58$  тыс. Гкал;

Всего годовой объем потерь на нужды ГВС составит:

$34,11 / 3 * 12 + 6,58 = 143,02$  тыс. Гкал.

Необходимо отметить, что данный расчет включает в себя потери до ПУ, установленных в ЦТП; потери в сетях ГВС АО «ВКиЭХ» после ЦТП составляют 136,44 тыс. Гкал.

Для анализа результатов данного расчета были выполнены поверочные расчеты в электронной модели системы теплоснабжения города Нижнекамска.

Результаты расчета нормативных потерь в системе теплоснабжения города Нижнекамска, выполненные с помощью электронной модели (разработана в гео-информационном комплексе Zulu Thermo), представлены ниже.

Согласно выполненным в электронной модели расчетам (см. Табл. 4.8) нормативные в сетях АО «ВКиЭХ» составили 227 574 Гкал в год. Потери в сетях отопления - 160 265 Гкал, в сетях ГВС - 67 309 Гкал.

Тогда приведенные к нормативным рассчитанные потери составят:

- в сетях ГВС - 65 791 Гкал в год;

в сетях ОТ - 156 650 Гкал в год.

**Табл. 4.7. Расчет нормативных потерь в ГВС и от АО «ВКиЭХ» на основании результатов расчета в электронной модели**

Параметр	Расчетные значения	Нормативные значения
<b>Потери всего, в том числе</b>	<b>227 574</b>	<b>222 441</b>
в сетях ГВС	67 309	65 791
в сетях отопления	160 265	156 650

При этом, так как рассчитанные нормативные потери не учитывают коммерческие потери, для оценки общих фактических потерь в сетях ГВС воспользуемся формулой:

**294 991 (фактические потери в системе АО «ВКиЭХ»), в том числе 238 987,0 (потери в сетях отопления) и 56004,0 Гкал (фактические потери в сетях ГВС), при условии что нормативные потери составляют 222441 Гкал., в том числе в сетях отопления – 184894,0 Гкал. И 37577,0 в сетях ГВС.**

Как видно, результаты, полученные при расчетах в электронной модели, имеют высокую сходимость с результатами расчетов, выполненных на основании фактических данных отпуска и потребления тепловой энергии в летние месяцы - 136,88 тыс. Гкал и 136,44 тыс. Гкал, соответственно.

Таким образом, в дальнейшем принимается, что потери тепловой энергии при поставке ГВС в сетях АО «ВКиЭХ» составляют 143,02 тыс. Гкал в год (с учетом потерь до приборов учета, отнесенных на нужды ГВС).

Табл. 4.8. Результаты расчета в электронной модели системы теплоснабжения города

Параметры	Всего по городу			АО Татэнерго			ВКиЭХ			
	ОЗП	Летний период	За год	ОЗП	Летний период	За год	ОЗП	Летний период	За год	Приведенные к нормативу значения
Потери в сетях через изоляцию, Гкал/ч, в т.ч.	52,91	33,65		23,43	14,06		27,66	18,50		
- в сетях ГВС	6,35	5,72					6,35	5,72		
- в сетях ОВ	46,56	27,94		23,43	14,06		21,31	12,79		
Потери в сетях с утечками теплоносителя, Гкал/ч, в т.ч.	10,21	10,21		6,95	6,95		3,06	3,06		
- в сетях ГВС	1,90	1,90					1,90	1,90		
- в сетях ОВ	8,32	8,32		6,95	6,95		1,16	1,16		
Потери в сетях всего, Гкал/ч, в т.ч.	63,12	43,86		30,37	21,00		30,72	21,56		
- в сетях ГВС	8,25	7,61		0,00	0,00		8,25	7,61		
- в сетях ОВ	54,88	36,25		30,37	21,00		22,47	13,95		
Число часов работы	5 016	3 408		5 016	3 408		5 016	3 408		
<b>Суммарные нормативные потери при транспортировке теплоносителя, Гкал, в т.ч.</b>	<b>316 624</b>	<b>149 486</b>	<b>466 111</b>	<b>152 358</b>	<b>71 582</b>	<b>223 940</b>	<b>154 095</b>	<b>73 479</b>	<b>227 574</b>	<b>222 441</b>
- в сетях ГВС	41 367	25 941	67 309	0	0	0	41 367	25 941	67 309	65 791
- в сетях ОВ	275 257	123 545	398 802	152 358	71 582	223 940	112 727	47 538	160 265	156 650
<b>Фактические потери в сетях</b>			<b>476 091</b>			<b>182 557</b>			<b>293 534</b>	
- в сетях ГВС			133 269						136 884	
- в сетях ОВ						182 557			156 650	



Таким образом, можно сделать вывод об очень высокой доле потерь в сетях ГВС. Данные потери объясняются как техническим состоянием сетей ГВС, так и коммерческими потерями, вызванными тем, что потребители рассчитываются за горячую воду на основании нормативов нагрева горячей воды, который практически не учитывает циркуляционные потери и потери в сетях ГВС – см. Табл. 4.9.

**Табл. 4.9. Норматив затрат тепловой энергии на приготовление 1 м<sup>3</sup> горячей воды**

Система горячего водоснабжения (открытая, закрытая)	с наружной сетью горячего водоснабжения	Коэф фактических затрат т/э при подогреве на 55 С
С изолированными стояками:		
с полотенцесушителями	0,0627	1,14
без полотенцесушителей	0,0577	1,05
С неизолированными стояками:		
с полотенцесушителями	0,0678	1,23
без полотенцесушителей	0,0627	1,14

#### 4.3.2 Предлагаемые мероприятия по снижению потерь

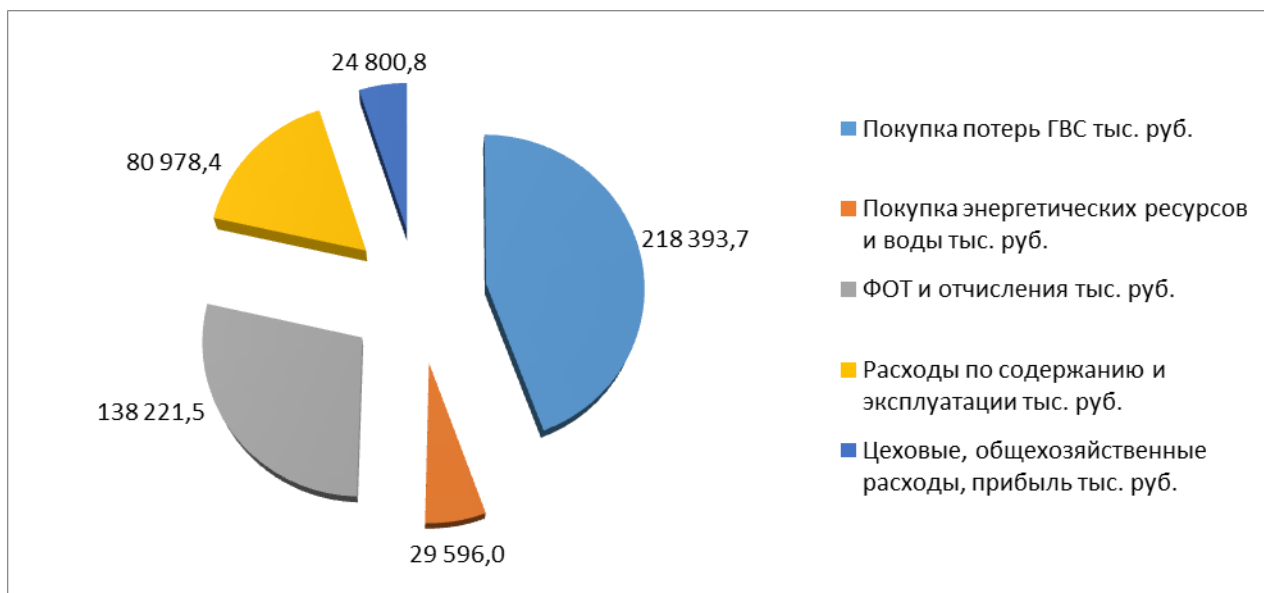
С учетом того, что сверхнормативные потери АО «ВКиЭХ» по большей части приходятся на ГВС и связаны и с техническим состоянием сетей и с особенностями коммерческого учета, наиболее оптимальным решением по снижению данных потерь является их полное исключение.

Этого можно добиться за счет отказа от ЦТП и перехода на индивидуальные тепловые пункты.

Анализ всех расходов АО «ВКиЭХ» на приготовление и поставку ГВС показал, что исключение ЦТП и сетей ГВС с переходом на ИТП позволит высвободить более 600 млн. руб. ежегодно, которые можно направить в реализацию проекта.

**Табл. 4.10. Анализ затрат АО «ВКиЭХ» на приготовление и поставку ГВС**

Затраты в содержание системы ГВС	Ед. изм.	Прогноз на 2022 год
Покупка потерь ГВС	тыс. руб.	69 080,6
Покупка энергетических ресурсов и воды	тыс. руб.	29 596,0
ФОТ и отчисления	тыс. руб.	138 221,5
Расходы по содержанию и эксплуатации	тыс. руб.	80 978,4
Цеховые, общехозяйственные расходы, прибыль	тыс. руб.	24 800,8
Всего затраты на поставку ГВС	тыс. руб.	342 677,3
Затраты на обслуживание ЦТП	тыс. руб.	134 738,7



**Рис. 4.11. Структура затрат АО «ВКиЭХ» на поставку ГВС**

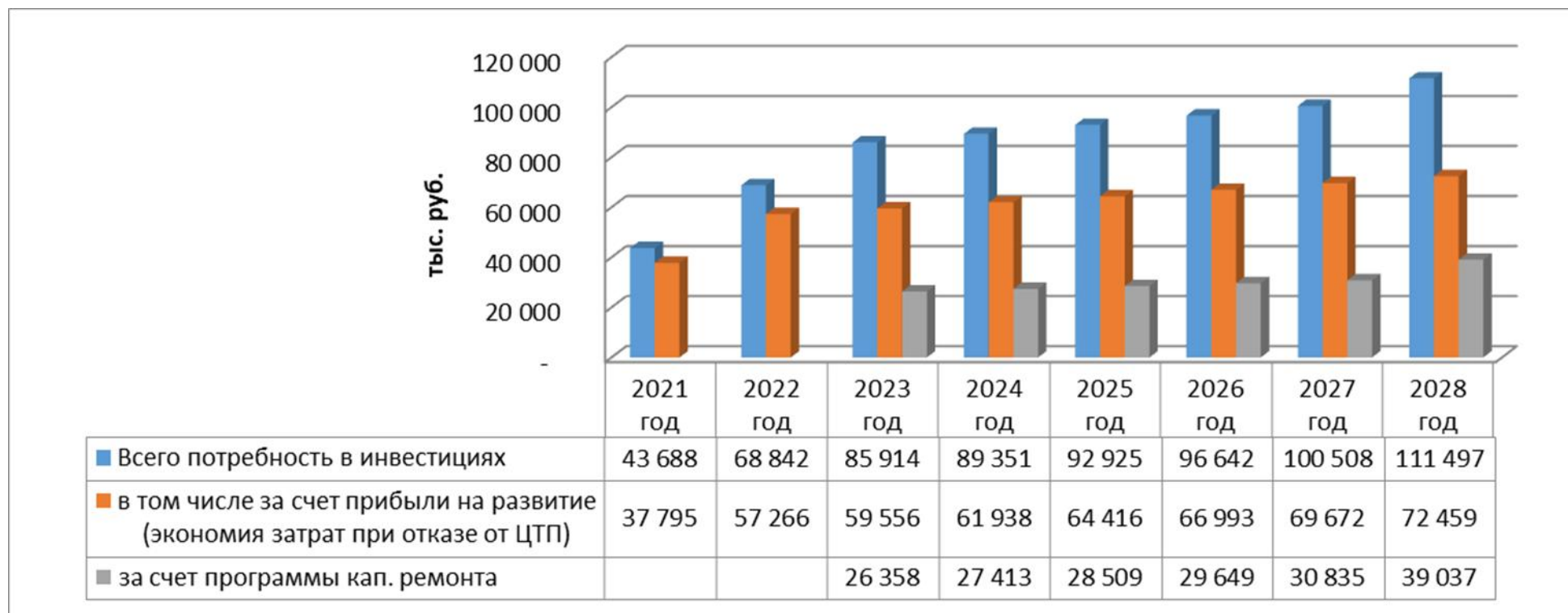
Для перехода на индивидуальные тепловые пункты потребуется оснастить ИТП 894 потребителя ГВС.

При реализации проекта кустовым способом в течение 8 лет с 2021 года по 2028 год высвобождаемых средств будет достаточно для покрытия 85% потребностей в устройство ЦТП.

Недостающие средства предлагается привлечь либо через городскую целевую программу с привлечением средств из фонда кап. ремонта, либо через энергосервисные договора с управляющими компаниями и ТСЖ.

**Табл. 4.11. Инвестиционный план реализации проекта по переходу на ИТП**

Внедрение ИТП	Ед. изм.	Всего	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Узлов требуется оснастить	шт.	894	66	100	120	120	120	120	120	128	-
Средневзвешенная стоимость установки ИТП	тыс. руб.	661,94	661,94	688,42	715,95	744,59	774,38	805,35	837,56	871,07	-
Всего потребность в инвестициях	тыс. руб.	689 366	43 688	68 842	85 914	89 351	92 925	96 642	100 508	111 497	-
в том числе за счет прибыли на развитие (экономия затрат при отказе от ЦТП)	тыс. руб.	565 453	37 795	57 266	59 556	61 938	64 416	66 993	69 672	72 459	75 358
за счет программы кап. ремонта	тыс. руб.	181 802			26 358	27 413	28 509	29 649	30 835	39 037	-
Денежный поток	тыс. руб.		-5 893	- 17 469	- 17 469	- 17 469	- 17 469	- 17 469	- 17 469	- 17 469	57 889



**Рис. 4.12. Инвестиционный план реализации проекта по переходу на ИТП**

В настоящее время ведутся работы по установке ИТП в жилых домах пр. Строителей 51 и 53. Кроме того в качестве пилотного проекта планируется выполнить реконструкцию системы теплоснабжения, горячего и холодного водоснабжения с переводом приготовления горячей воды из ЦТП -91 (8 жилых домов) и ЦТП-65 (6 жилых домов, 2 детских сада) в ИТП. Данные мероприятия выполняются АО «ВКиЭХ» за счет собственных средств без включения дополнительных инвестиционных потребностей в НВВ.

По факту реализации пилотных проектов предлагается уточнить технические и финансовые параметра данного проекта, а также оценить сопутствующие расходы по мощности систем электроснабжения, обновлению сетей холодного водоснабжения, установке дополнительного насосного оборудования на сети ХВС.

**5 РАЗДЕЛ 5. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

**5.1 Предложения по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях МО г. Нижнекамск, для которых отсутствует возможность и (или) целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии, обоснованная расчетами ценовых (тарифных) последствий для потребителей (в ценовых зонах теплоснабжения - обоснованная расчетами ценовых (тарифных) последствий для потребителей, если реализацию товаров в сфере теплоснабжения с использованием такого источника тепловой энергии планируется осуществлять по регулируемым ценам (тарифам), и (или) обоснованная анализом индикаторов развития системы теплоснабжения МО г. Нижнекамск, если реализация товаров в сфере теплоснабжения с использованием такого источника тепловой энергии будет осуществляться по ценам, определяемым по соглашению сторон договора поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя) и радиуса эффективного теплоснабжения**

В настоящее время все перспективные площадки имеют возможность подключиться к существующим источникам централизованного теплоснабжения.

**5.2 Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии**

Реконструкция источников тепловой энергии в целях обеспечения перспективной тепловой нагрузки не требуется.

При этом инвестиционными программами Нижнекамских ТЭЦ предусмотрены мероприятия по реконструкции собственных источников теплоснабжения. Эти мероприятия представлены в Главе 7 и Главе 16 Обосновывающих материалов.

### **5.3 Предложения по техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения**

Согласно утвержденной схеме теплоснабжения, предусматривались мероприятия по поддержанию надежности и эффективности опорных источников теплоснабжения. Часть данных мероприятий была реализована, часть мероприятий планируется реализовать в перспективе. Отчеты о выполнении инвестиционных программ предприятий, эксплуатирующих опорные источники теплоснабжения в городе Нижнекамске представлены ниже.

ООО «Нижнекамская ТЭЦ» на 100% выполнило инвестиционную программу и направило в развитие источника 74,98 млн. руб.

Филиал АО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» в 2020 году выполнил мероприятия утвержденной инвестиционной программы на сумму 183,78 млн. руб.

Инвестиционными программами Нижнекамских ТЭЦ предусмотрены мероприятия по реконструкции собственных источников теплоснабжения. Эти мероприятия представлены в Главе 7 и Главе 16 Обосновывающих материалов.

Отдельно необходимо отметить мероприятие, предусмотренное ООО «Нижнекамская ТЭЦ» - «Реконструкция установленных энергетических котлоагрегатов ТГМЕ-464 Нижнекамской ТЭЦ для сжигания нефтяного кокса в виде пыли с установки замедленного коксования АО «ТАНЕКО». Данное решение, согласно первоначальным планам ООО «Нижнекамская ТЭЦ» должно было начать реализовываться с 2014 года и к 2020-ому 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 внебюджетных источников финансирования, решение о реализации столь масштабной реконструкции принимается ООО «Нижнекамская ТЭЦ» самостоятельно в зависимости от внутренней ликвидности и конъюнктуры рынка.

**Табл. 5.1. Результаты реализации инвестиционной программы ООО «Нижнекамская ТЭЦ» в 2020 году, тыс. руб. без НДС**

№ пп	Наименование мероприятий	Год начала	Год окончания	Потребность в финансировании в текущих ценах, тыс. руб. без НДС				
				Всего потребность, тыс. руб.	Профинанси ровано к 2020 году	Остаток	Профинансиро вано в 2020 году	Остаток финансирования
1	Техническое перевооружение к/а ТГМЕ-464 ст.№2 с заменой КПП 3-4 ступеней	2019	2020	42676	777	41899	41899	
2	Техническое перевооружение главного корпуса ООО «Нижнекамская ТЭЦ». Замена кровельного покрытия	2014	2020	75970	73193	22767	2777	
3	Модернизация бойлерной установки БУ-180 с заменой трубных пучков, насосов НБС - 1,2 с установкой перемычки теплосети 1-й этап	2016	2020	56243	27695	28548	28548	
4	Оборудование, не требующее монтажа	2020	2020	121	0	121	121	
5	Техническое перевооружение к/а ТГМЕ-464 ст.№3 с заменой нижних коллекторов экранов и панелей левого, правого, заднего и фронтального экрана с подовой частью	2020	2021	70713	0	70713	1459	69254
6	Техническое перевооружение мазутопроводов мазутонасосной	2020	2021	6814,5	0	6814,5	171	6643,5



**Табл. 5.2. Результаты инвестиционной программы филиала АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ» в 2020 году, без НДС**

№ пп	Наименование мероприятий	Год начала	Год окончания	Потребность в финансировании в текущих ценах, тыс. руб. без НДС				
				Всего потребность, тыс. руб.	Профинанси ровано к 2020 году	Остаток	Профинансиро вано в 2020 году	Остаток финансирования
1	Техническое перевооружение системы ПАЗ оборудования ХЦ-1,2	2017	2020	208357	103035	105322	105322	
2	Дымовая труба ж/б №1. Реконструкция газоходов котлов ст.№1-5.	2019	2021	23424	657	22767	-	22767
3	Техническое перевооружение водораспределительной системы и вытяжной башни градирни №3	2019	2020	74035	794	73241	73241	
4	Техническое перевооружение хозпротивопожарного водовода	2019	2021	22987	909	22078	1667	20411
5	Газопровод ГРП-3. Техническое перевооружение системы загазованности ГРП-3	2019	2020	11800	8248	3552	3552	

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

В городе Нижнекамске организована совместная работа Нижнекамских ТЭЦ. Котельные в централизованном теплоснабжении не участвуют.

Актуализированной схемой теплоснабжения предусмотрено перераспределение нагрузок источников тепловой энергии в осенний и весенний период, при температуре наружного воздуха не ниже -10 °С в сторону увеличения отпуска от ООО «Нижнекамская ТЭЦ» с целью максимального использования источника с более дешевой стоимостью тепловой энергии на коллекторах.

Дополнительных инвестиционных ресурсов в осуществление данного перераспределения не требуется.

#### **5.5 Меры по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии, а также источников тепловой энергии, выработавших нормативный срок службы, в случае если продление срока службы технически невозможно или экономически нецелесообразно**

В городе Нижнекамске избыточные источники тепловой энергии, а также источники тепловой энергии, выработавших нормативный срок службы, отсутствуют.

#### **5.6 Меры по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии**

В городе Нижнекамске котельные в централизованном теплоснабжении не участвуют.

**5.7 Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в пиковый режим работы, либо по выводу их из эксплуатации**

В городе Нижнекамске котельные в централизованном теплоснабжении не участвуют.

**5.8 Температурный график отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии или группы источников тепловой энергии в системе теплоснабжения, работающей на общую тепловую сеть, и оценку затрат при необходимости его изменения**

Для тепловых сетей энергоисточников температурный график 150-70°C со срезкой 135°C для отпуска тепла был определен при проектировании системы теплоснабжения. Для обеспечения необходимой температуры потребляемой горячей воды в теплое время отопительного сезона и в межотопительный сезон в интервале температур наружного воздуха от +3°C и выше температура в подающем трубопроводе принята 81°C в дневное время и 70°C в ночное.

Изменение температурного графика не предполагается.

**5.9 Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии с предложениями по сроку ввода в эксплуатацию новых мощностей**

Установленная тепловая мощность источников тепловой энергии остается без изменений.

**5.10 Предложения по вводу новых и реконструкции 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 и дешевым 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 11 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 «Нижекамская 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 «Нижекамская ТЭЦ» самостоятельно в зависимости от внутренней ликвидности и конъюнктуры рынка.

**6 РАЗДЕЛ 6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ**

**6.1 Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии (использование существующих резервов)**

Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов) представлены в Табл. 6.1.

**Табл. 6.1. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей филиала АО "Татэнерго" - "Нижнекамские тепловые сети", обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности**

<b>№ п/п</b>	<b>Наименование мероприятия</b>	<b>Физические объемы реализации</b>	<b>Год реализации</b>	<b>Затраты на мероприятие, тыс. руб. без НДС</b>
1	Строительство магистральных тепловых сетей тепловода №3 на участке от ТК-88 по ул.Баки Урманче до ТК-55 по ул. Вахитова тепловода №2 (ПИР)	2075	2023	2 827
2	Строительство магистральных тепловых сетей тепловода №3 на участке от ТК-88 по ул.Баки Урманче до ТК-55 по ул. Вахитова тепловода №2 (1 этап)	509,5	2024	48 268
3	Строительство магистральных тепловых сетей тепловода №3 на участке от ТК-88 по ул.Баки Урманче до ТК-55 по ул. Вахитова тепловода №2 (2 этап)	661	2025	65 546

<b>№ п/п</b>	<b>Наименование мероприятия</b>	<b>Физические объемы реализации</b>	<b>Год реализации</b>	<b>Затраты на мероприятие, тыс. руб. без НДС</b>
4	Строительство магистральных тепловых сетей тепловода №3 на участке от ТК-88 по ул.Баки Урманче до ТК-55 по ул. Вахитова тепловода №2 (3 этап)	904,5	2026	93 956
5	Реконструкция магистральных тепловых сетей тепловода №1 на участке от ТК-11 до ТК-4 по ул.Корабельная ПИР	1586	2024	1 798
6	Реконструкция тепловода №1 от ТК-11 до ТК-4 по ул. Корабельная. 1 этап	365,3	2025	28 396,00
7	Реконструкция тепловода №1 от ТК-11 до ТК-4 по ул. Корабельная. 2 этап	365,3	2026	35 593,00
8	Реконструкция магистральных тепловых сетей тепловода №1 на участке от ТК-11 до ТК-4 по ул.Корабельная 3 этап	855,4	2027	67 590,00
9	Строительство нового трубопровода тепловода №1 от ТК-4 по ул. Корабельная до пересечения с тепловодом АО «ВК и ЭХ» по пр. Мира ПИР	1500п.м.	2027	2 029,00
10	Строительство нового трубопровода тепловода №1 от ТК-4 по ул. Корабельная до пересечения с тепловодом АО «ВК и ЭХ» по пр. Мира	1500п.м.	2028	135 647,00
11	Строительство нового трубопровода тепловода №3 от ТК-10 Сююмбике до 29 микрорайона ПИР+1 этап	700п.м	2027	54 663

№ п/п	Наименование мероприятия	Физические объемы реализации	Год реализации	Затраты на мероприятие, тыс. руб. без НДС
12	Строительство нового трубопровода тепловода №3 от ТК-10 Сююмбике до 29 микрорайона 2 этап	900 п.м	2028	83 112

Для освобождения мощности строящимся мкр.45 и 47 необходимо выполнить переключение мкр.34 с тепловода Ду600мм по пр.Мира на тепловод Ду500мм по ул.Корабельная - Ду400мм по пр.Химиков и мероприятия, приведённые в табл. 6.2.

**Табл. 6.2. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей АО «ВК и ЭХ», обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности**

№ п/п	Наименование мероприятия	Физические объемы реализации	Год реализации	Затраты на мероприяти е, тыс. руб. без НДС	Источник финансировани я
1	Строительство перемычки Ду350 мм от УТ-10 по пр. Химиков до УТ-1 по ул. Р.Гайнуллина	207,2	по заявке заказчика	2 420,00	плата за подключение
2	Перекладка Ду150 мм на Ду350 мм по ул. Р.Гайнуллина от УТ-1 до УТ-3	707,6	по заявке заказчика	7 500,00	плата за подключение
3	Перекладка Ду200 мм на Ду250 мм по ул. Р.Гайнуллина от УТ-3 до УТ-20	378	по заявке заказчика	3 715,00	плата за подключение

## **6.2 Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых под жилищную, комплексную или производственную застройку**

График строительства тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную и комплексную застройку представлен в Табл. 6.3 - Табл. 6.4.

Табл. 6.3 Объемы нового строительства тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» "Нижнекамские тепловые сети" в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки (присоединения новых потребителей тепловой энергии)

Источник	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Перспективный потребитель	Микрорайон	Присоединяемая нагрузка Гкал/час	Протяженность участка, м	Год строительства/реконструкции	Условный диаметр, мм	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты без НДС, тыс. руб.
НК ТЭЦ	ТК-88	забор ООО "Астра-1"	«Административные здания, помещения и офисы ООО «Астра-1» по ул. Б. Урманче	30 мкрн	0,35	9,62	2021	76	подземная канальная	ППУ-ПЭ	785,869*
филиал АО "ТГК-16"	тепловод БСИ (район Н.О. 850)	забор ООО "Камэнергомаш"	"Производство газовых турбин ГТ-004" от тепловода БСИ до забора ООО "Камэнергомаш"	промзона	3,9	532	2021	219	надземно	ППУ-ОЦ	9 566*
Итого											10351,703

Примечание: Затраты на ПИР не включены.

Табл. 6.4 Объемы нового строительства тепловых сетей АО "ВК и ЭХ" в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки (присоединения новых потребителей тепловой энергии)

№	Перспективный потребитель	Микрорайон	Присоединяемая нагрузка, Гкал/час	Протяженнос ть участка, м	Год строительства/реко нструкции	Ду, мм	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляци онный материал	Затраты без НДС, тыс. руб.
1	Приемно-диагностическое отделение ГАУЗ "НЦРМБ"	кв.Б	1,477756	77,6	2022	108	подземная	ППУ	2551
2	Жилой комплекс, д/сад, школа	мкр.35а	13,685933	450;850;550	2023-2025	273;159;108	подземная	ППУ	20800
3	Детский сад на 320 мест	мкр.34	0,47631	65	2022	89	подземная	ППУ	3400
4	Школа на 950 мест мкр. 34	мкр.34	2,6744	67	2022	159	подземная	ППУ	450
5	20-и эт. ж.д.Сююмбике-64б	мкр.27	1,163	113,82	2021	108	подземная	ППУ	3500
6	Крытый манеж с искусственным льдом	мкр.47	1,57	50	2022-2023	133	подземная	ППУ	410
7	жилой дом возле Шинников-13а	мкр.22-25	1,099	120	2022-2023	219	подземная	ППУ	584
8	жилой дом возле Шинников-27	мкр.22-25	1,099	120	2022-2023	219	подземная	ППУ	658



№	Перспективный потребитель	Микрорайон	Присоединяемая нагрузка, Гкал/час	Протяженность участка, м	Год строительства/реконструкции	Ду, мм	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты без НДС, тыс. руб.
9	ресторан "Макдональдс" пр.Мира-19	мкр.22-25	0,26	280	2021-2022	76	подземная	ППУ	5150
10	Жилые дома	мкр.47	5,78	800;500	2022-2025	159;108	подземная	ППУ	15000
11	Жилые дома	мкр.45	4,58	400;300	2022-2025	159;108	подземная	ППУ	7800
12	Жилые дома	мкр.15	7,4	900;500	2022-2025	159;108	подземная	ППУ	16200
13	Жилой дом стр.№21	мкр.34	1,2	280	2022-2023	108	подземная	ППУ	2100
Итого									78603

### **6.3 Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей в целях обеспечения условий, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения**

Мероприятий по строительству тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии, а также обеспечивающих перераспределение существующих нагрузок не планируется.

В настоящее время схемы тепловых сетей города позволяет в широких пределах варьировать нагрузку на коллекторах станций и переключать ее между источниками, обеспечивая высокий уровень резервирования и надежности.

### **6.4 Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных**

Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных не планируется.

В настоящее время схемы тепловых сетей города позволяет в широких пределах варьировать нагрузку на коллекторах станций и переключать ее между источниками, обеспечивая высокий уровень резервирования и надежности.

Таким образом, существует возможность переключать нагрузку потребителей между источниками теплоснабжения, выбирая наиболее эффективный и экономически привлекательный источник теплоснабжения.

## **6.5 Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения потребителей**

Существующие тепловые сети и схемы их закольцовки позволяют осуществлять теплоснабжения потребителей с необходимой надежностью и возможностью резервирования. Кроме того, в следующем разделе представлены мероприятия по увеличению диаметров тепловых сетей с реконструкцией наиболее изношенных магистральных тепловодов.

Дополнительно предусмотрено строительство новых тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения в перспективном периоде.

**Табл. 6.5 Предложения по строительству тепловых сетей АО "ВК и ЭХ" для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения**

<b>№ п/п</b>	<b>Наименование мероприятия</b>	<b>Физические объемы реализации</b>	<b>Год реализации</b>	<b>Затраты на мероприятие, тыс. руб. без НДС</b>	<b>Источник финансирования</b>
1	Строительство теплосети от ТК-88 Б.Урманче до ТК-55 пр.Вахитова (СМР)	4150 п.м.	2026	185 265,19	Ценовые зоны

## **6.6 Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки**

График реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки приведен в Табл. 6.6. Мероприятия в целом повторяют мероприятия утвержденной схемы теплоснабжения с учетом уже выполненных в 2020 году.

Табл. 6.6 Объемы реконструкции тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» "Нижнекамские тепловые сети" в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки (подключения новых потребителей тепловой энергии), в том числе с увеличением диаметров трубопроводов

Источник	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Наименование мероприятия	Длина участка, п.м.	Год строительства/реконструкции	Существующий условный диаметр, мм	Перспективный условный диаметр, мм	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Источник финансирования	Затраты без НДС, тыс. руб.
ООО "НК ТЭЦ"	ТК-90а ул. Б.Урманче	ТК-1 ул. Сююмбике	Тепловод №3 от ТК-90а ул. Б.Урманче до ТК-1 ул. Сююмбике-1 этап	540,2	2021	720	820	подземная, канальная	ППУ	Амортизация / прибыль на развитие	38 367,00
ООО "НК ТЭЦ"	ТК-90а ул. Б.Урманче	ТК-1 ул. Сююмбике	Тепловод №3 от ТК-90а ул. Б.Урманче до ТК-1 ул. Сююмбике-2 этап	419	2022	720	820	подземная, канальная	ППУ	Амортизация	31 096,00
										Прибыль на развитие	
ООО "НК ТЭЦ"	ТК-10 ул. Сююмбике	ТК-1 ул. Сююмбике	Реконструкция магистрального тепलोвода №3 от ТК-10 до ТК-1 по ул. Сююмбике с увеличением диаметра трубопровода с 630 мм на 720 мм (ПИР)	2188	2022	630	720	подземная, канальная	ППУ		2 111,00
ООО "НК ТЭЦ"	ТК-10 ул. Сююмбике	ТК-1 ул. Сююмбике	Реконструкция магистрального тепलोвода №3 от ТК-10 до ТК-1 по ул. Сююмбике с увеличением диаметра трубопровода с 630 мм на 720 мм 1 этап (от ТК-9 до ТК-10)	498,6	2023	630	720	подземная, канальная	ППУ		34 138,00
ООО "НК ТЭЦ"	ТК-90а ул. Б.Урманче	ТК-1 ул. Сююмбике	Тепловод №3 от ТК-90а ул. Б.Урманче до ТК-1 ул. Сююмбике-3 этап	652	2023	720	820	подземная, канальная	ППУ		73 664,00
ООО "НК ТЭЦ"	ТК-10 ул. Сююмбике	ТК-1 ул. Сююмбике	Реконструкция магистрального тепलोвода №3 от ТК-10 до ТК-1 по ул. Сююмбике с увеличением диаметра трубопровода с 630 мм на 720 мм 2 этап (от ТК-9 до ТК-5)	837,1	2024	630	720	подземная, канальная	ППУ		59 991,00
ООО "НК ТЭЦ"	ТК-10 ул. Сююмбике	ТК-1 ул. Сююмбике	Реконструкция магистрального тепलोвода №3 от ТК-10 до ТК-1 по ул. Сююмбике с увеличением диаметра трубопровода с 630 мм на 720 мм 3 этап (от ТК-5 до ТК-1)	852,3	2025	630	720	подземная, канальная	ППУ		62 827,00

Источник	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Наименование мероприятия	Длина участка, п.м.	Год строительства/реконструкции	Существующий условный диаметр, мм	Перспективный условный диаметр, мм	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Источник финансирования	Затраты без НДС, тыс. руб.
ООО "НК ТЭЦ"	Павильон задвижек №4	ТК-105 по ул. 50 лет Октября	Реконструкция МТВ№3 на участке от Павильона задвижек №4 до Тепловой камеры №105 по ул. 50 лет Октября (ПИР)	2584	2026	820	920	подземная, канальная	ППУ	Ценовые зоны	1 975,00
филиал АО "ТГК-16"	ПНС-1	ПНС-2	Реконструкция тепловода №1 от ПНС-1 до ПНС-2 с увеличением диаметра с 700 на 900 мм (1 этап) .	686,62	2026	720	920	надземная	ППУ		58 066,00
ООО "НК ТЭЦ"	Павильон задвижек №4	ТК-105 по ул. 50 лет Октября	Реконструкция МТВ№3 на участке от Павильона задвижек №4 до Тепловой камеры №105 по ул. 50 лет Октября (1 этап)	388,6	2027	820	920	подземная, канальная	ППУ	Ценовые зоны	26 347,00
филиал АО "ТГК-16"	ПНС-1	ПНС-2	Реконструкция тепловода №1 от ПНС-1 до ПНС-2 с увеличением диаметра с 700 на 900 мм (2 этап) .	545,94	2027	720	920	надземная	ППУ		48 339,00
ООО "НК ТЭЦ"	Павильон задвижек №4	ТК-105 по ул. 50 лет Октября	Реконструкция МТВ№3 на участке от Павильона задвижек №4 до Тепловой камеры №105 по ул. 50 лет Октября (2 этап)	867,8	2028	820	920	подземная, канальная	ППУ	Амортизация	61 599,00
										Ценовые зоны	
филиал АО "ТГК-16"	ПНС-2	ТК-6а пр. Строителей	Реконструкция МТВ №1 от ПНС-2 до ТК-6а пр. Строителей с увеличением диаметра с 720мм до 920 мм.ПИР	320	2028	720	920	подземная, канальная	ППУ		1 548,00
филиал АО "ТГК-16"	ПНС-1	ПНС-2	Реконструкция тепловода №1 от ПНС-1 до ПНС-2 с увеличением диаметра с 700 на 900 мм( 3 этап) .	740,77	2028	720	920	надземная	ППУ		68 676,00
ООО "НК ТЭЦ"	Павильон задвижек №4	ТК-105 по ул. 50 лет Октября	Реконструкция МТВ№3 на участке от Павильона задвижек №4 до Тепловой камеры №105 по ул. 50 лет Октября (3 этап)	663,8	2029	820	920	подземная, канальная	ППУ	Ценовые зоны	48 035,00

Источник	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Наименование мероприятия	Длина участка, п.м.	Год строительства/ реконструкции	Существующий условный диаметр, мм	Перспективный условный диаметр, мм	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Источник финансирования	Затраты без НДС, тыс. руб.
филиал АО "ТГК-16"	ПНС-1	ПНС-2	Реконструкция тепловода №1 от ПНС-1 до ПНС-2 с увеличением диаметра с 700 на 900 мм( 4этап) .	503,05	2029	720	920	надземная	ППУ		48 822,00
филиал АО "ТГК-16"	ПНС-2	ТК-6а пр. Строителей	Реконструкция МТВ №1 от ПНС-2 до ТК-6а пр. Строителей с увеличением диаметра с 720мм до 920 мм.	320	2029	720	920	подземная, канальная	ППУ		42 574,00
филиал АО "ТГК-16"	ПНС-1	ПНС-2	Реконструкция тепловода №1 от ПНС-1 до ПНС-2 с увеличением диаметра с 700 на 900 мм( 5 этап) .	1288,51	2030	720	920	надземная	ППУ		130 982,00
ООО "НК ТЭЦ"	Павильон задвижек №4	ТК-105 по ул. 50 лет Октября	Реконструкция МТВ№3 на участке от Павильона задвижек №4 до Тепловой камеры №105 по ул. 50 лет Октября (4 этап)	663,8	2030	820	920	подземная, канальная	ППУ	Ценовые зоны	50 292,65
филиал АО "ТГК-16"	ПНС-1	ПНС-2	Реконструкция тепловода №1 от ПНС-1 до ПНС-2 с увеличением диаметра с 700 на 900 мм( 6 этап) .	1253,12	2031	720	920	надземная	ППУ		133 310,00
филиал АО "ТГК-16"	филиал АО "ТГК-16" "НК ТЭЦ"	ПНС-1	Реконструкция тепловода №1 от филиала АО "ТГК-16" до ПНС-1, 3 этап (ПИР+СМР)	2830,5п.м.	2032	720	820	надземная	ППУ	Ценовые зоны	140 668,94
филиал АО "ТГК-16"	филиал АО "ТГК-16" "НК ТЭЦ"	ПНС-1	Реконструкция тепловода №1 от филиала АО "ТГК-16" до ПНС-1, 4 этап (ПИР+СМР)	3437,74п.м	2033	720	820	надземная	ППУ	Ценовые зоны	178 192,82
филиал АО "ТГК-16"	филиал АО "ТГК-16" "НК ТЭЦ"	ПНС-1	Реконструкция тепловода №1 от филиала АО "ТГК-16" до ПНС-1, 5 этап	4776,97п.м.	2034	720	820	надземная	ППУ	Ценовые зоны	258 505,97
филиал АО "ТГК-16"	филиал АО "ТГК-16" "НК ТЭЦ"	ПНС-1	Реконструкция тепловода №1 от филиала АО "ТГК-16" до ПНС-1, 6 этап	3226,78 п.м.	2035	720	820	надземная	ППУ	Ценовые зоны	182 299,60
<b>Итого</b>											<b>1 782 426,98</b>

## 6.7 Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истощением эксплуатационного ресурса

Обновление тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» - Нижнекамские тепловые сети осуществляется в соответствии с планами по ремонту тепловых сетей, при этом часть замен учтена в предложениях по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки. Остальные предложения по реконструкции тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» - Нижнекамские тепловые сети, подлежащих замене в связи с истощением эксплуатационного ресурса представлены в таблицах ниже.

**Табл. 6.7 Предложения по реконструкции тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» - Нижнекамские тепловые сети, подлежащих замене в связи с истощением эксплуатационного ресурса**

№ п/п	Наименование мероприятия	Физические объемы реализации	Год реализации	Затраты на мероприятие, тыс. руб. без НДС	Источник финансирования
1	Реконструкция МТВ№2 от филиала АО "ТГК-16" НкТЭЦ-1 до павильона задвижек №1 (ПИР+СМР) 1 этап	1522,26 п.м.	2026	1 143,20	Прибыль на развитие
				88 642,52	Ценовые зоны
2	Реконструкция МТВ№2 от филиала АО "ТГК-16" НкТЭЦ-1 до павильона задвижек №1 (ПИР+СМР 2 этап)	1306,28 п.м.	2027	49 000,00	Прибыль на развитие
				31 359,71	Ценовые зоны
3	Реконструкция МТВ№2 от павильона задвижек №1 до павильона задвижек №3	4252 п.м.	2028	273 083,91	Ценовые зоны
4	Реконструкция МТВ№2 от павильона задвижек №3 до павильона задвижек №5	1482 п.м.	2029	28 910,00	Амортизация
				341 478,10	Ценовые зоны
5	Реконструкция МТВ№4 от филиала АО "ТГК-16"	585,34	2029	49 000,00	Прибыль на развитие

№ п/п	Наименование мероприятия	Физичес кие объемы реализац ии	Год реализации	Затраты на мероприятие , тыс. руб. без НДС	Источник финансиро вания
	НкТЭЦ-1 до павильона задвижек КПД – 1 этап			10 194,23	Ценовые зоны
6	Реконструкция МТВ№2 от павильона задвижек №5 до ПНС-5	1716 п.м.	2030	28 910,00	Амортизац ия
				91 211,61	Ценовые зоны
7	Реконструкция МТВ№4 от филиала АО "ТГК-16" НкТЭЦ-1 до павильона задвижек КПД – 2 этап	2467 п.м.	2030	207 330,49	Ценовые зоны

Замена и реконструкция тепловых сетей и ЦТП АО «ВКиЭХ» осуществляется по результатам проводимых гидравлических испытаний и технических обследований в объеме предусмотренных расходов на содержание и эксплуатацию оборудования - табл. 6.8. Предложения по реконструкции тепловых сетей филиала АО "ВК и ЭХ", подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса представлены в табл. 6.9.

**Табл. 6.8 Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования АО «ВКиЭХ»**

Год	Факт 2019 года	Факт 2020 года	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования, тыс. руб.	156 131,19	184 034,80	220 858,85	228 159,56	234 892,89	242 846,47	250 099,96	257 613,46
Год	2027 год	2028 год	2029 год	2030 год	2031 год	2032 год	2033 год	2034 год
Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования, тыс. руб.	265 396,47	273 458,85	282 955,06	291 641,11	300 639,39	309 961,33	319 618,80	330 961,41



**Табл. 6.9 Предложения по реконструкции тепловых сетей филиала АО "ВК и ЭХ", подлежащих замене в связи с истечением эксплуатационного ресурса**

<b>№ п/п</b>	<b>Наименование мероприятия</b>	<b>Физические объемы реализации, п.м</b>	<b>Год реализации</b>	<b>Затраты на мероприятие, тыс. руб. без НДС</b>	<b>Источник финансирования</b>
1	Реконструкция сетей тепловодоснабжения от ЦТП-74 (соединит.)	900	2022	12 661,70	собственные средства
2	Реконструкция сетей тепловодоснабжения от ЦТП-53	1 920	2022	8 369,30	собственные средства
3	Реконструкция сетей тепловодоснабжения от ЦТП-60 (соединит.)	680	2022	11 463,80	собственные средства
4	Реконструкция сетей тепловодоснабжения от ЦТП-59	828	2022	4 204,80	собственные средства
5	Реконструкция сетей тепловодоснабжения от ЦТП-28.	1 702	2022	6 204	собственные средства
6	Реконструкция сетей тепловодоснабжения от ЦТП-76	516	2022	3 593,63	собственные средства
7	Реконструкция сетей тепловодоснабжения от ЦТП-61	676	2022	3863,3	собственные средства
8	Реконструкция сетей тепловодоснабжения от ЦТП-64	238	2023	4 425,20	собственные средства
11	Реконструкция соединительной теплотрассы к ЦТП-30	445	2022	4 951,00	собственные средства
12	Реконструкция соединительной теплотрассы к ЦТП-60	972	2022	6 330,70	собственные средства
13	Реконструкция соединительной теплотрассы к ЦТП-74	2784	2022	15 236,90	собственные средства

<b>№ п/п</b>	<b>Наименование мероприятия</b>	<b>Физические объемы реализации, п.м</b>	<b>Год реализаци и</b>	<b>Затраты на мероприятие , тыс. руб. без НДС</b>	<b>Источник финансировани я</b>
14	Реконструкция соединительной теплотрассы к ЦТП-46	497	2023	10 700,40	собственные средства
15	Реконструкция соединительной теплотрассы к ЦТП-78	526	2023	13 214,90	собственные средства
16	Реконструкция соединительной теплотрассы к ЦТП-83	499	2023	8 469,60	собственные средства
17	Реконструкция соединительной теплотрассы к ЦТП-32	466	2023	7 492,51	собственные средства
18	Реконструкция соединительной теплотрассы к ЦТП-39	970	2023	21 989,13	собственные средства
19	Реконструкция соединительной теплотрассы к ЦТП-43	210	2023	2 837,47	собственные средства
20	Реконструкция соединительной теплотрассы к ЦТП-49	261	2023	4 546,67	собственные средства
21	Реконструкция соединительной теплотрассы к ЦТП-87	126	2023	1 339,42	собственные средства
<b>Итого</b>					<b>151 894,43</b>

## 6.8 Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации насосных станций

Для обеспечения перспективных объемов теплоносителя схемой теплоснабжения предусматривается реконструкция двух насосных станций филиала АО «Татэнерго» - «Нижнекамские тепловые сети»:

- реконструкция ПНС-2 с увеличением производительности перекачивающих насосов с 1250 м<sup>3</sup>/час на 2000 м<sup>3</sup>/час в количестве 3 шт. – 2026 год.
- реконструкция насосной ПНС-7 с увеличением производительности перекачивающих насосов с 1250 м<sup>3</sup>/час на 2000 м<sup>3</sup>/час в количестве 4 шт. – 2025 год.

Кроме того, НкТС в настоящее время обслуживает ряд ПНС, имеющих устаревшие вводные и распределительные устройства – КРУ 6(10) кВ. Данные КРУ выполнены из оборудования, имеющего срок службы 40 и более лет, встречается оборудование 1938 г.в. В условиях увеличения загрузки оборудования ПНС необходимо обновление распределительных устройств насосных станций.

Предложения по реконструкции и модернизации насосных станций представлены в 6.10.

**Табл. 6.10. Предложения по реконструкции и модернизации ПНС филиала АО «Татэнерго» - Нижнекамские тепловые сети**

№ п/п	Титул (наименование мероприятия)	Физические объемы реализации	Год реализации	Затраты на мероприятие, тыс. руб. без НДС	Источник финансирования
1	Реконструкция электротехнической части и автоматизация подкачивающей насосной станции №4 (ПИР)	1580 кВт*А	2021	3 325,31	Амортизация
2	Реконструкция электротехнической части и автоматизация подкачивающей насосной станции №2 (СМР)	1580 кВт*А	2021г	34 958,33	Амортизация

№ п/п	Титул (наименование мероприятия)	Физические объемы реализации	Год реализации	Затраты на мероприяти е, тыс. руб. без НДС	Источник финансирования
3	Реконструкция электротехнической части и автоматизация подкачивающей насосной станции №4 (СМР)	1580 кВт*А	2022	38 030,97	Амортизация + прибыль на развитие
10	Реконструкция электротехнической части с автоматизацией и теплотехнического оборудования ПНС-7 с увеличением производительности перекачивающих насосов с 1250 м3/час на 2000 м3/час в количестве 4 шт. (ПИР)		2023	6 097,52	Ценовые зоны
10	Реконструкция электротехнической части с автоматизацией и теплотехнического оборудования ПНС-7 с увеличением производительности перекачивающих насосов с 1250 м3/час на 2000 м3/час в количестве 4 шт. (СМР)		2024	83 760,62	Ценовые зоны
4	Реконструкция электротехнической части и автоматизация подкачивающей насосной станции №5 (ПИР)	1580 кВт*А	2024	3 484,74	Прибыль на развитие
6	Реконструкция электротехнической части и автоматизация подкачивающей насосной станции №5	1580 кВт*А	2025	43 850,51	Ценовые зоны

<b>№ п/п</b>	<b>Титул (наименование мероприятия)</b>	<b>Физические объемы реализации</b>	<b>Год реализации</b>	<b>Затраты на мероприяти е, тыс. руб. без НДС</b>	<b>Источник финансирования</b>
5	Реконструкция электротехнической части и автоматизация подкачивающей насосной станции №6 (ПИР)	1580 кВ*А	2026	4 543,04	Прибыль на развитие
7	Реконструкция электротехнической части и автоматизация подкачивающей насосной станции №6	КРУ-6(10) кВ	2027	48 075,63	Ценовые зоны
11	Реконструкция теплотехнического оборудования ПНС-2 с увеличением производительности перекачивающих насосов с 1250 м3/час на 2000 м3/час в количестве 3 шт. (ПИР)		2028	3 169,08	Прибыль на развитие
11	Реконструкция теплотехнического оборудования ПНС-2 с увеличением производительности перекачивающих насосов с 1250 м3/час на 2000 м3/час в количестве 3 шт. (СМР)		2029	50 700,94	Ценовые зоны

## **6.9 Дополнительные мероприятия, предлагаемые для реализации на тепловых сетях и сооружениях**

### **6.9.1 Диспетчеризация тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» - Нижнекамские тепловые сети и реконструкция центральных тепловых пунктов АО «ВК и ЭХ»**

С целью исключения коммерческих потерь тепловой энергии и выполнения требований по контролю и учету энергетических ресурсов в Филиале АО «Татэнерго» - «Нижнекамские тепловые сети» в рамках инвестиционной программы реализуются мероприятия по диспетчеризации тепловых сетей.

Проект «Строительство системы диспетчеризации тепловых сетей НКТС» был начат в 2016 году и в настоящее время вышел на завершающую стадию. В 2019 году были выполнены проектно-изыскательские работы по модернизации системы АИИСКУЭ с переходом с 3-х уровневой на 2-х уровневую систему, а в 2020 году реализовали данный проект.

В рамках мероприятий по улучшению связи и коммуникации служб филиала АО "Татэнерго" - Нижнекамские тепловые сети предусмотрены мероприятия по модернизации ЛВС и установке системы видеоконференцсвязи переговорных комнат.

График реализации данных мероприятий представлен ниже.

**Табл. 6.11 График реализации мероприятий по диспетчеризации тепловых сетей филиала АО "Татэнерго" - Нижнекамские тепловые сети, улучшению связи и коммуникации служб**

<b>№ п/п</b>	<b>Наименование мероприятия</b>	<b>Год реализации</b>	<b>Затраты на мероприятие, тыс. руб. без НДС</b>
4	Модернизация ЛВС филиала АО "Татэнерго" - Нижнекамские тепловые сети (СМР)	2021	4 850
5	Установка системы видеоконференцсвязи переговорных комнат НКТС (СМР)	2022	6 442

В настоящее время большая часть г. Нижнекамска обеспечивается горячей водой от ЦТП АО «ВК и ЭХ». Все ЦТП имеют срок службы более 20 лет. Оборудование морально устарело и требует реконструкции. График реализации мероприятий по реконструкции ЦТП АО «ВК и ЭХ» приведен в табл. 6.12.

**Табл. 6.12 График реализации мероприятий по реконструкции ЦТП АО «ВК и ЭХ»**

<b>№ п/п</b>	<b>Наименование мероприятия</b>	<b>Год реализации</b>	<b>Затраты на мероприятие, тыс. руб. без НДС</b>
1	Автоматизация ЦТП-61, 77	2022	688
2	Автоматизация ЦТП-11, 12	2023	686,1
3	Установка пластинчатых теплообменников в ЦТП-86, 33, 35	2022	7 210
4	Установка пластинчатых теплообменников в ЦТП-71, 85, 60	2023	6 691,4

## **6.10 Группы проектов**

Мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей образуют восемь групп проектов, реализация которых направлена на обеспечение качественного теплоснабжения потребителей в г. Нижнекамске при сохранении необходимого уровня надёжности системы теплоснабжения.

Группы проектов включают в себя:

Группа 1 – Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов).

Группа 2 – Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах г. Нижнекамска.

Группа 3 – Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надёжности теплоснабжения.

Группа 4 – Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том

числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных.

Группа 5 – Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения.

Группа 6 – Реконструкции и (или) модернизация тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.

Группа 7 – Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истощением эксплуатационного ресурса.

Группа 8 – Строительство и реконструкция насосных станций и ЦТП, диспетчеризация тепловых сетей, улучшение связи и коммуникации служб.

Суммарные капитальные затраты на реализацию мероприятий всех Групп проектов по тепловым сетям без НДС в ценах 2021 г. составят 4 206 129,54 тыс. руб. и представлены в табл. 6.13.



**Табл. 6.13 Капитальные затраты на реализацию мероприятий по Группам проектов в целом по г. Нижнекамску (без НДС в ценах 2021 г.), тыс. руб.**

Группа проектов	Группа	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Итого, тыс. руб.
1	Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов)	0,00	13 635,00	2 827,00	50 066,00	93 942,00	129 549,00	124 281,73	218 759,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>633 060,07</b>
2	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах г. Нижнекамска	16 427	20 602	18 559	16 683	16 683	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>88 954,70</b>
3	Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения	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	<b>0,00</b>
4	Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных	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	<b>0,00</b>
5	Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	185 265,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>185 265,19</b>
6	Реконструкции и (или) модернизация тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	38 367,00	33 207,00	107 802,00	59 991,00	62 827,00	60 041,00	74 686,00	131 823,00	139 431,00	181 274,65	133 310,00	140 668,94	178 192,82	258 505,97	<b>1 600 127,38</b>
7	Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истощением эксплуатационного ресурса	0,00	76 879,13	75 015,30	0,00	0,00	89 785,72	80 359,71	273 083,91	429 582,33	327 452,10	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>1 352 158,20</b>
8	Строительство и реконструкция насосных станций и ЦТП, диспетчеризация тепловых сетей	43 133,92	52 370,51	13 475,02	87 245,36	43 850,51	4 543,04	48 075,63	3 169,08	50 700,94	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>346 564,00</b>
	<b>Сумма по группам проектов</b>	<b>97 927,62</b>	<b>196 693,64</b>	<b>217 678,66</b>	<b>213 985,69</b>	<b>217 302,84</b>	<b>469 183,95</b>	<b>327 403,07</b>	<b>626 835,33</b>	<b>619 714,27</b>	<b>508 726,75</b>	<b>133 310,00</b>	<b>140 668,94</b>	<b>178 192,82</b>	<b>258 505,97</b>	<b>4 206 129,54</b>

**7 РАЗДЕЛ 7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ  
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) В ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ  
ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ**

В городе Нижнекамске закрытая система горячего водоснабжения.

## **8 РАЗДЕЛ 8. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ**

### **8.1 Перспективные топливные балансы для каждого источника тепловой энергии по видам основного, резервного и аварийного топлива на каждом этапе**

Прогноз отпуска тепловой энергии от источников теплоснабжения рассчитывается из условия подключенной к источникам теплоснабжения в базовый 2020 год тепловой нагрузки, фактического отпуска за базовый период, прогнозного увеличения присоединенной тепловой нагрузки и прогнозной температуры наружного воздуха за отопительный период.

Перспективное топливопотребление было рассчитано на основе прогноза спроса на тепловую энергию (мощность), приведенного в Главе 2. «Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения».

При расчете нормативных неснижаемых запасов топлива была принята средняя теплота сгорания резервного топлива за последние пять лет.

Для расчета выработки тепловой энергии, потребления топлива, а также тепловых нагрузок на энергоисточниках были приняты следующие условия:

- Перспективные тепловые нагрузки на энергоисточниках города были определены в соответствии с Главой 4. «Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки»
- Перспективный УРУТ на отпуск тепловой энергии на существующем оборудовании принимался в соответствии с существующими нормативными УРУТ на отпуск тепловой энергии;
- В процессе актуализации топливных балансов участвуют только источники теплоснабжения с изменяющейся перспективной тепловой нагрузкой;
- Перспективный УРУТ на отпуск электрической энергии на существующем оборудовании принимался в соответствии с существующими нормативными и фактическими УРУТ на отпуск электрической энергии;

Фактически сложившийся факт отпуска тепловой энергии определялся по сведениям теплоснабжающих организаций и органов регулирования.

Подробный расчет перспективных топливных балансов представлен в Главе 10 Обосновывающих материалов.

Прогнозный расход топлива на отпуск тепловой и электрической энергии от ТЭЦ на каждом этапе до 2034 года приведен в Табл. 8.1 - 8.2.

**Табл. 8.1. Прогнозный годовой расход топлива по источнику Филиал АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ»»**

Показатель	Един. изм.	2018	2019	2020*	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал		18 151	17 496	17 328	17 330	17 333	17 336	17 344	17 351	17 357	17 359	17 362	17 365	17 367	17 371	17 373	17 375
Расход тепловой энергии на собственные нужды	тыс. Гкал		212	264	238,8	238,8	238,8	238,8	238,8	238,8	238,8	238,8	238,8	238,8	238,8	238,8	238,8	238,8
Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ	тыс. Гкал	17 954	17 939	17 232	17 089	17 091	17 094	17 097	17 105	17 112	17 118	17 120	17 123	17 126	17 128	17 132	17 134	17 136
Выработка электрической энергии всего, в том числе	тыс. кВтч		4 881 043	4 881 043	4 881 043	4 881 043	4 881 043	4 881 043	4 881 043	4 881 043	4 881 043	4 881 043	4 881 043	4 881 043	4 881 043	4 881 043	4 881 043	4 881 043
на тепловом потреблении	тыс. кВтч		4 560 583	4 560 583	4 524 316	4 525 010	4 525 727	4 526 457	4 528 371	4 530 327	4 531 903	4 532 630	4 533 366	4 534 086	4 534 808	4 535 514	4 536 254	4 536 963
в конденсационном режиме	тыс. кВтч		320 460	320 460	356 727	356 033	355 316	354 586	352 672	350 716	349 140	348 413	347 677	346 957	346 235	345 529	344 789	344 080
Расход электрической энергии на собственные нужды, в том числе	млн кВт-ч		577 649	576 240	575 970	575 975	575 980	575 986	576 000	576 015	576 026	576 032	576 037	576 043	576 048	576 053	576 059	576 064
расход электрической энергии на ГФУ	млн кВт-ч		35 407	33 998	33 728	33 733	33 738	33 744	33 758	33 773	33 784	33 790	33 795	33 801	33 806	33 811	33 817	33 822
отпуск электрической энергии с шин ТЭЦ	млн кВт-ч		4 303 394	4 304 803	4 305 073	4 305 068	4 305 063	4 305 057	4 305 043	4 305 028	4 305 017	4 305 011	4 305 006	4 305 000	4 304 995	4 304 990	4 304 984	4 304 979
Отношение отпуска тепловой энергии с отработавшим паром к полному отпуску тепловой энергии от ТЭЦ;	%		88,46	87,98	88,68	88,67	88,66	88,64	88,61	88,57	88,54	88,52	88,51	88,49	88,48	88,47	88,45	88,44
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии, в том числе	г/кВт-ч		252,6	252,35	252,61	252,6	252,6	252,59	252,58	252,57	252,56	252,55	252,55	252,54	252,54	252,53	252,53	252,52
по теплофикационному циклу;	г/кВт-ч		250,1	250,1	250,1	250,1	250,1	250,1	250,1	250,1	250,1	250,1	250,1	250,1	250,1	250,1	250,1	250,1
по конденсационному циклу	г/кВт-ч		284,4	284,4	284,4	284,4	284,4	284,4	284,4	284,4	284,4	284,4	284,4	284,4	284,4	284,4	284,4	284,4
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал		148,3	148,3	148,3	148,3	148,3	148,3	148,3	148,3	148,3	148,3	148,3	148,3	148,3	148,3	148,3	148,3
Затрачено условного топлива всего, в том числе	тыс. т у.т.		3 748	3 641	3 622	3 622	3 622	3 623	3 624	3 625	3 626	3 626	3 626	3 627	3 627	3 628	3 628	3 628
на выработку электрической энергии	тыс. т у.т.		1 087	1 086	1 088	1 087	1 087	1 087	1 087	1 087	1 087	1 087	1 087	1 087	1 087	1 087	1 087	1 087
на выработку тепловой энергии	тыс. т у.т.		2 661	2 554	2 534	2 535	2 535	2 535	2 536	2 537	2 538	2 539	2 539	2 540	2 540	2 540	2 541	2 541

*Примечание:* Филиал АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ» не предоставил фактические показатели за 2020 год.

Табл. 8.2. Прогнозный годовой расход топлива по источнику ООО «Нижнекамская ТЭЦ»

Показатель	Един. изм.	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	3 627,15	3 493,69	3 705,25	3 534,63	4 224,81	4 379,01	4 382,81	4 387,61	4 391,41	4 391,91	4 392,41	4 392,81	4 398,11	4 404,21	4 409,31	4 414,41	4 418,21	4 425,31	4 429,21
Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ	тыс. Гкал	3 212,06	3 367,02	3 593,23	3 421,25	4 066,81	4 221,01	4 224,81	4 229,61	4 233,41	4 233,91	4 234,41	4 234,81	4 240,11	4 246,21	4 251,31	4 256,41	4 260,21	4 267,31	4 271,21
Выработка электрической энергии всего, в том числе	тыс. кВтч	2 320,62	1 361,22	1 167,44	1 407,57	1 328,47	1 399,00	1 399,00	1 399,00	1 399,00	1 399,00	1 399,00	1 399,00	1 399,00	1 399,00	1 399,00	1 399,00	1 399,00	1 399,00	1 399,00
на тепловом потреблении	тыс. кВтч	1 191,60	1 009,04	969,105	894,143	1010,522	986,6	986,6	986,6	986,6	986,6	986,6	986,6	986,6	986,6	986,6	986,6	986,6	986,6	986,6
в конденсационном режиме	тыс. кВтч	1 129,02	352,172	198,339	513,43	317,951	412,4	412,4	412,4	412,4	412,4	412,4	412,4	412,4	412,4	412,4	412,4	412,4	412,4	412,4
Расход электрической энергии на собственные нужды, в том числе	млн кВт-ч	256,805	169,001	154,896	174,754	180,68	178,2	178,3	178,4	178,5	178,5	178,6	178,6	178,7	178,8	178,9	179,1	179,1	179,3	179,4
расход электрической энергии на ТФУ	млн кВт-ч	82,48	81,76	82,11	78,97	87,91	82,5	82,6	82,7	82,8	82,8	82,8	82,8	82,9	83	83,2	83,3	83,4	83,5	83,6
отпуск электрической энергии с шин ТЭЦ	млн кВт-ч	2 063,81	1 192,22	1 012,55	1 232,82	1 147,79	1 220,80	1 220,70	1 220,60	1 220,50	1 220,50	1 220,40	1 220,40	1 220,30	1 220,20	1 220,10	1 219,90	1 219,90	1 219,70	1 219,60
Фактическое значение удельного расхода тепловой энергии брутто на выработку электрической энергии турбоагрегатами	ккал/кВт-ч	1 866,90	1 513,30	1 430,20	1 821,15	1 770,36	1 617,01	1 617,01	1 617,01	1 617,01	1 617,01	1 617,01	1 617,01	1 617,01	1 617,01	1 617,01	1 617,01	1 617,01	1 617,01	1 617,01
Расход тепла на выработку электрической энергии	тыс. Гкал	4 332,25	2 059,99	1 669,69	2 563,40	2 351,88	2 262,20	2 262,20	2 262,20	2 262,20	2 262,20	2 262,20	2 262,20	2 262,20	2 262,20	2 262,20	2 262,20	2 262,20	2 262,20	2 262,20
Удельный расход тепловой энергии нетто на производство электрической энергии группой турбоагрегатов;	ккал/кВт-ч	1 874,20	1 524,00	1 477,80	1 871,40	1 828,56	1 667,00	1 667,00	1 667,00	1 667,00	1 667,00	1 667,00	1 667,00	1 667,00	1 667,00	1 667,00	1 667,00	1 667,00	1 667,00	1 667,00
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии;	г/кВт-ч	386,42	344,31	345,28	380,15	401	345,09	345,09	345,09	345,09	345,09	345,09	345,09	345,09	345,09	345,09	345,09	345,09	345,09	345,09
Отношение отпуска тепловой энергии с отработавшим паром к полному отпуску тепловой энергии от ТЭЦ;	%	75,4	77,32	68,33	65,31	75,42	78,32	78,34	78,37	78,39	78,40	78,40	78,40	78,43	78,47	78,50	78,53	78,55	78,59	78,62
Удельная теплофикационная выработка	кВт-ч/Гкал	492,03	387,57	394,69	400,19	329,48	298,44	298,08	297,63	297,28	297,23	297,19	297,15	296,66	296,09	295,62	295,16	294,81	294,16	293,80
Выработка электрической энергии по теплофикационному циклу;	млн кВт-ч	1 191,60	1 009,04	969,11	894,13	1010,52	986,58	986,58	986,58	986,58	986,58	986,58	986,58	986,58	986,58	986,58	986,58	986,58	986,58	986,58
Выработка электрической энергии по конденсационному циклу	млн кВт-ч	1 129,02	352,17	198,34	513,44	317,95	412,42	412,42	412,42	412,42	412,42	412,42	412,42	412,42	412,42	412,42	412,42	412,42	412,42	412,42
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии, в том числе:	г/кВт-ч	386,42	344,31	345,28	380,15	401	345,09	345,09	345,09	345,09	345,09	345,09	345,09	345,09	345,09	345,09	345,09	345,09	345,09	345,09

Показатель	Един. изм.	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
по теплофикационному циклу	г/кВт-ч	290,8	323,5	324,28	335,4	372,43	319,9	319,9	319,9	319,9	319,9	319,9	319,9	319,9	319,9	319,9	319,9	319,9	319,9	319,9
по конденсационному циклу	г/кВт-ч	486,73	403,59	447,55	458,33	492,35	405,36	405,36	405,36	405,36	405,36	405,36	405,36	405,36	405,36	405,36	405,36	405,36	405,36	405,36
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	146,59	144,42	143,52	147,32	144,93	139,80	139,80	139,80	139,80	139,80	139,80	139,80	139,80	139,80	139,80	139,80	139,80	139,80	139,80
Затрачено условного топлива всего, в том числе	тыс. т у.т.	1 268,35	896,76	865,3	972,67	1049,655	920,71	921,2	921,84	922,34	922,41	922,47	922,53	923,22	924,03	924,7	925,38	925,87	926,8	927,33
на выработку электрической энергии	тыс. т у.т.	797,5	410,5	349,62	468,66	460,259	421,28	421,25	421,21	421,18	421,17	421,17	421,17	421,12	421,07	421,03	420,99	420,96	420,91	420,88
на выработку тепловой энергии	тыс. т у.т.	470,85	486,26	515,69	504,01	589,396	590,09	590,64	591,29	591,83	591,90	591,98	592,02	592,77	593,62	594,33	595,04	595,59	596,58	597,11

## 8.2 Потребляемые источниками тепловой энергии виды топлива, включая местные виды топлива, а также используемые возобновляемые источники энергии

Все централизованные источники теплоснабжения используют в качестве основного топлива природный газ.

Природный газ поставляется ООО «Газпром трансгаз Казань», лимиты на поставку газа не установлены, величина ограничения зависит от пропускной способности ГРП.

Производственные утилизационные котельные промышленных предприятий города (АО «Нижекамсктехуглерод») в качестве основного топлива используют отбросной газ производства техуглерода (низшая теплота сгорания - 760 ккал/м<sup>3</sup>). Природный газ является резервным топливом.

Сведения о потреблении топлива ООО «Нижекамская ТЭЦ» представлены в Табл. 8.1.-8.2.

**Табл. 8.1. Фактические значения потребления топлива источником комбинированной выработки электрической и тепловой энергии ООО «Нижекамская ТЭЦ»**

Показатель	Единица измерения	2018	2019	2020
<b>Расходы условного топлива на ТЭЦ</b>				
Выработано электроэнергии всего, в т.ч.:	млн. кВт·ч	1167,44	1407,57	1328,47
На агрегатах паротурбинного цикла, всего, в т.ч.:	млн. кВт·ч	1167,44	1407,57	1328,47
в теплофикационном режиме	млн. кВт·ч	969,1	894,13	1010,52
в конденсационном режиме	млн. кВт·ч	198,34	513,44	317,95
На агрегатах газотурбинного цикла, в т.ч.:	млн. кВт·ч	-	-	-
разомкнутый цикл	млн. кВт·ч	-	-	-
цикл с утилизацией теплоты отходящих газов	млн. кВт·ч	-	-	-
На агрегатах парогазового цикла, в т.ч.:	млн. кВт·ч	-	-	-
с генераторов газотурбинного привода	млн. кВт·ч	-	-	-
с генераторов паровой турбины, в т.ч.:	млн. кВт·ч	-	-	-
в конденсационном режиме	млн. кВт·ч	-	-	-
в теплофикационном режиме	млн. кВт·ч	-	-	-
Собственные нужды ТЭЦ, в т.ч.:	млн. кВт·ч	154,9	174,75	180,68
на выработку электроэнергии	млн. кВт·ч	72,79	95,78	92,77
на выработку тепловой энергии	млн. кВт·ч	82,11	78,97	87,91
Покупка электроэнергии	млн. кВт·ч	165,53	184,1	191,72
Всего отпущено с шин ТЭЦ	млн. кВт·ч	1012,54	1232,82	1147,79
Отпущено тепловой энергии	тыс. Гкал	3590,659	3418,876	4064,761
из теплофикационных отборов паротурбинных агрегатов	тыс. Гкал	848,325	762,232	756,248
из котлов-утилизаторов газотурбинных агрегатов, в т.ч.:	тыс. Гкал	-	-	-
в режиме подтопки	тыс. Гкал	-	-	-
из теплофикационных отборов паротурбинных агрегатов парогазовых установок	тыс. Гкал	-	-	-
из пиковых водогрейных котлоагрегатов	тыс. Гкал	-	-	-
из РОУ	тыс. Гкал	1137,851	1186,96	999,784
Собственные нужды ТЭЦ, в т.ч.:	тыс. Гкал			
в паре	тыс. Гкал	112,026	113,386	158
в горячей воде	тыс. Гкал	112,026	113,386	158



Показатель	Единица измерения	2018	2019	2020
Всего отпущено тепловой энергии с коллекторов, в т.ч. :	тыс. Гкал			
в паре	тыс. Гкал	3593,228	3421,245	4066,813
в горячей воде	тыс. Гкал	2742,334	2656,644	3308,513
Затрачено условного топлива	тыс. тут	850,894	764,601	758,3
На выработку электроэнергии	тыс. тут	865,302	972,666	1049,655
На выработку электроэнергии на агрегатах паротурбинного топлива, в т.ч.:	тыс. тут	349,615	468,661	460,259
в теплофикационном режиме	тыс. тут	349,615	468,661	460,259
в конденсационном режиме	тыс. тут	272,407	262,955	322,471
На выработку электроэнергии на агрегатах газотурбинного цикла, в т.ч.	тыс. тут	77,208	205,706	137,788
в разомкнутом цикле	тыс. тут	-	-	-
в цикле с утилизацией теплоты отходящих газов	тыс. тут	-	-	-
На выработку электроэнергии на агрегатах парогазового цикла	тыс. тут	-	-	-
На отпуск тепловой энергии	тыс. тут	-	-	-
по физическому методу разделения затрат топлива	тыс. тут	515,687	504,005	589,396
по пропорциональному методу	тыс. тут	-	-	-
На выработку тепловой энергии из теплофикационных отборов паротурбинных агрегатов	тыс. тут	515,687	504,005	589,396
На выработку тепловой энергии из котлов-утилизаторов газотурбинных агрегатов, в т.ч.:	тыс. тут	333,176	314,091	429,431
в режиме подтопки	тыс. тут	-	-	-
На выработку тепловой энергии из теплофикационных отборов паротурбинных агрегатов парогазовых установок	тыс. тут	-	-	-
На выработку тепловой энергии из пиковых водогрейных котлоагрегатов	тыс. тут	-	-	-
На выработку тепловой энергии из РОУ	тыс. тут	-	-	-
<b>Виды топлива на ТЭЦ</b>				
Затрачено условного топлива, в т.ч.:	тыс. тут	865,302	972,666	1049,655
природный газ	тыс. тут	861,435	927,871	835,806
сжиженный газ	тыс. тут			
уголь	тыс. тут			
мазут	тыс. тут	3,867	19,094	96,099
прочие виды топлива	тыс. тут		25,701	117,75
Затрачено натурального топлива, в т.ч.:	-	-	-	-
природный газ	млн. м <sup>3</sup>	740,32	797,389	714,921
сжиженный газ	тыс. тонн			
уголь	тыс. тонн			
мазут	тыс. тонн	2,834	13,941	70,396
прочие виды топлива	тыс. тонн		16,016	71,98

**Табл. 8.2. Сведения об объеме поставок, потребления и характеристики основного и резервного топлива источником ООО «Нижнекамская ТЭЦ»**

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурально го топлива	Приход топлива за год, т. натурально го топлива	Израсходовано топлива за год			Остаток топлива, т. натурально го топлива,	Низшая теплота сгорани я, ккал/кг
			Всего, т. натурально го топлива,	в том числе, на отпуск электрической и тепловой энергии			
				натурально го	условног о		
1	2	3	4	5	6	7	8
2020							
Уголь (марка)							
Природный газ	0	714 921	714 921	714 921	835 806	0	8 184
Топливный газ	0	71 980	71 980	71 980	117 750	0	10 586
Нефтетоплив о, в том числе:	12 993	70098	70 327,00	70 327,00	96 099	12764	
- мазут				70 327,00	96 099		
- ДТ							
Итого	12993	856999	857228	927555	1145754	12764	
2019							
Уголь (марка)							
Природный газ	0	797 389	797 389	797 389	927 871	0	8 145
Топливный газ	0	16 900	16 900	16 900	25 701	0	10 646
Нефтетоплив о, в том числе:	12 490	14360,5	13 857,50	13 857,50	19 094	12993	9 588
- мазут	12 490	14360,5	13 857,50	13 857,50	19 094	12993	9 588
- ДТ							
Итого					972 666		
2018							
Уголь (марка)							
Природный газ	0	740978	740978	740320	861435	0	8145
Нефтетоплив о, в том числе:	15286	0	2796	2796	3867	12490	9552
- мазут	15286	0	2796	2796	3867	12490	9552
- ДТ							
Итого					865302		
2017							
Уголь (марка)							
Природный газ	0	761072	761072	761072	886225	0	8151

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурально го топлива	Приход топлива за год, т. натурально го топлива	Израсходовано топлива за год			Остаток топлива, т. натурально го топлива,	Низшая теплота сгорани я, ккал/кг
			Всего, т. натурально го топлива,	в том числе, на отпуск электрической и тепловой энергии			
				натурально го	условног о		
Нефтетоплив о, в том числе:	22733	11	7458	7458	10532	15286	9545
- мазут	22733	11	7458	7458	10532	15286	9545
- ДТ							
Итого					896757		
2016							
Уголь (марка)							
Природный газ	0	647021	647021	647021	754584	0	8164
Нефтетоплив о, в том числе:	18811	378767	374845	374845	513764	22733	9568
- мазут	18811	378767	374845	374845	513764	22733	9568
- ДТ							
Итого					1268348		

**Табл. 8.3. Потребление основного и резервного топлива утилизационной котельной АО «Нижекамсктехуглерод»**

Параметр	2016	2017	2018	2019	2020
Потребление тепловой энергии, Гкал/год	392568	431255	363381	411600	357202
Потребление топлива, т/т	81636	87505	74321	82802	74206
Другие виды топлива (отбросной газ), тыс. м <sup>3</sup>	1348474	1240032	1077724	1238593	1094897

Сведения о потреблении основного и резервного топлива филиалом АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ» представлены в табл. 8.4.

**Табл. 8.4. Сведения об объеме потребления основного и резервного топлива источником филиал АО «ТГК-16»» «Нижнекамская ТЭЦ»**

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. м3	Приход топлива за год, т. натуральн ого топлива, тыс. м3	Израсходовано топлива за год			Остаток топлива, т. натуральн ого топлива,	Низшая теплота сгорания, ккал/кг
			Всего, т. натуральн ого топлива, тыс. м3	в том числе, на отпуск тепловой энергии в горячей воде*			
				натуральн ого	условного, т.у.т.		
2020							
Уголь (марка)							
Природный газ	-	-	н/д	н/д	н/д	-	н/д
Топливный газ	-	-	-	-		-	
Нефтетопливо, в том числе:							
- мазут	26 334	-	-	-	н/д	н/д	н/д
- ДТ							
Итого	26 334		н/д	н/д	н/д	н/д	
2019							
Уголь (марка)							
Природный газ	-	-	-	-	295 510	-	8 145
Топливный газ	-	-	-	-		-	
Нефтетопливо, в том числе:							
- мазут	-	-	-	-		26 334	9 578
- ДТ							
Итого					295 510		

### 8.3 Виды топлива (в случае, если топливом является уголь), их доля и значение низшей теплоты сгорания топлива, используемые для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения

Преобладающим видом топлива для теплоисточников г. Нижнекамска является природный газ. Суммарная доля потребления природного газа на теплоисточниках города за базовый 2020 г. составляет более 99%, доля потребления мазута менее 1%.

Кроме того, необходимо отметить, что ООО «Нижнекамская ТЭЦ» с 2019 года начало потребление топливного газа (газа нефтеперерабатывающих предприятий).

**Табл. 8.5. Динамика изменения характеристики природного газа**

Год	Калорийность средняя за год , ккал/м3
2016	8 164
2017	8 151
2018	8 145
2019	8 145
2020	8 184

**Табл. 8.6. Динамика изменения характеристики жидкого топлива**

Год	Мазут	
	Калорийность средняя за год, ккал/кг	Влажность, средняя за год, %
2016	9 568	0,27
2017	9 545	3,57
2018	9 552	1,36
2019	9 588	0,6
2020	9 556	0,10

Поставщиком природного газа для централизованных источников теплоснабжения в городе Нижнекамске является ООО «Газпром трансгаз Казань».

Паспорт качества поставляемого газа представлен на Рис. 8.1.

**Публичное акционерное общество «Газпром»**  
**Общество с ограниченной ответственностью «Газпром трансгаз Казань»**  
 Адрес: 420073, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Аделя Кутуя, д. 41, тел.: (843) 288-21-90, факс: (843) 288-20-29

**ПАСПОРТ КАЧЕСТВА ГАЗА**

№ 120/10-122 от 31 марта 2021 г.

1. Паспорт распространяется на объемы газа, поданного в общем потоке по газопроводу к «Нижнекамскому промузлу» потребителям Российской Федерации с 10 часов 1-го дня месяца до 10 часов 1-го дня последующего месяца через газораспределительные станции (ГРС): ГРС Ремчугово, АГРС пгт. Шугурово, АГРС н.п. Старый Кувак.
2. Паспорт распространяется на газы горючие природные по Общероссийскому классификатору продукции ОКПД 2 06.20.10.110.
3. Паспорт оформлен на основании результатов измерений физико-химических показателей газа в марте месяце в соответствии с методами испытаний по ГОСТ 5542, условиями договора поставки (транспортировки), технических соглашений.
4. Место отбора проб газа: ГРС-2 г. Нижнекамск.
5. Значения показателей по п.п. 1-9 таблицы 1 определены в лаборатории ЭПУ «Нижнекамскгаз» (сектор 4 ИЛ) (Адрес: 423570, Республика Татарстан, Нижнекамский муниципальный район, г. Нижнекамск, ул. Первопроходцев, 18, тел.: (8555)47-33-60, факс: (8555)30-47-02), в лаборатории ЭПУ «Альметьевскгаз» (сектор 2 ИЛ) (Адрес: 423450, Республика Татарстан, Альметьевский муниципальный район, г. Альметьевск, ул. Ризы Фахретдина, д. 55, тел.: (8553)45-12-63, факс: (8553)45-12-55).

Таблица 1

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытания	Норма по ГОСТ 5542-2014	Средне-месячный показатель
1.	Компонентный состав, молярная доля:				
1.1	метан				96,13
1.2	этан				2,12
1.3	пропан				0,63
1.4	изо-бутан				0,091
1.5	норм-бутан				0,088
1.6	нео-пентан				0,0009
1.7	изо-пентан				0,0155
1.8	норм-пентан				0,0110
1.9	гексаны + высш. углеводороды				0,0091
1.10	гелий				0,0121
1.11	водород				0,0013
1.12	кислород			не более 0,050	0,0059
1.13	азот			не норм.	0,71
1.14	диоксид углерода			не более 2,5	0,181
2.	Низшая теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м <sup>3</sup> ккал/м <sup>3</sup>	ГОСТ 31369-2008	не менее 31,80 не менее 7600	34,18 8164
3.	Область значений числа Воббе (высшего) при стандартных условиях	МДж/м <sup>3</sup> ккал/м <sup>3</sup>	ГОСТ 31369-2008	41,20-54,50 9840-13020	49,79 11891
4.	Плотность при стандартных условиях	кг/м <sup>3</sup>	ГОСТ 31369-2008	не норм.	0,6977
5.	Массовая концентрация сероводорода	г/м <sup>3</sup>	ГОСТ 22387.2-2014 п.9	не более 0,02	<0,0010
6.	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м <sup>3</sup>	ГОСТ 22387.2-2014 п.12	не более 0,036	0,016
7.	Массовая концентрация механических примесей	г/м <sup>3</sup>	ГОСТ 22387.4 -77	не более 0,001	<0,001
8.	Температура газа в точке отбора пробы	°С	—	не норм.	-6,0
9.	Интенсивность запаха газа при объемной доле 1% в воздухе	балл	ГОСТ 22387.5-2014 п.7.2	не менее 3	3

П.п.1-4,8 паспорта оформлены на основании среднесуточных значений результатов 4-х определений текущего месяца (протоколы № 4-13/Г, 2-25/Г, 2-29/Г, 4-15/Г), п.п.5-6 – на основании среднесуточных значений результатов 2-х определений текущего месяца (протоколы № 4-5/СС, 4-7/СС), п.7 – на основании среднесуточных значений результатов 2-х определений текущего месяца (протоколы № 4-5/МБ, 4-7/МБ), п.9 – на основании среднесуточных значений результатов 3-х определений текущего месяца (протоколы № 4-13/Г, 4-3/ИЗ, 4-15/Г).

Начальник ОФХИ-ЦХАЛ, руководитель ИЛ

Паспорт качества газа не может быть воспроизведен не в полном объеме без письменного разрешения лаборатории

**Рис. 8.1. Протокол контроля качества природного газа**

Резервным и аварийным топливом для ТЭЦ города Нижнекамска является топочный мазут марки М-100, который поступает от НПЗ АО «ТАНЕКО». Паспорт качества мазута представлен на Рис. 8.2.



Паспорт качества  
№ 1091Н от 18 марта 2020 г.

Наименование продукта: Топливо технологическое экспортное, марка Э-15,0, вид V  
Изготовитель, юридический адрес и адрес места производства: АО "ТАНЕКО", 423570, РФ, Республика Татарстан, г.Нижнекамск, Промзона, тел. (8555) 49-02-02, факс (8555) 49-02-03, e-mail: referent@taneco.ru  
Наименование испытательной лаборатории, адрес: Испытательная лаборатория нефтепродуктов АО "ТАНЕКО", 423570, РФ, Республика Татарстан, г.Нижнекамск, Промзона  
Нормативный документ на продукт: ТУ 38.001361-99 (с изменениями № 1-7)  
Метод отбора проб: ГОСТ 2517-2012

Данная продукция была изготовлена на предприятии с интегрированной системой менеджмента, сертифицированной на соответствие требованиям ISO 9001, ISO 14001, OHSAS 18001. Сертификат соответствия требованиям ISO 9001:2015 № 18.2334.026 действует до 22.12.2021

Номер партии: 3  
Дата изготовления: 17 марта 2020 г.  
Дата, время отбора: 17.03.2020 23:40:00  
Дата испытания: 18 марта 2020 г.

Место отбора: T0004 Титул 048

Количество, т: 9 237,276  
Объем, м³: 9 587,210  
Уровень залива, см: 918,2  
Температура, °C: 68,2  
Плотность при 20 °C, кг/дм³: 0,9938


№	Наименование показателя	Единица измерения	Норма по нормативному документу	Результат испытания	Метод испытания
1	Плотность при 20 °C	кг/м³	не более 995	994	ГОСТ 3900
2	Вязкость при 80 °C кинематическая	сСт	не более 112	106,4	ГОСТ 33
3	Зольность	%	не более 0,13	соответствует	ГОСТ 1461
4	Массовая доля серы	%	не более 3,0	2,9	ГОСТ Р 51947
5	Массовая доля механических примесей	%	не более 0,5	соответствует	ГОСТ 6370
6	Массовая доля воды	%	не более 0,5	0,15	ГОСТ 2477
7	Температура текучести	°C	не выше 25	минус 8	ГОСТ 20287 (метод А)
8	Температура вспышки в закрытом тигле	°C	не ниже 75	94	ГОСТ 6356
9	Теплота сгорания низшая	ккал/кг	не менее 9500	соответствует	ГОСТ 21261
10	Массовая доля ванадия	%	не более 0,040	соответствует	ГОСТ 10364
11	Прямогонность	-	определение обязательно	непрямой	ГОСТ Р 50837.2 - ГОСТ Р 50837.4, ГОСТ Р 50837.6

Код ОКПД2: 19.20.28.190

Заключение: Топливо технологическое экспортное, марка Э-15,0, вид V соответствует ТУ 38.001361-99 (с изменениями № 1-7)

Дополнительная информация:  
1. Плотность при 15 °C по ГОСТ Р 51069, кг/м³: 998,7  
2. Вязкость условная при 100 °C по ГОСТ 6258, градусы ВУ: 6,39  
3. Содержание сероводорода по ГОСТ Р 53716, ppm: 3,34  
4. Выход фракции, выкипающей до 350 °C по ASTM D 1160, % об.: 17,6  
5. Массовая доля осадка по ГОСТ Р 50837.6, %: 0,05  
6. Топливо содержит присадку ТН-ПС-1 (поглотитель сероводорода) в количестве до 0,06 % масс.

Гарантийный срок хранения: 5 лет

Инженер-химик испытательной лаборатории нефтепродуктов:  Козина Е.А.

Паспорт качества распечатал:  Петрухина Н.П.

Рис. 8.2. Паспорт качества мазутного топлива, поставляемого ТЭЦ г. Нижнекамска

#### 8.4 Преобладающий в Муниципальном образовании г. Нижнекамск вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения

Преобладающим видом топлива для теплоисточников г. Нижнекамска является природный газ. Суммарная доля потребления природного газа на

теплоисточниках города за базовый 2020 г. составляет более 99 %, доля потребления остальных видов топлива (дизтоплива, угля, мазута, печного топлива), составляет менее 1% для каждого вида топлива.

### **8.5 Приоритетное направление развития топливного баланса города**

В перспективе до 2034 г. в г. Нижнекамске, приоритетным направлением развития топливного баланса будет дальнейшее использование в качестве основного вида топлива – природного газа.

Кроме того, для ООО «Нижнекамская ТЭЦ» предложена реализация проекта по более широкому использованию топливного газа и других продуктов нефтеперерабатывающих заводов промышленного кластера города.



## **9 РАЗДЕЛ 9. ИНВЕСТИЦИИ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ**

### **9.1 Предложения по величине инвестиций в осуществление строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей**

Предложения по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии сформированы на основе мероприятий, приведенных в Обосновывающих материалах к схеме теплоснабжения: Главе 5 «Мастер-план развития систем теплоснабжения муниципального образования город Нижнекамск» и Главе 7 «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии».

Перечень проектов в источники теплоснабжения представлен в Главе 16. Оценка стоимости предлагаемых мероприятий приведена ниже.

Данные предложения систематизированы в 2 группы по источникам теплоснабжения.

Структура необходимых инвестиций 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 ЕТО;
- вторые две значащих цифры (.XX.) отражают номер группы проектов в составе ЕТО;
- третьи значащие цифры (.XX.) отражают номер подгруппы проектов в составе ЕТО;
- четвертые значащие цифры (.XXX.) отражают номер проекта в составе ЕТО.

Под номером группы проектов (.XX.) в составе ЕТО 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 ЕТО для проектов на источниках теплоснабжения указываются следующие показатели:

- группа 01 – мероприятия, направленные в модернизацию оборудования филиала АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ»;
- группа 02 – мероприятия, направленные в модернизацию оборудования ООО «Нижекамская ТЭЦ».

Предложения по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них сформированы на основе мероприятий, приведенных в Обосновывающих материалах к схеме теплоснабжения: Главе 5 «Мастер-план развития систем теплоснабжения» и Главе 8 «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей».

Данные предложения систематизированы в 7 групп по виду предлагаемых работ.

Структура необходимых инвестиций 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 ЕТО;
- вторые две значащих цифры (.XX.) отражают номер группы проектов в составе ЕТО;
- третьи значащие цифры (.XX.) отражают номер подгруппы проектов в составе ЕТО;
- четвертые значащие цифры (.XXX.) отражают номер проекта в составе ЕТО.

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

- ".01" - группа проектов на источниках тепловой энергии;
- ".02" - группа проектов на тепловых сетях и сооружениях на них.
- ".02-1" - группа проектов на тепловых сетях и сооружениях на них АО «ВКиЭХ» в зоне действия ЕТО №1 АО «Татэнерго».

Под номером подгруппы проектов (.XX.) в составе ЕТО для проектов на тепловых сетях указываются следующие показатели:

- группа 01 – мероприятия по строительству новых тепловых сетей с целью подключения потребителей;
- группа 02 – мероприятия по реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;
- группа 03 – мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности;
- группа 04 – мероприятия по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения;
- группа 05 – мероприятия по реконструкции и модернизации тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса;
- группа 06 – мероприятия по реконструкции насосных станций;
- группа 07 – мероприятия по диспетчеризации тепловых сетей, улучшению связи и коммуникации служб НКТС.

**Табл. 9.1. Сводная потребность в инвестициях, тыс. руб. без учета НДС**

Стоимость проектов	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030 год	2031 год	2032 год	2033 год	2034 год
<b>Проекты всего</b>															
Всего стоимость проектов, без НДС	716 659	965 669	1 333 329	1 867 983	3 033 841	2 522 000	1 218 526	1 167 441	429 582	471 372	387 793	77 910	77 910	77 910	77 910
Всего смета проектов накопленным итогом, без НДС	716 659	1 682 329	3 015 658	4 883 642	7 917 482	10 439 482	11 658 008	12 825 449	13 255 032	13 726 403	14 114 196	14 192 106	14 270 016	14 347 926	14 425 836
<b>Группа проектов 001.01.00.000 "Источники теплоснабжения"</b>															
ПИР и ПСД	32 094	42 188	55 804	78 953	146 655	104 621	39 447	36 893	-	-	-	-	-	-	-
Оборудование	288 850	379 691	502 240	710 581	1 319 894	941 588	355 025	332 036	-	-	-	-	-	-	-
Строительно-монтажные и пуско-наладочные работы	269 593	354 378	468 757	663 209	1 231 901	878 815	331 356	309 901	-	-	-	-	-	-	-
Всего капитальные затраты	590 537	776 256	1 026 801	1 452 744	2 698 451	1 925 024	725 828	678 830	-	-	-	-	-	-	-
Непредвиденные расходы	51 351	67 501	89 287	126 326	234 648	167 393	63 116	59 029	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость группы проектов без НДС	641 888	843 757	1 116 089	1 579 070	2 933 099	2 092 417	788 944	737 859	-	-	-	-	-	-	-
НДС	128 378	168 751	223 218	315 814	586 620	418 483	157 789	147 572	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость группы проектов с НДС	770 266	1 012 508	1 339 306	1 894 884	3 519 719	2 510 901	946 733	885 430	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	770 266	1 782 774	3 122 081	5 016 965	8 536 683	11 047 584	11 994 317	12 879 747	12 879 747	12 879 747	12 879 747	12 879 747	12 879 747	12 879 747	12 879 747
<b>Подгруппа проектов 001-004.01.01.000 "Модернизация оборудования филиала АО "ТГК-16" "Нижнекамская ТЭЦ"</b>															
ПИР и ПСД	26 954	37 280	51 080	74 356	146 655	104 621	39 447	36 893	-	-	-	-	-	-	-
Оборудование	242 585	335 524	459 716	669 201	1 319 894	941 588	355 025	332 036	-	-	-	-	-	-	-
Строительно-монтажные и пуско-наладочные работы	226 413	313 156	429 069	624 588	1 231 901	878 815	331 356	309 901	-	-	-	-	-	-	-

Стоимость проектов	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030 год	2031 год	2032 год	2033 год	2034 год
Всего капитальные затраты	495 952	685 960	939 865	1 368 144	2 698 451	1 925 024	725 828	678 830	-	-	-	-	-	-	-
Непредвиденные расходы	43 126	59 649	81 727	118 969	234 648	167 393	63 116	59 029	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость группы проектов без НДС	539 078	745 609	1 021 592	1 487 114	2 933 099	2 092 417	788 944	737 859	-	-	-	-	-	-	-
НДС	107 816	149 122	204 318	297 423	586 620	418 483	157 789	147 572	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость группы проектов с НДС	646 894	894 731	1 225 911	1 784 536	3 519 719	2 510 901	946 733	885 430	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость группы проектов накопленным итоном	646 894	1 541 625	2 767 535	4 552 071	8 071 790	10 582 691	11 529 424	12 414 854	12 414 854	12 414 854	12 414 854	12 414 854	12 414 854	12 414 854	12 414 854
<b>Подгруппа проектов 001-004.01.02.000 "Модернизация оборудования ООО "Нижнекамская ТЭЦ"</b>															
ПИР и ПСД	5 141	4 907	4 725	4 598	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Оборудование	46 265	44 167	42 523	41 380	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Строительно-монтажные и пуско-наладочные работы	43 180	41 222	39 688	38 622	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего капитальные затраты	94 585	90 296	86 937	84 600	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Непредвиденные расходы	8 225	7 852	7 560	7 357	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость группы проектов без НДС	102 810	98 148	94 496	91 956	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДС	20 562	19 630	18 899	18 391	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость группы проектов с НДС	123 372	117 778	113 396	110 348	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость группы проектов накопленным итоном	123 372	241 150	354 545	464 893	464 893	464 893	464 893	464 893	464 893	464 893	464 893	464 893	464 893	464 893	464 893
<b>Группа проектов 001.02.00.000 "Тепловые сети в зоне деятельности АО "Татэнерго"</b>															
Всего капитальные затраты, без НДС	68 789	112 159	199 862	265 800	92 683	395 216	395 216	395 216	395 216	433 662	356 769	71 677	71 677	71 677	71 677
Непредвиденные расходы	5 982	9 753	17 379	23 113	8 059	34 367	34 367	34 367	34 367	37 710	31 023	6 233	6 233	6 233	6 233
Всего стоимость группы проектов без НДС	74 771	121 912	217 241	288 913	100 742	429 582	429 582	429 582	429 582	471 372	387 793	77 910	77 910	77 910	77 910

Стоимость проектов	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030 год	2031 год	2032 год	2033 год	2034 год
НДС	14 954	24 382	43 448	57 783	20 148	85 916	85 916	85 916	85 916	94 274	77 559	15 582	15 582	15 582	15 582
Всего стоимость группы проектов с НДС	89 725	146 295	260 689	346 696	120 890	515 499	515 499	515 499	515 499	565 646	465 351	93 492	93 492	93 492	93 492
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	89 725	236 020	496 709	843 405	964 296	1 479 794	1 995 293	2 510 792	3 026 291	3 591 937	4 057 288	4 150 780	4 244 272	4 337 764	4 431 256
<b>Подгруппа проектов 001.02.01.000 "Мероприятия по строительству новых тепловых сетей АО "Татэнерго" с целью подключения потребителей"</b>															
Всего капитальные затраты, без НДС	18 762	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Непредвиденные расходы	1 632	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость группы проектов без НДС	20 394	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДС	4 079	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость группы проектов с НДС	24 473	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	24 473	24 473	24 473	24 473	24 473	24 473	24 473	24 473	24 473	24 473	24 473	24 473	24 473	24 473	24 473
<b>Подгруппа проектов 001.02.02.000 "Мероприятия по реконструкции тепловых сетей АО "Татэнерго" для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки"</b>															
Всего капитальные затраты, без НДС	47 235	35 298	161 519	225 431	-	219 575	98 141	321 285	143 979	38 446	55 514	71 677	71 677	71 677	71 677
Непредвиденные расходы	4 107	3 069	14 045	19 603	-	19 094	8 534	27 938	12 520	3 343	4 827	6 233	6 233	6 233	6 233
Всего стоимость группы проектов без НДС	51 342	38 367	175 565	245 033	-	238 669	106 675	349 223	156 498	41 789	60 341	77 910	77 910	77 910	77 910
НДС	10 268	7 673	35 113	49 007	-	47 734	21 335	69 845	31 300	8 358	12 068	15 582	15 582	15 582	15 582
Всего стоимость группы проектов с НДС	61 610	46 040	210 678	294 040	-	286 403	128 010	419 067	187 798	50 147	72 409	93 492	93 492	93 492	93 492
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	61 610	107 651	318 328	612 368	612 368	898 771	1 026 781	1 445 848	1 633 646	1 683 793	1 756 202	1 849 694	1 943 186	2 036 678	2 130 170
<b>Подгруппа проектов 001.02.03.000 "Мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей АО "Татэнерго", обеспечивающих перераспределение нагрузки в зоны с избытком мощности"</b>															
Всего капитальные затраты, без НДС	-	1 580	-	40 370	51 431	93 771	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Стоимость проектов	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030 год	2031 год	2032 год	2033 год	2034 год
Непредвиденные расходы	-	137	-	3 510	4 472	8 154	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость группы проектов без НДС	-	1 717	-	43 880	55 903	101 925	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДС	-	343	-	8 776	11 181	20 385	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость группы проектов с НДС	-	2 060	-	52 656	67 084	122 310	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	-	2 060	2 060	54 716	121 800	244 110	244 110	244 110	244 110	244 110	244 110	244 110	244 110	244 110	244 110
<b>Подгруппа проектов 001.02.04.000 "Мероприятия по строительству тепловых сетей АО "Татэнерго" для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения"</b>															
Всего капитальные затраты, без НДС	-	-	-	-	-	-	170 444	-	-	-	-	-	-	-	-
Непредвиденные расходы	-	-	-	-	-	-	14 821	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость группы проектов без НДС	-	-	-	-	-	-	185 265	-	-	-	-	-	-	-	-
НДС	-	-	-	-	-	-	37 053	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость группы проектов с НДС	-	-	-	-	-	-	222 318	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	-	-	-	-	-	-	222 318	222 318	222 318	222 318	222 318	222 318	222 318	222 318	222 318
<b>Подгруппа проектов 001.02.05.000 "Мероприятия по реконструкции и модернизации тепловых сетей АО "Татэнерго", подлежащих замене в связи с истечением эксплуатационного ресурса"</b>															
Всего капитальные затраты, без НДС	-	-	-	-	-	-	82 603	73 931	251 237	395 216	301 256	-	-	-	-
Непредвиденные расходы	-	-	-	-	-	-	7 183	6 429	21 847	34 367	26 196	-	-	-	-
Всего стоимость группы проектов без НДС	-	-	-	-	-	-	89 786	80 360	273 084	429 582	327 452	-	-	-	-
НДС	-	-	-	-	-	-	17 957	16 072	54 617	85 916	65 490	-	-	-	-
Всего стоимость группы проектов с НДС	-	-	-	-	-	-	107 743	96 432	327 701	515 499	392 943	-	-	-	-
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	-	-	-	-	-	-	107 743	204 175	531 875	1 047 374	1 440 317	1 440 317	1 440 317	1 440 317	1 440 317

Стоимость проектов	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030 год	2031 год	2032 год	2033 год	2034 год
<b>Подгруппа проектов 001.02.06.000 "Мероприятия по реконструкции насосных станций АО "Татэнерго"</b>															
Всего капитальные затраты, без НДС	-	72 383	38 342	-	41 251	81 869	44 028	-	-	-	-	-	-	-	-
Непредвиденные расходы	-	6 294	3 334	-	3 587	7 119	3 829	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость группы проектов без НДС	-	78 677	41 676	-	44 838	88 988	47 857	-	-	-	-	-	-	-	-
НДС	-	15 735	8 335	-	8 968	17 798	9 571	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость группы проектов с НДС	-	94 413	50 012	-	53 806	106 786	57 428	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	-	94 413	144 424	144 424	198 231	305 017	362 445	362 445	362 445	362 445	362 445	362 445	362 445	362 445	362 445
<b>Подгруппа проектов 001.02.04.000 "Мероприятия по диспетчизации тепловых сетей АО "Татэнерго"</b>															
Всего капитальные затраты, без НДС	2 792	2 899	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Непредвиденные расходы	243	252	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость группы проектов без НДС	3 035	3 151	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДС	607	630	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость группы проектов с НДС	3 642	3 781	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	3 642	7 423	7 423	7 423	7 423	7 423	7 423	7 423	7 423	7 423	7 423	7 423	7 423	7 423	7 423
<b>Группа проектов 001.02-1.00.000 "Тепловые сети АО "ВКнЭХ" в зоне деятельности АО "Татэнерго"</b>															
Всего капитальные затраты, без НДС	164 014	148 402	188 103	160 511	166 931	182 862	180 553	187 775	195 286	203 097	211 221	219 670	228 457	237 596	247 099
Непредвиденные расходы	14 262	12 904	16 357	13 957	14 516	15 901	15 700	16 328	16 981	17 661	18 367	19 102	19 866	20 660	21 487
Всего стоимость группы проектов без НДС	178 276	161 306	204 460	174 468	181 447	198 763	196 253	204 103	212 267	220 758	229 588	238 772	248 323	258 256	268 586
НДС	35 655	32 261	40 892	34 894	36 289	39 753	39 251	40 821	42 453	44 152	45 918	47 754	49 665	51 651	53 717
Всего стоимость группы проектов с НДС	213 931	193 567	245 352	209 362	217 736	238 516	235 504	244 924	254 720	264 910	275 506	286 526	297 988	309 907	322 303



Стоимость проектов	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030 год	2031 год	2032 год	2033 год	2034 год
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	213 931	407 498	652 850	862 212	1 079 948	1 318 464	1 553 968	1 798 891	2 053 612	2 318 521	2 594 027	2 880 553	3 178 541	3 488 448	3 810 751
<b>Подгруппа проектов 001.02-1.01.000 "Мероприятия по строительству новых тепловых сетей АО "ВкиЭХ" с целью подключения потребителей"</b>															
Всего капитальные затраты, без НДС	21 320	-	33 766	-	-	9 253	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Непредвиденные расходы	1 854	-	2 936	-	-	805	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость группы проектов без НДС	23 174	-	36 702	-	-	10 058	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НДС	4 635	-	7 340	-	-	2 012	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость группы проектов с НДС	27 809	-	44 042	-	-	12 070	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	27 809	27 809	71 851	71 851	71 851	83 921	83 921	83 921	83 921	83 921	83 921	83 921	83 921	83 921	83 921
<b>Подгруппа проектов 001.02-1.02.000 "Мероприятия по реконструкции и модернизации тепловых сетей АО "ВкиЭХ", подлежащих замене в связи с истечением эксплуатационного ресурса"</b>															
Всего капитальные затраты, без НДС	142 694	148 402	154 337	160 511	166 931	173 609	180 553	187 775	195 286	203 097	211 221	219 670	228 457	237 596	247 099
Непредвиденные расходы	12 408	12 904	13 421	13 957	14 516	15 096	15 700	16 328	16 981	17 661	18 367	19 102	19 866	20 660	21 487
Всего стоимость группы проектов без НДС	155 102	161 306	167 758	174 468	181 447	188 705	196 253	204 103	212 267	220 758	229 588	238 772	248 323	258 256	268 586
НДС	31 020	32 261	33 552	34 894	36 289	37 741	39 251	40 821	42 453	44 152	45 918	47 754	49 665	51 651	53 717
Всего стоимость группы проектов с НДС	186 122	193 567	201 310	209 362	217 736	226 446	235 504	244 924	254 720	264 910	275 506	286 526	297 988	309 907	322 303
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	186 122	379 690	580 999	790 361	1 008 097	1 234 543	1 470 047	1 714 970	1 969 691	2 234 600	2 510 106	2 796 632	3 094 620	3 404 527	3 726 830

## **9.2 Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения на каждом этапе**

Изменения температурного графика актуализированной схемой теплоснабжения не предусмотрены. Предлагаемые мероприятия по переключению нагрузок для увеличения отпуска от ООО «Нижекамская ТЭЦ» не требуют дополнительных инвестиций и являются условно-беззатратными.

## **9.3 Предложения по величине необходимых инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения на каждом этапе**

В городе Нижекамске закрытая система горячего водоснабжения, дополнительных мероприятий не требуется.

## **9.4 Оценка экономической эффективности инвестиций по отдельным предложениям**

Эффективность инвестиций оценивалась только для мероприятий, направленных на улучшение показателей эффективности теплоснабжения, а также на переключение тепловых нагрузок между источниками теплоснабжения. Эффективность инвестиций в такие мероприятия как строительство и реконструкция тепловых сетей для присоединения новых потребителей не оценивалась, поскольку присоединение новых потребителей финансируется за счет платы за подключение и/или выполнение технических условий по подключению к сетям, что не несет дополнительной нагрузки на ТСО.

### **9.4.1 Оценка эффективности проекта по перераспределению нагрузок**

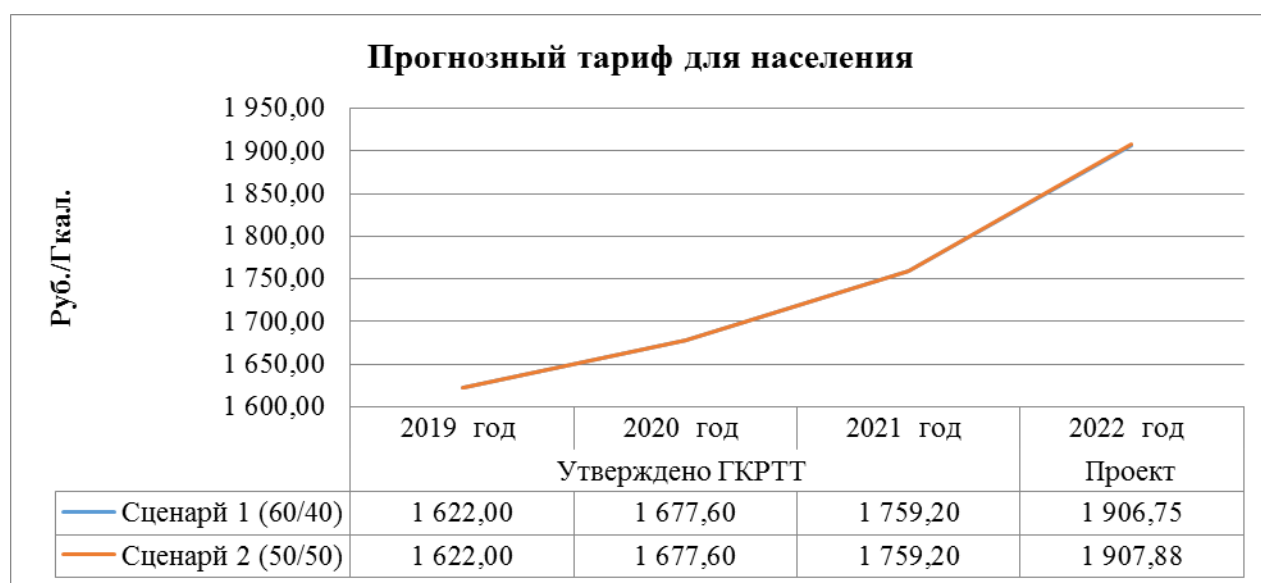
Как уже было указано выше, утвержденная схема теплоснабжения 2019 года предполагала возвращение к вопросу перераспределения объемов поставки тепловой энергии согласно фактически проведенным корректировкам тарифа Нижекамской ТЭЦ АО «ТГК-16» и согласно фактически сложившимся тарифам на коллекторах поставщиков.

С 2019 года тариф филиала АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ» выше тарифа ООО «Нижекамская ТЭЦ», что обуславливает

перераспределение поставки тепловой энергии в городе в пользу второй станции  
(ООО «Нижекамская ТЭЦ»).

В Главе 5 представлены два сценария развития системы теплоснабжения города – с учетом и без учета перераспределения нагрузок и отпусков между ТЭЦ.

Реализация сценария №2 (перераспределение нагрузок) приводит к позитивным ценовым последствиям для населения – тариф снижается на 4-5 руб./Гкал, общая плата граждан, рассчитанная на основании прогноза отпуска, снижается более, чем на 5 млн. руб. в год.



**Рис. 9.1. Прогноз изменения тарифа в зависимости от выбранного сценария**



**Рис. 9.2. Прогноз снижения общей платы граждан при реализации сценария №2**

#### 9.4.2 Оценка эффективности проекта по переходу на ИТП

С учетом того, что сверхнормативные потери АО «ВКиЭХ» по большей части приходятся на ГВС и связаны и с техническим состоянием сетей и с особенностями коммерческого учета, наиболее оптимальным решением по снижению данных потерь является их полное исключение.

Этого можно добиться за счет отказа от ЦТП и перехода на индивидуальные тепловые пункты.

Анализ всех расходов АО «ВКиЭХ» на приготовление и поставку ГВС показал, что исключение ЦТП и сетей ГВС с переходом на ИТП позволит высвободить более 600 млн. руб. ежегодно, которые можно направить в реализацию проекта.

Табл. 9.2. Анализ затрат АО «ВКиЭХ» на приготовление и поставку ГВС

Затраты в содержание системы ГВС	Ед. изм.	Прогноз на 2022 год
Покупка потерь ГВС	тыс. руб.	69 080,6
Покупка энергетических ресурсов и воды	тыс. руб.	29 596,0
ФОТ и отчисления	тыс. руб.	138 221,5
Расходы по содержанию и эксплуатации	тыс. руб.	80 978,4
Цеховые, общехозяйственные расходы, прибыль	тыс. руб.	24 800,8
Всего затраты на поставку ГВС	тыс. руб.	342 677,3
Затраты на обслуживание ЦТП	тыс. руб.	134 738,7

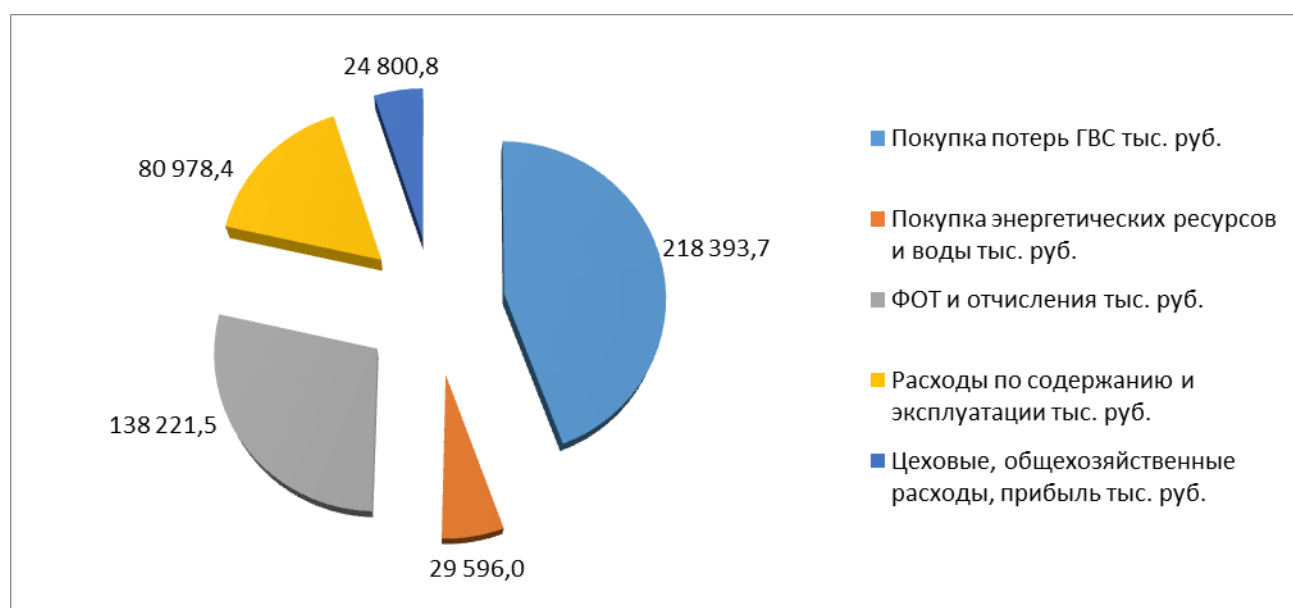


Рис. 9.3. Структура затрат АО «ВКиЭХ» на поставку ГВС

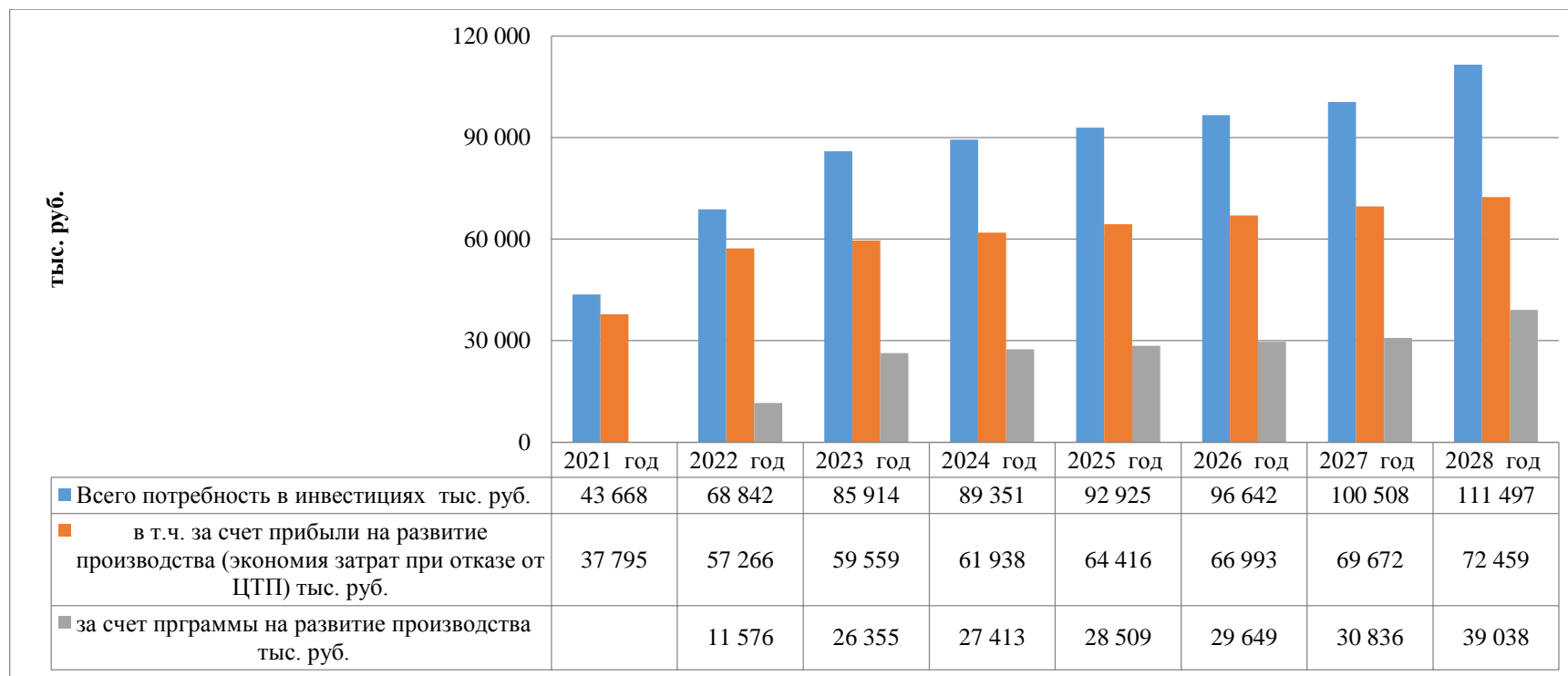
Для перехода на индивидуальные тепловые пункты потребуется оснастить ИТП 894 потребителя ГВС.

При реализации проекта кустовым способом в течение 8 лет с 2021 года по 2028 год высвобождаемых средств будет достаточно для покрытия 85% потребностей в устройство ЦТП.

Недостающие средства предлагается привлечь либо через городскую целевую программу с привлечением средств из фонда капитального ремонта, либо через энергосервисные договоры с управляющими компаниями и ТСЖ.

**Табл. 9.3. Инвестиционный план реализации проекта по переходу на ИТП**

Внедрение ИТП	Ед. изм.	Всего	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год
Узлов требуется оснастить	шт.	894	66	100	120	120	120	120	120	128	-
Средневзвешенная стоимость установки ИТП	тыс. руб.	661,94	661,94	688,42	715,95	744,59	774,38	805,35	837,56	871,07	-
Всего потребность в инвестициях	тыс. руб.	689 366	43 688	68 842	85 914	89 351	92 925	96 642	100 508	111 497	-
в том числе за счет прибыли на развитие (экономия затрат при отказе от ЦТП)	тыс. руб.	565 453	37 795	57 266	59 556	61 938	64 416	66 993	69 672	72 459	75 358
за счет программы кап. ремонта	тыс. руб.	181 802			26 358	27 413	28 509	29 649	30 835	39 037	-
Денежный поток	тыс. руб.		- 5 893	- 17 469	- 17 469	- 17 469	- 17 469	- 17 469	- 17 469	- 17 469	57 889



**Рис. 9.4. Инвестиционный план реализации проекта по переходу на ИТП**

В настоящее время для оценки экономического эффекта, а так же отработки схемы взаимодействия между задействованными сторонами, ведутся работы по установке ИТП в жилых домах пр. Строителей 51 и 53.

Следующим этапом планируется выполнить реконструкцию системы теплоснабжения, горячего и холодного водоснабжения с переводом приготовления горячей воды из ЦТП -91 (8 жилых домов), ЦТП-65 (6 жилых домов, 2 детских сада) в ИТП.

По факту реализации пилотных проектов предлагается уточнить технические и финансовые параметра данного проекта, а также оценить сопутствующие расходы по мощности систем электроснабжения, обновлению сетей холодного водоснабжения, установке дополнительного насосного оборудования на сети ХВС.

#### **9.5 Величина фактически осуществленных инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию объектов теплоснабжения за базовый период и базовый период актуализации**

Утвержденная схема теплоснабжения не предусматривала мероприятий по изменению состава опорных источников теплоснабжения, масштабной реконструкции

Согласно утвержденной схеме теплоснабжения, предусматривались мероприятия по поддержанию надежности и эффективности опорных источников теплоснабжения. Часть данных мероприятий была реализована, часть мероприятий планируется реализовать в перспективе. Отчеты о выполнении инвестиционных программ предприятий, эксплуатирующих опорные источники теплоснабжения в городе Нижнекамске представлены ниже.

ООО «Нижнекамская ТЭЦ» на 100% выполнило инвестиционную программу и направило в развитие источника 74,98 млн. руб.

Филиал АО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» в 2020 году выполнил мероприятия утвержденной инвестиционной программы на сумму 183,78 млн. руб.



**Табл. 9.4. Результаты реализации инвестиционных программ ООО «Нижекамская ТЭЦ» в 2020 году, тыс. руб. без НДС**

№ пп	Наименование мероприятий	Год начала	Год окончания	Потребность в финансировании в текущих ценах, тыс. руб. без НДС				
				Всего потребность, тыс. руб.	Профинанси ровано к 2020 году	Остаток	Профинансиро вано в 2020 году	Остаток финансирования
1	Техническое перевооружение к/а ТГМЕ-464 ст.№2 с заменой КПП 3-4 ступеней	2019	2020	42676	777	41899	41899	
2	Техническое перевооружение главного корпуса ООО «Нижекамская ТЭЦ». Замена кровельного покрытия	2014	2020	75970	73193	22767	2777	
3	Модернизация бойлерной установки БУ-180 с заменой трубных пучков, насосов НБС - 1,2 с установкой перемычки теплосети 1-й этап	2016	2020	56243	27695	28548	28548	
4	Оборудование, не требующее монтажа	2020	2020	121	0	121	121	
5	Техническое перевооружение к/а ТГМЕ-464 ст.№3 с заменой нижних коллекторов экранов и панелей левого, правого, заднего и фронтального экрана с подовой частью	2020	2021	70713	0	70713	1459	69254
6	Техническое перевооружение мазутопроводов мазутонасосной	2020	2021	6814,5	0	6814,5	171	6643,5

**Табл. 9.5. Результаты реализации инвестиционной программы Филиала АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ» в 2020 году, без НДС**

№ пп	Наименование мероприятий	Год начала	Год окончания	Потребность в финансировании в текущих ценах, тыс. руб. без НДС				
				Всего потребность, тыс. руб.	Профинанси ровано к 2020 году	Остаток	Профинансиро вано в 2020 году	Остаток финансирования
1	Техническое перевооружение системы ПАЗ оборудования ХЦ-1,2	2017	2020	208357	103035	105322	105322	
2	Дымовая труба ж/б №1. Реконструкция газоходов котлов ст.№1-5.	2019	2021	23424	657	22767	-	22767
3	Техническое перевооружение водораспределительной системы и вытяжной башни градирни №3	2019	2020	74035	794	73241	73241	
4	Техническое перевооружение хозпротивопожарного водовода	2019	2021	22987	909	22078	1667	20411
5	Газопровод ГРП-3. Техническое перевооружение системы загазованности ГРП-3	2019	2020	11800	8248	3552	3552	

В течение 2020 года сетевыми компаниями выполнялись работы по поддержанию надежности тепловой сети (ремонт), а также реализовывались инвестиционные проекты.

В течение 2020 года филиал АО "Татэнерго" - "Нижнекамские тепловые сети" выполнил строительство, реконструкцию тепловых сетей и сооружений на них в городе Нижнекамске на сумму 65 млн. руб.

**Табл. 9.6. Перечень выполненных филиалом АО "Татэнерго" - "Нижнекамские тепловые сети" мероприятий по реконструкции, строительству тепловых сетей и сооружений на них в городе Нижнекамске**

№	Наименование	Затраты, руб. (без НДС)
2017г.		
1	ПИР "Реконструкция магистрального тепловода №2 ТК-65-ТК-104 ул. Мурадяна"	600 000
2	Строительство наружных сетей теплоснабжения к зданию Нижнекамского городского суда Республики Татарстан	2 413 193
3	Строительство наружных сетей теплоснабжения к объекту обслуживания населения "РэхмЭт"	5 957 308
4	Реконструкция тепловой камеры ТК-11 по ул. Корабельной	2 162 916
5	Реконструкция тепловой камеры ТК-76 по ул. Мира	1 540 465
2018г.		
6	Строительство наружных сетей теплоснабжения к объекту технологического присоединения-одноэтажному нежилому зданию ИП Филиппова С.И. по ул.Вокзальная	353 722
7	Реконструкция магистрального тепловода №2 на участке от ТК-65 до ТК-104 ул. Мурадяна, 1 этап.	27 380 457
2019г.		
8	ПИР "Модернизация системы АИИСКУЭ с переходом с 3-х уровневой на 2-х уровневую"	303 036
9	ПИР "Реконструкция электротехнической части и автоматизация подкачивающей насосной станции №2"	2 810 905
10	Строительство наружных сетей теплоснабжения к объекту технологического присоединения-гипермаркет "Строительный БУМ"	8 065 062
11	Реконструкция магистрального тепловода №2 на участке от ТК-65 до ТК-104 ул. Мурадяна, 2 этап.	33 326 074

№	Наименование	Затраты, руб. (без НДС)
12	Реконструкция магистрального тепловода №1 от филиала АО "ТГК-16" Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1) до ПНС-1 (1 этап).	20 391 657
13	Реконструкция магистрального тепловода №3 от ТК-97а до павильона №4 по ул. Спортивная	31 044 551
2020г.		
14	Строительство наружных сетей теплоснабжения к объекту технологического присоединения- Муниципальное бюджетное учреждение "Центр дошкольного образования" НМР РТ	11 870 855
15	Реконструкция магистрального тепловода №2 на участке от тепловой камеры №65 до тепловой камеры №104 ул. Мурадыяна. 3 этап	21 954 434
16	Реконструкция магистрального тепловода №1 от филиала АО "ТГК-16" Нижнекамской ТЭЦ-1 до подкачивающей насосной станции ПНС-1 (2 этап)	26 454 954
17	Модернизация системы АИИС КУЭ с переходом с 3-уровневой на 2-уровневую	1 755 989
18	ПИР "Реконструкция магистрального тепловода №3 на участке от тепловой камеры ТК90-а по ул. Баки Урманче до тепловой камеры ТК-1 по ул. Сююмбике РТ г.Нижнекамск"	1 898 969
19	ПИР «Строительство наружных сетей теплоснабжения к объекту технологического присоединения - «Административные здания, помещения и офисы» ООО «Астра-1» по ул. Б. Урманче»	138 559
20	ПИР «Строительство наружных сетей теплоснабжения к объекту технологического присоединения - Производство газовых турбин ГТ-004 от тепловда БСИ до забора ООО «Камэнергомаш»	578 241
21	ПИР «Установка системы видеоконференцсвязи переговорных комнат НкТС»	110 632
22	ПИР «Модернизация ЛВС филиала АО «Татэнерго» - Нижнекамские тепловые сети"	99 537
23	«Система мониторинга состояния СОДК системы теплоснабжения на базе сквозной технологии беспроводной связи»	467 601

То есть мероприятия, определенные в утвержденной схеме теплоснабжения (2, 3 этап реконструкции тепловодов ТВ-1, ТВ-2) выполнены. Реализация проектов продолжается.

Кроме того, с целью исключения коммерческих потерь тепловой энергии и выполнения требований по контролю и учету энергетических ресурсов в Филиале АО «Татэнерго» - «Нижекамские тепловые сети» в рамках инвестиционной программы реализуются мероприятия по диспетчеризации тепловых сетей.

Проект «Строительство системы диспетчеризации тепловых сетей НКТС» был начат в 2016 году и в настоящее время вышел на завершающую стадию. В 2019 году были выполнены проектно-изыскательские работы по модернизации системы АИИСКУЭ с переходом с 3-х уровневой на 2-х уровневую систему. В 2020 году реализовали данный проект.

В течение 2020 года АО «ВКиЭХ» выполнило работы по реконструкции, строительству тепловых сетей и обновлению оборудования ЦТП на 13,7 млн. руб. –табл.9.7.

**Табл. 9.7. Перечень выполненных АО «ВК и ЭХ» мероприятий по реконструкции, строительству тепловых сетей и сооружений на них в городе Нижнекамске за 2020 год**

№	Наименование	Физические объемы реализации, п.м	Затраты, руб. (без НДС)
1	Строительство наружных сетей теплоснабжения к объекту технологического присоединения- ж.д.стр.№1 мкр.49	81,2	1 762 514,51
2	Строительство наружных сетей теплоснабжения к объекту технологического присоединения- ж.д.стр.№8 мкр.49	83,9	556 946,67
3	Строительство наружных сетей теплоснабжения к объекту технологического присоединения- ж.д.стр.№20 мкр.49	47,3	461 978,42
4	Строительство наружных сетей теплоснабжения к объекту технологического присоединения- ж.д.стр.№22 мкр.49	27,4	746 702,89
5	Строительство наружных сетей теплоснабжения к объекту технологического присоединения-Д/сад мкр.35а	377	1 291 337,89

№	Наименование	Физические объемы реализации, п.м	Затраты, руб. (без НДС)
6	Строительство наружных сетей теплоснабжения к объекту технологического присоединения- Футбольный манеж кв.9	93,5	952 548,48
7	Строительство наружных сетей теплоснабжения к объекту технологического присоединения- Мечеть мкр.35а	287,3	1 291 337,89
8	Строительство магистральных сетей мкр.49	75,4	6 671 723,37

## **10 РАЗДЕЛ 10. РЕШЕНИЕ О ПРИСВОЕНИИ СТАТУСА ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ (ОРГАНИЗАЦИЯМ)**

### **10.1 Решение об определении единой теплоснабжающей организации (организациям)**

Решение по установлению единой теплоснабжающей организации осуществляется на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации, установленных в правилах организации теплоснабжения, утверждаемых Правительством Российской Федерации.

Предложения по установлению единой теплоснабжающей организации осуществляются на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации, установленных в правилах организации теплоснабжения, утвержденных Правительством Российской Федерации.

Правила организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденные Постановлением Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 года N 808, утверждает критерии и порядок определения единой теплоснабжающей организации.

Согласно пункту 7 указанных «Правил...» критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

- владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей 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, являющиеся критериями для определения будущей ЕТО.

После внесения проекта схемы теплоснабжения на рассмотрение теплоснабжающие и/или теплосетевые организации должны обратиться с заявкой на признание в качестве ЕТО в одной или нескольких из определенных зон деятельности. Решение об установлении организации в качестве ЕТО в той или иной зоне деятельности принимает, в соответствии с ч.6 ст.6 Федерального закона №190 «О теплоснабжении», орган местного самоуправления городского поселения.

Границы зоны деятельности ЕТО, в соответствии с п.19 Правил организации теплоснабжения, могут быть изменены в следующих случаях:

- подключение к системе теплоснабжения новых теплопотребляющих 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.

Исходя из принципов, описанных выше, был выполнен анализ возможных функциональных и институциональных изменений зон деятельности ЕТО (и технологически изолированных зон действия – систем теплоснабжения) с учетом изменений, произошедших в период после утверждения схемы теплоснабжения муниципального образования город Нижнекамск.

Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации приведен в Табл. 10.1. Основания для присвоения статуса ЕТО представлены в разделе 10.3.

**Табл. 10.1. Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения**

<b>Код зоны ЕТО</b>	<b>Наименование ЕТО</b>	<b>Номер системы теплоснабжения</b>	<b>Зона действия ЕТО</b>
01	АО «Татэнерго»	01	Зона действия тепловых сетей АО «Татэнерго», АО «ВКиЭХ» Жилая часть г. Нижнекамска, п. Красный ключ, п. Б. Афаносово, БСИ, 2-ое производство –Завод бензинов АО «ТАИФ-НК»
02	ПАО «Нижнекамскнефтехим»	02	Зона действия тепловых сетей ПАО «Нижнекамскнефтехим» - территория предприятий ПАО «НКНХ», АО «ТАИФ-НК», ТЭЦ ТГК-16



<b>Код зоны ЕТО</b>	<b>Наименование ЕТО</b>	<b>Номер системы теплоснабжения</b>	<b>Зона действия ЕТО</b>
03	ООО «Энергошинсерви с»	03	Зона действия тепловых сетей ООО «Энергошинсервис» - территория предприятий ПАО «Нижнекамскшина»
04	АО «Танеко»	04	Зона действия тепловых сетей АО «Танеко» - территория АО «Танеко» и его дочерних предприятий

## **10.2 Реестр зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций)**

На данный момент выделено несколько отдельных зон теплоснабжения с разделением зон действия на источниках теплоснабжения – Нижнекамских ТЭЦ.

Реестр изолированных систем теплоснабжения на базе действующих источников тепловой энергии приведен в Табл. 10.2.

**Табл. 10.2. Реестр систем теплоснабжения**

<b>№</b>	<b>Наименование источника, на базе которого образована система теплоснабжения</b>	<b>Наименование сетевой организации</b>	<b>Изолированная зона теплоснабжения</b>
01	Филиал АО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» ООО «Нижнекамская ТЭЦ»	АО «Татэнерго» АО «ВКиЭХ»	Зона действия тепловых сетей АО «Татэнерго», АО «ВКиЭХ» Жилая часть г. Нижнекамска, п. Красный ключ, п. Б. Афаносово, БСИ, 2-ое производство –Завод бензинов АО «ТАИФ-НК» (в ГВ)
02	Филиал АО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» ООО «Нижнекамская ТЭЦ» Котельная ПАО «Нижнекамскнефтехим»	ПАО «Нижнекамскнефтехим»	Зона действия тепловых сетей ПАО «Нижнекамскнефтехим» - территория предприятий ПАО «НКНХ», АО «ТАИФ-НК», ТЭЦ ТГК-16
03	Филиал АО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ»	ООО «Энергошинсервис»	Зона действия тепловых сетей ООО «Энергошинсервис» - территория предприятий ПАО «Нижнекамскшина»
04	ООО «Нижнекамская ТЭЦ»	АО «Танеко»	Зона действия тепловых сетей АО «Танеко»

### **10.3 Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организацией**

Решение по установлению единой теплоснабжающей организации осуществляется на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации, установленных в правилах организации теплоснабжения, утверждаемых Правительством Российской Федерации.

Предложения по установлению единой теплоснабжающей организации осуществляются на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации, установленных в правилах организации теплоснабжения, утверждаемых Правительством Российской Федерации. Предлагается использовать для этого нижеследующий раздел проекта.

Федеральный закон от 27.07.2012 г. № 190 «О теплоснабжении» статьей 2, пунктами 14 и 28 вводит понятия «система теплоснабжения» и «единая теплоснабжающая организация в системе теплоснабжения» (далее ЕТО), а именно:

- Система теплоснабжения - это совокупность источников тепловой энергии и тепло потребляющих установок, технологически соединенных тепловыми сетями;
- Единая теплоснабжающая организация в системе теплоснабжения – это теплоснабжающая организация, которая определяется в схеме теплоснабжения федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или органом местного самоуправления на основании критериев и в порядке, которые установлены правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Постановление Правительства РФ от 22.02.2012г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» пунктом 4 устанавливает необходимость обоснования в проектах схем теплоснабжения предложений по определению единой теплоснабжающей организации.

Правила организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденные Постановлением Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 года N 808 утверждает следующие критерии и порядок определения единой теплоснабжающей организации:

1. Статус единой теплоснабжающей организации присваивается органом местного самоуправления или федеральным органом исполнительной власти

(далее – уполномоченные органы) при утверждении схемы теплоснабжения поселения, городского округа, а в случае смены единой теплоснабжающей организации – при актуализации схемы теплоснабжения.

2. В проекте схемы теплоснабжения должны быть определены границы зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций). Границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций) определяются границами системы теплоснабжения, в отношении которой присваивается соответствующий статус.

В случае, если на территории поселения, городского округа существуют несколько систем теплоснабжения, уполномоченные органы вправе:

- определить единую теплоснабжающую организацию (организации) в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа;

- определить на несколько систем теплоснабжения единую теплоснабжающую организацию, если такая организация владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в каждой из систем теплоснабжения, входящей в зону её деятельности.

3. Для присвоения статуса единой теплоснабжающей организации впервые на территории поселения, городского округа, лица, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями на территории поселения, городского округа вправе подать в течение одного месяца с даты размещения на сайте поселения, городского округа, города федерального значения проекта схемы теплоснабжения в орган местного самоуправления заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации с указанием зоны деятельности, в которой указанные лица планируют исполнять функции единой теплоснабжающей организации. Орган местного самоуправления обязан разместить сведения о принятых заявках на сайте поселения, городского округа.

4. В случае, если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подана одна заявка от лица, владеющего на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей системе теплоснабжения, то статус единой теплоснабжающей организации присваивается указанному лицу. В случае, если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подано несколько заявок от лиц, владеющих на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей

системе теплоснабжения, орган местного самоуправления присваивает статус единой теплоснабжающей организации в соответствии с критериями настоящих Правил.

5. Критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

1) владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей совокупной установленной тепловой мощностью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации или тепловыми сетями, к которым непосредственно подключены источники тепловой энергии с наибольшей совокупной установленной тепловой мощностью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;

2) размер уставного (складочного) капитала хозяйственного товарищества или общества, уставного фонда унитарного предприятия должен быть не менее остаточной балансовой стоимости источников тепловой энергии и тепловых сетей, которыми указанная организация владеет на праве собственности или ином законном основании в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации. Размер уставного капитала и остаточная балансовая стоимость имущества определяются по данным бухгалтерской отчетности на последнюю отчетную дату перед подачей заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации.

6. В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подано более одной заявки на присвоение соответствующего статуса от лиц, соответствующих критериям, установленным настоящими Правилами, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Способность обеспечить надежность теплоснабжения определяется наличием у организации технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими режимами, и обосновывается в схеме теплоснабжения.

7. В случае если в отношении зоны деятельности единой теплоснабжающей организации не подано ни одной заявки на присвоение соответствующего статуса, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, и соответствующей критериям настоящих Правил.

8. Единая теплоснабжающая организация при осуществлении своей

деятельности обязана:

а) заключать и надлежаще исполнять договоры теплоснабжения со всеми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии в своей зоне деятельности;

б) осуществлять мониторинг реализации схемы теплоснабжения и подавать в орган, утвердивший схему теплоснабжения, отчеты о реализации, включая предложения по актуализации схемы теплоснабжения;

в) надлежащим образом исполнять обязательства перед иными теплоснабжающими и теплосетевыми организациями в зоне своей деятельности;

г) осуществлять контроль режимов потребления тепловой энергии в зоне своей деятельности.

Цель настоящего раздела схемы теплоснабжения - подготовить и обосновать предложения для дальнейшего рассмотрения и утверждения перечня единых теплоснабжающих организаций городского поселения.

В этих предложениях должны содержаться обоснования соответствия предлагаемой теплоснабжающей организации (ТСО) критериям соответствия ЕТО, установленным в пункте 7 раздела II «Критерии и порядок определения единой теплоснабжающей организации» Постановления Правительства РФ от 08.08.2012г. № 808 «Правила организации теплоснабжения в Российской Федерации».

Согласно пункту 7 указанных «Правил...» критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

- владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей 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, являющиеся критериями для определения будущей ЕТО. При этом под понятиями «рабочая мощность» и «емкость тепловых сетей» понимается:

«рабочая мощность источника тепловой энергии» - это средняя приведенная часовая мощность источника тепловой энергии, определяемая по

фактическому полезному отпуску источника тепловой энергии за последние 3 года работы;

«емкость тепловых сетей» - это произведение протяженности всех тепловых сетей, принадлежащих организации на праве собственности или ином законном основании, на средневзвешенную площадь поперечного сечения данных тепловых сетей.

Согласно пункту 4 Постановления Правительства РФ от 08.08.2012г. «Правила организации теплоснабжения в Российской Федерации» в проекте схемы теплоснабжения должны быть определены границы зон деятельности единой теплоснабжающей организации (ЕТО). Границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации (ЕТО) определяются границами системы теплоснабжения. Под понятием «зона деятельности единой теплоснабжающей организации» подразумевается одна или несколько систем теплоснабжения на территории поселения, городского округа, в границах которых единая теплоснабжающая организация обязана обслуживать любых обратившихся к ней потребителей тепловой энергии. В случае если на территории поселения существуют несколько систем теплоснабжения уполномоченные органы вправе:

- определить единую теплоснабжающую организацию (организации) в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа;
- определить на несколько систем теплоснабжения единую теплоснабжающую организацию.

Согласно пункту 5 указанных «Правил...» для присвоения ТСО статуса ЕТО на территории муниципального образования \ лица, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и/или тепловыми сетями, подают в уполномоченный орган в течение 1 месяца с даты опубликования (размещения на сайте) проекта схемы теплоснабжения, а также с даты опубликования (размещения) сообщения, указанного в пункте 17 настоящих «Правил...», заявку на присвоение организации статуса ЕТО с указанием зоны ее деятельности. К заявке должна прилагаться бухгалтерская отчетность, составленная на последнюю отчетную дату перед подачей заявки, с отметкой налогового органа о принятии отчетности. В течение 3 рабочих дней с даты окончания срока подачи заявок уполномоченные органы обязаны разместить сведения о принятых заявках на сайте Администрации муниципального образования.

Согласно пункту 6 указанных «Правил...» в случае если в отношении одной зоны деятельности ЕТО подана 1 заявка от лица, владеющего на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности ЕТО, то статус единой теплоснабжающей организации присваивается указанному лицу. В том случае, если в отношении одной зоны деятельности ЕТО подано несколько заявок от лиц, владеющих на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности ЕТО, уполномоченный орган присваивает статус единой теплоснабжающей организации в соответствии с требованиями пунктов 7 - 10 Постановления Правительства РФ от 08.08.2012 г. № 808 «Правила организации теплоснабжения в Российской Федерации».

Согласно пункту 8 указанных «Правил...» в случае, если заявка на присвоение статуса ЕТО 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. Это требование для выбора ЕТО является наиболее важным и значимым и в дальнейшем будет определять варианты предложений по определению единой теплоснабжающей организации в соответствующей системе теплоснабжения, описанной соответствующими границами зоны деятельности.

Согласно пункту 9 указанных «Правил...» 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 также обосновывается проектом схемы теплоснабжения.

После внесения проекта схемы теплоснабжения на рассмотрение теплоснабжающие и/или теплосетевые организации должны обратиться с заявкой на признание в качестве ЕТО в одной или нескольких из определенных зон деятельности. Решение об установлении организации в качестве ЕТО в той или иной зоне деятельности принимает, в соответствии с ч.6 ст.6 Федерального закона №190 «О теплоснабжении» орган местного самоуправления городского поселения.

Границы зоны деятельности ЕТО в соответствии с п.19 Правил организации теплоснабжения могут быть изменены в следующих случаях:

- подключение к системе теплоснабжения новых теплопотребляющих 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.

Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организации представлены в Табл. 10.3.



**Табл. 10.3. Перечень зон теплоснабжения и ТСО, которым присваивается статус ЕТО в этих зонах деятельности**

Код зон деятельности	Источники тепловой энергии						Тепловые сети					Утвержденная ЕТО	Основание для присвоения статуса ЕТО (пункт Правил организации теплоснабжения)
	Наименование источника тепловой энергии	Рабочая тепловая мощность, Гкал/ч	Наименование организации	Вид имущественного права (указывается: владеет на праве собственности, на праве аренды или указывается иное законное основание)	Размер собственного капитала, тыс. руб.	Информация о подаче заявки на присвоение статуса ЕТО	Наименование организации	Емкость тепловых сетей, м <sup>3</sup>	Вид имущественного права (указывается: владеет на праве собственности, на праве аренды или указывается иное законное основание)	Размер собственного капитала, тыс. руб.	Информация о подаче заявки на присвоение статуса ЕТО		
1	Филиал АО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1), ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-2)	2 039	Филиал АО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	В собственности	7 800 784	-	филиал АО «Татэнерго» «Нижнекамские тепловые сети»	54 678,6	В собственности	30 973 340	-	АО «Татэнерго»	п. 6 ППРФ №808
		327,2	ООО «Нижнекамская ТЭЦ»	В собственности	5 409 960	-	АО "Водопроводно-канализационное и энергетическое хозяйство"	11 467	В собственности	1 712 630	-		
2	«Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	2 039	Филиал АО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	В собственности	7 800 784	-	ООО «Энергошинсервис»	9 509	В аренде у ПАО «Нижнекамскшина»	н/д	-	ООО «Энергошинсервис»	п. 6 ППРФ №808
3	«Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)» «Нижнекамская ТЭЦ»	2 039	Филиал АО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	В собственности	7 800 784	-	ПАО «Нижнекамскнефтехим»	н/д	В собственности	131 995 470	-	ПАО «Нижнекамскнефтехим»	п. 6 ППРФ №808
		327,2	ООО «Нижнекамская ТЭЦ»	В собственности	5 409 960	-							
4	ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-2)	327,2	ООО «Нижнекамская ТЭЦ»	В собственности	5 409 960	-	АО «Танеко»	882,36	В собственности	н/д	-	АО «Танеко»	п. 6 ППРФ №808

#### **10.4 Информация о поданных теплоснабжающими организациями заявках на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации**

В соответствии с постановлением Российской Федерации от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации» администрация муниципального образования город Нижнекамск закончила прием заявок на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации.

В ходе актуализации проекта схемы теплоснабжения города Нижнекамска в адрес Администрации города заявок от теплоснабжающих организаций на присвоение статуса ЕТО не поступало.

#### **10.5 Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах муниципального образования г. Нижнекамск**

На данный момент выделено несколько отдельных зон теплоснабжения с разделением зон действия на источниках теплоснабжения – Нижнекамских ТЭЦ.

Реестр изолированных систем теплоснабжения на базе действующих источников тепловой энергии приведен в Табл. 10.4.

**Табл. 10.4. Реестр систем теплоснабжения**

<b>№</b>	<b>Наименование источника, на базе которого образована система теплоснабжения</b>	<b>Наименование сетевой организации</b>	<b>Изолированная зона теплоснабжения</b>
01	Филиал АО «ТГК-16»» «Нижнекамская ТЭЦ» ООО «Нижнекамская ТЭЦ»	АО «Татэнерго» АО «ВКиЭХ»	Зона действия тепловых сетей АО «Татэнерго», АО «ВКиЭХ» Жилая часть г. Нижнекамска, п. Красный ключ, п. Б. Афаносово, БСИ, 2-ое производство –Завод бензинов АО «ТАИФ-НК» (в ГВ)
02	Филиал АО «ТГК-16»» «Нижнекамская ТЭЦ» ООО «Нижнекамская ТЭЦ» Котельная ПАО «Нижнекамскнефтехим»	ПАО «Нижнекамскнефтехим»	Зона действия тепловых сетей ПАО «Нижнекамскнефтехим» - территория предприятий ПАО «НКНХ», АО «ТАИФ-НК», ТЭЦ ТГК-16
03	Филиал АО «ТГК-16»» «Нижнекамская ТЭЦ»	ООО «Энергошинсервис»	Зона действия тепловых сетей ООО «Энергошинсервис» - территория предприятий ПАО «Нижнекамскшина»
04	ООО «Нижнекамская ТЭЦ»	АО «Танеко»	Зона действия тепловых сетей АО «Танеко»

## **11 РАЗДЕЛ 11. РЕШЕНИЯ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ИСТОЧНИКАМИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

Согласно требованиям статьи 18 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» распределение тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии в системе теплоснабжения между источниками тепловой энергии, поставляющими тепловую энергию в данной системе теплоснабжения, осуществляется органом, уполномоченным в соответствии с настоящим Федеральным законом на утверждение схемы теплоснабжения, путем внесения ежегодно изменений в схему теплоснабжения.

Кроме того, в схеме теплоснабжения должны быть определены условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения. При наличии таких условий распределение тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии осуществляется на конкурсной основе в соответствии с критерием минимальных удельных переменных расходов на производство тепловой энергии источниками тепловой энергии.

Данные расходы, согласно п. 3.7 «Основ ценообразования в сфере теплоснабжения», утвержденных Постановлением Правительства РФ №1075 от 22.11.2012, определяются как произведение удельного расхода топлива на производство 1 Гкал тепловой энергии и плановой (расчетной) цены на топливо.

Таким образом, для распределения тепловых нагрузок и отпуска тепловой энергии должны быть выполнены следующие критерии:

1. определены условия, при которых поставка тепловой энергии от различных источников не приводит к нарушению надежности теплоснабжения;
2. распределение нагрузки осуществляется в соответствии с критерием минимальных удельных переменных расходов на производство тепловой энергии.

Так как и тариф на тепловую энергию в виде горячей воды, отпускаемую с коллекторов ТЭЦ, и величина расходов на топливо, отнесенная к 1 Гкал, для филиала АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ» выше, чем соответствующие значения, утвержденные на 2022 год Государственным комитетом по тарифам (Постановление ГКРТТ от 16.12.2020 № 454-90/тэ-2020, № 450-86/тэ-2020) для ООО «Нижекамская ТЭЦ», в актуализируемой

на 2022 год схеме теплоснабжения предлагается осуществить перераспределение нагрузок между источниками теплоснабжения.

### **11.1 Определение условий, при которых перераспределение отпуска не приводит к нарушению надежности системы**

Для определения условий, при которых перераспределение отпуска тепловой энергии не приводит к нарушению надежности теплоснабжения, были проведены соответствующие расчеты в электронной модели системы теплоснабжения.

Как показали расчеты, существующая схема теплоснабжения города позволяет осуществлять перераспределение нагрузок в системе теплоснабжения между ТЭЦ города Нижнекамска в широких пределах (загрузка от 60 до 40 % любого из источников) при температуре наружного воздуха выше  $-10^{\circ}\text{C}$ .

### **11.2 Предложение по реализации сценария №2**

Для реализации сценария №2 необходимо выполнить следующие мероприятия:

По тепловоду №2 отключить насосы ПНС-5, в ТК-43 осуществить монтаж отсекающих задвижек и отсечь участок тепловой сети в сторону ТК-38.

В данном режиме тепловод №2 будет работать только на мкр. № 10, 14а, 13,14, 12, и часть мкр. №11.

К тепловоду №3 подключаются мкр№6, 6а, 8, 9.

Для этого в ТК-38 необходимо отключить секционирующие задвижки 2 С13, 2 С 14.

В павильоне П4 открыть задвижки 3с11-4, 3с12-4.

Открыть задвижки в ТК-69 и ТК-70.

Запитать от тепलोвода №3 мкр. №20, 19, 17, 21, 12, 11 и п. Красный ключ.

Включить насосы ПНС-7.

**Табл. 11.1. Утверждаемый баланс распределение тепловой энергии в системе теплоснабжения ЕТО-1**

№	Баланс	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Покупка АО "Татэнерго", в т.ч.	1 811 716	1 813 693	1 825 016	1 831 407	1 838 954	1 845 520	1 853 239	1 861 097	1 867 492	1 875 467	1 884 408	1 892 203	1 900 076	1 906 467	1 916 352	1 923 008
1.1	филиал АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-1)	1 049 484	1 057 445	912 508	915 129	917 836	920 593	927 824	935 210	941 161	943 909	946 689	949 408	952 134	954 802	957 598	960 276
1.2	ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2)	762 232	756 248	912 508	916 278	921 118	924 927	925 415	925 887	926 331	931 558	937 719	942 795	947 942	951 665	958 754	962 732
2	Потери в сетях филиала АО "Татэнерго" НКТС	182 557	192 498	178 261	174 592	171 061	171 061	171 061	171 061	171 061	171 061	171 061	171 061	171 061	171 061	171 061	171 061
3	Отпуск от сетей филиала АО "Татэнерго" НКТС, в т.ч.:	1 628 623	1 621 195	1 646 755	1 656 815	1 667 893	1 674 459	1 682 178	1 690 036	1 696 431	1 704 406	1 713 347	1 721 142	1 729 015	1 735 406	1 745 291	1 751 947
3.1	прямые потребители	37 721	30 348	38 256	38 256	38 256	38 256	38 256	38 256	38 256	38 256	38 256	38 256	38 256	38 256	38 256	38 256
3.2	ЦТП АО "ВКиЭХ"	1 590 903	1 590 846	1 608 499	1 618 559	1 629 637	1 636 203	1 643 922	1 651 780	1 658 175	1 666 150	1 675 091	1 682 886	1 690 759	1 697 150	1 707 035	1 713 691
4	Потери в сетях АО "ВКиЭХ" (фактические)	293 534	294 991	294 065	294 321	294 623	294 886	295 194	295 509	295 764	296 083	296 441	296 753	297 068	297 323	297 719	297 985
4.1.	в т. ч. в сетях отопления	255 957	238 987	157 182	157 438	157 740	158 003	158 311	158 626	158 881	159 200	159 558	159 870	160 185	160 440	160 836	161 102
4.2.	в т. ч. в сетях ГВС (включаются в полезный отпуск)	37 577	56 004	136 883	136 883	136 883	136 883	136 883	136 883	136 883	136 883	136 883	136 883	136 883	136 883	136 883	136 883
5	Потери в сетях АО "ВКиЭХ" (нормативные в расчет тарифа)	222 441	222 441	222 441	222 441	222 441	222 441	222 441	222 441	222 441	222 441	222 441	222 441	222 441	222 441	222 441	222 441
5.1	в т. ч. в сетях отопления	184 864	184 864	156 650	156 650	156 650	156 650	156 650	156 650	156 650	156 650	156 650	156 650	156 650	156 650	156 650	156 650
5.2	в т. ч. потери в сетях ГВС (включаются в полезный отпуск)	37 577*	37 577*	65 791	65 791	65 791	65 791	65 791	65 791	65 791	65 791	65 791	65 791	65 791	65 791	65 791	65 791
6	Полезный отпуск потребителям АО "Татэнерго", присоединенным к сетям ВКиЭХ	1 045 729	1 059 847	1 062 793	1 072 597	1 083 374	1 089 677	1 097 087	1 104 631	1 110 770	1 118 426	1 127 009	1 134 493	1 142 051	1 148 186	1 157 676	1 164 065
7	Поставка тепловой энергии для производства ГВС АО "ВКиЭХ"	251 640	236 008	251 641	251 641	251 640	251 640	251 641	251 640	251 641	251 641	251 641	251 640	251 640	251 641	251 640	251 641
8	Полезный отпуск АО «Татэнерго» потребителям по г. Нижекамск	1 372 667	1 382 207	1 489 573	1 499 377	1 510 153	1 516 456	1 523 867	1 531 410	1 537 550	1 545 206	1 553 789	1 561 272	1 568 830	1 574 966	1 584 455	1 590 845
9	Полезный отпуск АО «ВКиЭХ»	1 334 946	1 351 859	1 451 317	1 461 121	1 471 897	1 478 200	1 485 611	1 493 154	1 499 294	1 506 950	1 515 533	1 523 016	1 530 574	1 536 710	1 546 199	1 552 589

Примечание: \*- согласно показателям, определенным утвержденной схемой и договорами между ТСО

## **12 РАЗДЕЛ 12. РЕШЕНИЯ ПО БЕСХОЗЯЙНЫМ ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ**

В настоящее время в городе определен перечень бесхозных сетей по состоянию на 2020 год.

Перечень выявленных бесхозных сетей, присоединенных к сетям АО «ВКиЭХ» представлен в Табл. 12.1.

Разработчиком схемы теплоснабжения предлагается передать выявленные бесхозные сети на баланс теплоснабжающих организаций, к сетям которых непосредственно присоединены выявленные сети.

**Табл. 12.1. Перечень бесхозяйных сетей, присоединенных к сетям АО «ВКиЭХ»**

<b>№ п/п</b>	<b>Наименование объекта</b>	<b>Описание местоположения (адрес)</b>	<b>Назначение</b>	<b>Параметры (протяженность труб) м</b>	<b>Акт раздела</b>	<b>Заказчик сетей</b>
1	от ТК-2 до худ.школы	ул.Бызова-16	Отопление, ГВС	17,62		
2	от ТК-27 до Школы №19	мкр.36	Отопление, ГВС	123,04		
3	от ТК-1 до д/с №33	мкр.36	Отопление, ГВС	37,48		
4	от ТК -2 до д/с №67	мкр.20	Отопление, ГВС	59,5		
5	от УТ-1 до Бызова-20А	мкр.17	Отопление, ГВС	45,97		
6	от ТК-13 до ж.д.Мурадьяна-16	мкр.20	Отопление, ГВС	42,8		
7	от ТК-1 до ж.д.Мурадьяна-18	мкр.20	Отопление, ГВС	30,21		
8	от ТК -6 до ж.д.Строителей-56	мкр.30	Отопление, ГВС	15,32		ОАО "Химстрой"
9	от ТК-13 до ж.д.Химиков-56	кв.9	Отопление, ГВС	67,96		
10	от ТК-1 до ж.д.Шинников-67	мкр.17	Отопление, ГВС	7,9		
11	от Шинников-75 до Шинников-69	мкр.17	Отопление, ГВС	91,47		ОАО "Химстрой"
12	от ТК-6 до ПЧ-63	ул.Ахтубинская	Отопление	69,78		
13	от ТК-5 до лица №63	ул.30 лет Победы-7а	Отопление, ГВС	66,29		
14	от ТК-3а до общежития Политехнического колледжа	пр.Химиков-31	Отопление, ГВС	18,29		
15	до санатория «Зангар куль»	пос.Красный ключ	Отопление, ГВС	119		
16	от ТК- 3 до пристроя к ЗАГСу	кв.3 ул.Юности	Отопление, ГВС	162	в ТК	ЗАГС

<b>№ п/п</b>	<b>Наименование объекта</b>	<b>Описание местоположения (адрес)</b>	<b>Назначение</b>	<b>Параметры (протяжен- ность труб) м</b>	<b>Акт раздела</b>	<b>Заказчик сетей</b>
17	от ТК -1 до УВД	мкр.36а ул.Юности-27	Отопление, ГВС	425		
18	от ТК-1 до Налоговой инспекции	пр.Шинников-4	Отопление	158	в ТК	МРИ ФНС России №11 по РТ
19	Федеральное казначейство	кв.ГО ул.Ахтубинская	Отопление	60		
20	Гаражи ГИБДД	кв.СУЗ ул.Студенческая 25а	Отопление	372		
21	Здание мед.осмотров	кв.м.сем. пр.Строителей- 10Б	Отопление, ГВС	60		
22	от ТК-1 до детского автогородка	мкр.36а ул.Юности	Отопление	88	в ТК	"Центр дополнительн. образов.для детей"
23	до прачечной гор.больницы №1	ул. Менделеева – 49	Отопление, ГВС	30	место врезки	
24	Экологический центр мониторинга	пос.Красный ключ	Отопление	240	в ТК	
25	от ТК-1 до Школы	пос.Красный ключ	Отопление, ГВС	902	в ТК	
26	до Мечети	пос.Красный ключ	Отопление	716	место врезки	
27	от ЦТП до Церкви	пос.Красный ключ	Отопление	304	место врезки	
28	до д/сад «Сказка»	пос.Красный ключ	Отопление, ГВС	214	место врезки	
29	до Дома культуры	с.Б.Афанасово	Отопление, ГВС	50	место врезки	



<b>№ п/п</b>	<b>Наименование объекта</b>	<b>Описание местоположения (адрес)</b>	<b>Назначение</b>	<b>Параметры (протяжен- ность труб) м</b>	<b>Акт раздела</b>	<b>Заказчик сетей</b>
30	от ТК-3 до Шинников-3А,3Б,3В	мкр.22-25	Отопление, ГВС	1 485,40		Профит групп
31	от ТК-3 до ж.д. Мира-55-57	мкр.22-25	Отопление, ГВС	57,6		ООО "ЖИК-НК"
32	от ТК-2 до ж.д. Менделеева-13	мкр.11	Отопление, ГВС	136,4		ООО "ЖИК-НК"
33	от ТК-1 до ж.д. Менделеева-13А	мкр.11	Отопление, ГВС	329,8		ООО "ЖИК-НК"
34	от ТК-3 до ж.д. Химиков-86	мкр.11	Отопление, ГВС	68,6		Профит групп
35	от ТК-2 до ж.д. Студенческая-8Б	мкр.44	Отопление, ГВС	166,2		ООО "ЖИК-НК"
36	от Студенческая-8Б до Студенческая-10Б	мкр.44	Отопление, ГВС	113,4		ООО "ЖИК-НК"
37	от ТК-1 до ж.д. Мира-89	мкр.44	Отопление, ГВС	1 433,60		ООО "ЖИК-НК"
38	от ТК-3 до ж.д. Мира-95	мкр.44	Отопление, ГВС	278		ООО "ЖИК-НК"
39	от ТК-2 до ж.д.Строителей-51,53	мкр.44	Отопление, ГВС	1 392,20		Профит групп
40	от ТК до 30л.Побеы-20	мкр.44	Отопление	55		ООО "ЖИК-НК"
41	от ТК-1 до ж.д.Мира-95а	мкр.44	Отопление	903,64		ООО "ЖИК-НК"
42	от ТК-5 до ж.д.Строителей-49	мкр.44	Отопление	618,2		ООО "ЖИК-НК"
43	от ТК до ж.д. Строителей-64	мкр.31	Отопление	47		ООО "ЖИК-НК"
44	от ТК до ж.д. Сююмбике-9	мкр.31	Отопление	1 025,20		ООО "ЖИК-НК"
45	от ТК до ж.д. Сююмбике-11,13	мкр.31	Отопление	277,8		Профит групп
46	от ТК до ж.д. Мира-70	мкр.31	Отопление	126		ООО "ЖИК-НК"
47	от ТК до ж.д. Мира-74 (пристрой)	мкр.31	Отопление	37		ООО "ЖИК-НК"

<b>№ п/п</b>	<b>Наименование объекта</b>	<b>Описание местоположения (адрес)</b>	<b>Назначение</b>	<b>Параметры (протяжен- ность труб) м</b>	<b>Акт раздела</b>	<b>Заказчик сетей</b>
48	от ТК до ж.д. Мира-76	мкр.31	Отопление	288,6		ООО "ЖИК-НК"
49	от ТК до ж.д. 30л.Победы-15	мкр.45	Отопление	49,3		ООО "ЖИК-НК"
50	от ТК до ж.д. 30л.Победы-17	мкр.45	Отопление	62		ООО "ЖИК-НК"
51	от ТК до ж.д. 30л.Победы-19	мкр.45	Отопление	251,3		ООО "ЖИК-НК"
52	от ТК до ж.д. 30л.Победы-21	мкр.45	Отопление	270,1		ООО "ЖИК-НК"
53	от ТК до 30 л.Победы-16	мкр.44	Отопление	329,2		ООО "ЖИК-НК"
54	от ТК до ж.д. Студенческая-16	мкр.45	Отопление	34,8		ООО "ЖИК-НК"
55	от ТК до ж.д. Студенческая-18	мкр.45	Отопление	409,4		ООО "ЖИК-НК"
56	от ТК до ж.д. Мира – 105	мкр.45	Отопление	361,4		ООО "ЖИК-НК"
57	от ТК до ж.д. Мира – 107	мкр.45	Отопление	175,5		ООО "ЖИК-НК"
58	от ТК до ж.д. Мира – 109	мкр.45	Отопление	496,5		ООО "ЖИК-НК"
59	от ТК до ж.д. Гайнуллина-8	мкр.34	Отопление	17,2		ООО "ЖИК-НК"
60	от ТК до ж.д. Гайнуллина-10	мкр.34	Отопление	71,6		ООО "ЖИК-НК"
61	от ТК до ж.д. Гайнуллина-14	мкр.34	Отопление	19		ООО "ЖИК-НК"
62	от ТК до ж.д. Лесная-59	мкр.20	Отопление, ГВС	128,8	ТСЖ "Лесной квартал"	Профит групп
63	от ТК до ж.д. Лесная-61	мкр.20	Отопление, ГВС	95,6	ТСЖ "Лесной квартал"	Профит групп
64	от ТК до ж.д. Лесная-65	мкр.20	Отопление, ГВС	88,4	ТСЖ "Лесной квартал"	Профит групп

<b>№ п/п</b>	<b>Наименование объекта</b>	<b>Описание местоположения (адрес)</b>	<b>Назначение</b>	<b>Параметры (протяжен- ность труб) м</b>	<b>Акт раздела</b>	<b>Заказчик сетей</b>
65	от ТК до ж.д. Лесная-67	мкр.20	Отопление, ГВС	122,8	ТСЖ "Лесной квартал"	Профит групп
66	от ТК до ж.д. Лесная-73	мкр.20	Отопление, ГВС	212	ТСЖ "Лесной квартал"	Профит групп
67	от ТК до ж.д. Лесная-57	мкр.20	Отопление, ГВС	96	ТСЖ "Лесной квартал"	Профит групп
68	от ТК до ж.д. Лесная-63	мкр.20	Отопление, ГВС	260,8	ТСЖ "Лесной квартал"	Профит групп
69	от ТК до ж.д. Лесная-69	мкр.20	Отопление, ГВС	1 191,40	ТСЖ "Лесной квартал"	Профит групп
70	от ТК до ж.д. Лесная-71	мкр.20	Отопление, ГВС	98	ТСЖ "Лесной квартал"	Профит групп
71	от ТК до Шинников-2 (УК «Камглавстрой»)	мкр.30	Отопление	187,9	ООО "ЖИК"	ООО "ЖИК-НК"
72	от ТК-7 до Шинников-3	мкр.22-25	Отопление, ГВС	1 724,00	ООО "Навигатор"	ЗАО "АСКом"
73	от ТК-2 до Вахитова-12	мкр.11	Отопление	487	ТСЖ ВСК "Комфорт"	ОАО "НУМ"
74	от ТК-1 до Вахитова-12А	мкр.11	Отопление	48	ООО "Управл-е жилым фондом"	ООО «НУМиС»
75	от ТК- до Корабельная-45	мкр.35	Отопление, ГВС	658,4	ТСЖ "12-й дом"	ОАО "Химстрой"
76	от ТК- до Гайнуллина-16	мкр.34	Отопление, ГВС	24,6	ООО "СБО Шинник"	ООО "ЖИК-НК"
77	от ТК- до Гайнуллина-18	мкр.34	Отопление, ГВС	23,4	ООО "СБО Шинник"	ООО "ЖИК-НК"
78	от ТК- до Химиков-38	кв.7	Отопление, ГВС	140	ТСЖ "Химиков- 38"	ОАО "Химстрой"

№ п/п	Наименование объекта	Описание местоположения (адрес)	Назначение	Параметры (протяжен- ность труб) м	Акт раздела	Заказчик сетей
79	от ТК- до Ямле-4	мкр.296 ГСК-4	Отопление, ГВС	568,8		ОАО "НКНХ"
80	от ТК- до д/с №90 (ул.Гайнуллина-12)	мкр.34	Отопление, ГВС	74,2	МУ "УДО"	ООО "ЖИК-НК"
81	от УТ-4 до д/с № 92 (пр.Мира-99)	мкр.44	Отопление	50,6	МУ "УДО"	
82	от УТ-3 до д/с №94 (пр.Строителей-66)	мкр.31	Отопление	104,8	МУ "УДО"	
83	от ТК- до Корабельная-1	мкр.36а	Отопление, ГВС	310		ОАО "Химстрой"
84	от ТК- до Корабельная-45	мкр.35	Отопление, ГВС	658,4	ТСЖ "12-й дом"	ОАО "Химстрой"
85	от ТК- до Гайнуллина-16	мкр.34	Отопление, ГВС	24,6	ООО "СБО Шинник"	ООО "ЖИК-НК"
86	от ТК- до Гайнуллина-18	мкр.34	Отопление, ГВС	23,4	ООО "СБО Шинник"	ООО "ЖИК-НК"
87	от ТК- до Химиков-38	кв.7	Отопление, ГВС	140	ТСЖ "Химиков- 38"	ОАО "Химстрой"
88	от ТК- до Ямле-4	мкр.296 ГСК-4	Отопление, ГВС	568,8		ОАО "НКНХ"
89	от ТК- до д/с №90 (ул.Гайнул. - 12)	мкр.34	Отопление, ГВС	74,2	МУ "УДО"	ООО "ЖИК-НК"
90	от ТК- до Корабельная-1	мкр.36а	Отопление, ГВС	310	ООО "ПЖК- Химстрой"	ОАО "Химстрой"
91	от ТК-5 до Лицея №63 ул.30л.Победы кв.СУЗ	ул.30л.Победы кв.СУЗ	транспортировка тепловой энергии	66,29		
92	от УТ-1 до Бызова-20а "Медтехника" мкр.17	мкр.17	транспортировка тепловой энергии	46		
93	Тепловые сети от УТ-24 до УТ- 25 ул.Студенческая мкр.34	ул.Студенческая мкр.34	транспортировка тепловой энергии	230,9		

№ п/п	Наименование объекта	Описание местоположения (адрес)	Назначение	Параметры (протяжен- ность труб) м	Акт раздела	Заказчик сетей
94	Тепловые сети от УТ-25 до УТ-26 ул.Студенческая мкр.34	ул.Студенческая мкр.34	транспортировка тепловой энергии	212,6		
95	Тепловые сети от УТ-26 до УТ-27 ул.Студенческая мкр.34	ул.Студенческая мкр.34	транспортировка тепловой энергии	210		
96	Тепловые сети от УТ-15 до УТ-15б мкр.34	мкр.34	транспортировка тепловой энергии	311		
97	Тепловые сети от УТ-15б до ж.д.стр.№19 (Корабельная-21) мкр.34	(Корабельная-21) мкр.34	транспортировка тепловой энергии	51,88		
98	Тепловые сети от УТ-1а до ж.д.стр.№9 (Мира-89) мкр.44	мкр.44	транспортировка тепловой энергии и горячей воды	1433,6		
	<b>Итого:</b>			<b>27 037,74</b>		

### **13 РАЗДЕЛ 13. СИНХРОНИЗАЦИЯ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ СО СХЕМОЙ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ И ГАЗИФИКАЦИИ СУБЪЕКТА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ И (ИЛИ) ПОСЕЛЕНИЯ, СХЕМОЙ И ПРОГРАММОЙ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ, А ТАКЖЕ СО СХЕМОЙ ВОДОСНАБЖЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ ГОРОД НИЖНЕКАМСК**

Изменения в системе теплоснабжения города неизменно оказывают влияние на другие системы обеспечения коммунальными ресурсами – прежде всего на систему газоснабжения и водоснабжения, как системы, являющиеся ресурсообеспечивающими по отношению к системе теплоснабжения.

#### **13.1 Описание решений (на основе утвержденной региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций) о развитии соответствующей системы газоснабжения в части обеспечения топливом источников тепловой энергии**

Решения по газификации Республики Татарстан описаны в Программе газификации Республики Татарстан на 2019 год, финансируемой за счет средств, полученных от применения специальных надбавок к тарифам на услуги по транспортировке газа по газораспределительным сетям ООО "Газпром трансгаз Казань". Программа утверждена постановлением Кабинета Министров Республики Татарстан от 19 сентября 2018 г. N 803.

В отношении города Нижнекамска и Нижнекамского муниципального района в программе газификации содержатся предложения по дополнительной газификации жилых домов в 49-ом мкрн. г. Нижнекамска, в поселках Красный Ключ, с. Прости, с. Нижняя Уратья.

Предложений, влияющих на доступность природного газа для источников теплоснабжения города Нижнекамска в Программе газификации Республики Татарстан на 2019 год, финансируемой за счет средств, полученных от применения специальных надбавок к тарифам на услуги по транспортировке газа по газораспределительным сетям ООО "Газпром трансгаз Казань" не предусмотрено.

#### **13.2 Описание проблем организации газоснабжения источников тепловой энергии**

В настоящее время Нижнекамские ТЭЦ полностью обеспечены природным газом как основным видом топлива. Перерывов и проблем в газоснабжении не зафиксировано.

Кроме того рядом со станциями находятся промышленные производители резервного топлива (мазута), например, АО «Танеко».

### **13.3 Предложения по корректировке, утвержденной (разработке) региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций для обеспечения согласованности такой программы с указанными в схеме теплоснабжения решениями о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения**

Схема теплоснабжения не предусматривает изменения в составе оборудования Нижнекамских ТЭЦ. Лимиты потребления газа не меняются, корректировки программы газификации не требуется.

### **13.4 Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы и программы развития Единой энергетической системы России) о строительстве, реконструкции, техническом перевооружении и (или) модернизации, выводе из эксплуатации источников тепловой энергии и генерирующих объектов, включая входящее в их состав оборудование, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в части перспективных балансов тепловой мощности в схемах теплоснабжения**

Результат анализа технических решений, принятых в Схеме и программе развития электроэнергетики Республики Татарстан на 2018 год с перспективой до 2023 года (утверждена распоряжением Президента РТ от 30.04.2018 №168) и в Схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2018-2024 годы, показал, что в данных документах не предусмотрены мероприятия по изменению количества или состава оборудования на Нижнекамских ТЭЦ, а также решения, оказывающие влияние на прогноз выработки и отпуска тепловой энергии от Нижнекамских ТЭЦ.

Согласно приложениям №2, 3 к Схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2018-2024 годы планируются следующие объемы вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2018-2024 годы в части Республики Татарстан - Табл. 13.1, Табл. 13.2.

Схемой теплоснабжения не предусмотрены мероприятия по изменению состава генерирующего оборудования Нижнекамских ТЭЦ или решению по строительству новых генерирующих мощностей.



**Табл. 13.1. Объемы вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2018-2024 годы (в части Республики Татарстан)**

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2018-2024 годы
<b><u>Энергосистема Саратовской области</u></b>										
<b><u>Саратовская ГРЭС</u></b>	ПАО "Т Плюс"									
2 ПТ-11-35		Газ природный	11,0							11,0
3 Р-12-35		Газ природный	12,0							12,0
Всего по станции			23,0							23,0
<b><u>Саратовская ТЭЦ-1</u></b>	ПАО "Т Плюс"									
1 ПР-9-90		Газ природный	9,0							9,0
2 ПР-9-90		Газ природный	9,0							9,0
Всего по станции			18,0							18,0
<b><u>Энергосистема Республики Татарстан</u></b>										
<b><u>Казанская ТЭЦ-2</u></b>	АО "Татэнерго"									
6 Р-25-90		Газ природный			25,0					25,0
<b>ОЭС Средней Волги, всего</b>			65,0	75,0	135,7	25,0				300,7
ТЭС-всего			65,0	75,0	135,7	25,0				300,7
<b><u>ОЭС Юга</u></b>										
<b><u>Энергосистема Ростовской области</u></b>										
<b><u>Новочеркасская ГРЭС*</u></b>	ПАО "ОГК-2"									
1 К-300-240		Газ природный				264,0				264,0
2 К-300-240		Газ природный				264,0				264,0
3 К-270(300)-240		Газ природный				270,0				270,0
4 К-270(300)-240		Уголь Донецкий				270,0				270,0

**Табл. 13.2. Информация о планах собственников по выводу из эксплуатации генерирующих объектов (не учитываемая при расчете режимно-балансовой ситуации) по ОЭС и ЕЭС России на 2018-2024 годы (в части Республики Татарстан)**

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2018-2024 годы
<b><u>Энергосистема Республики Татарстан</u></b>										
<b><u>Казанская ТЭЦ-2</u></b>	АО "Татэнерго"									
6 Р-25-90/1,2		Уголь Кузнецкий					25,0			25,0
<b><u>Энергосистема Ульяновской области</u></b>										
<b><u>Ульяновская ТЭЦ-1</u></b>	ПАО "Т Плюс"									
9 ПТ-80/100-130/13		Газ природный					80,0			80,0
10 ПТ-80/100-130/13		Газ природный					80,0			80,0
Всего по станции							160,0			160,0
<b><u>Ульяновская ТЭЦ-2</u></b>	ПАО "Т Плюс"									
1 ПТ-142/165-130/15-2		Газ природный					142,0			142,0
<b><u>Энергосистема Республики Чувашия</u></b>										
<b><u>Новочебоксарская ТЭЦ-3</u></b>	ПАО "Т Плюс"									
1 ПТ-50-130/13		Газ природный					50,0			50,0
5 Т-100/120-130		Газ природный					110,0			110,0
Всего по станции							160,0			160,0

**13.5 Предложения по строительству генерирующих объектов, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, указанных в схеме теплоснабжения, для их учета при разработке схемы и программы перспективного развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации, схемы и программы развития Единой энергетической системы России, содержащие в том числе описание участия указанных объектов в перспективных балансах тепловой мощности и энергии**

Предложения по строительству генерирующих объектов, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии проектом актуализированной схемы теплоснабжения не предусмотрены.

**13.6 Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы водоснабжения муниципального образования г. Нижнекамск) о развитии соответствующей системы водоснабжения в части, относящейся к системам теплоснабжения**

Схема водоснабжения и водоотведения города Нижнекамска не разрабатывалась, сведений о решениях в области организации водоснабжения и водоотведения в части, относящейся к системам теплоснабжения, в адрес разработчика Схемы теплоснабжения не поступало.

**13.7 Предложения по корректировке, утвержденной (разработке) схемы водоснабжения Муниципального образования г. Нижнекамск для обеспечения согласованности такой схемы и указанных в схеме теплоснабжения решений о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения**

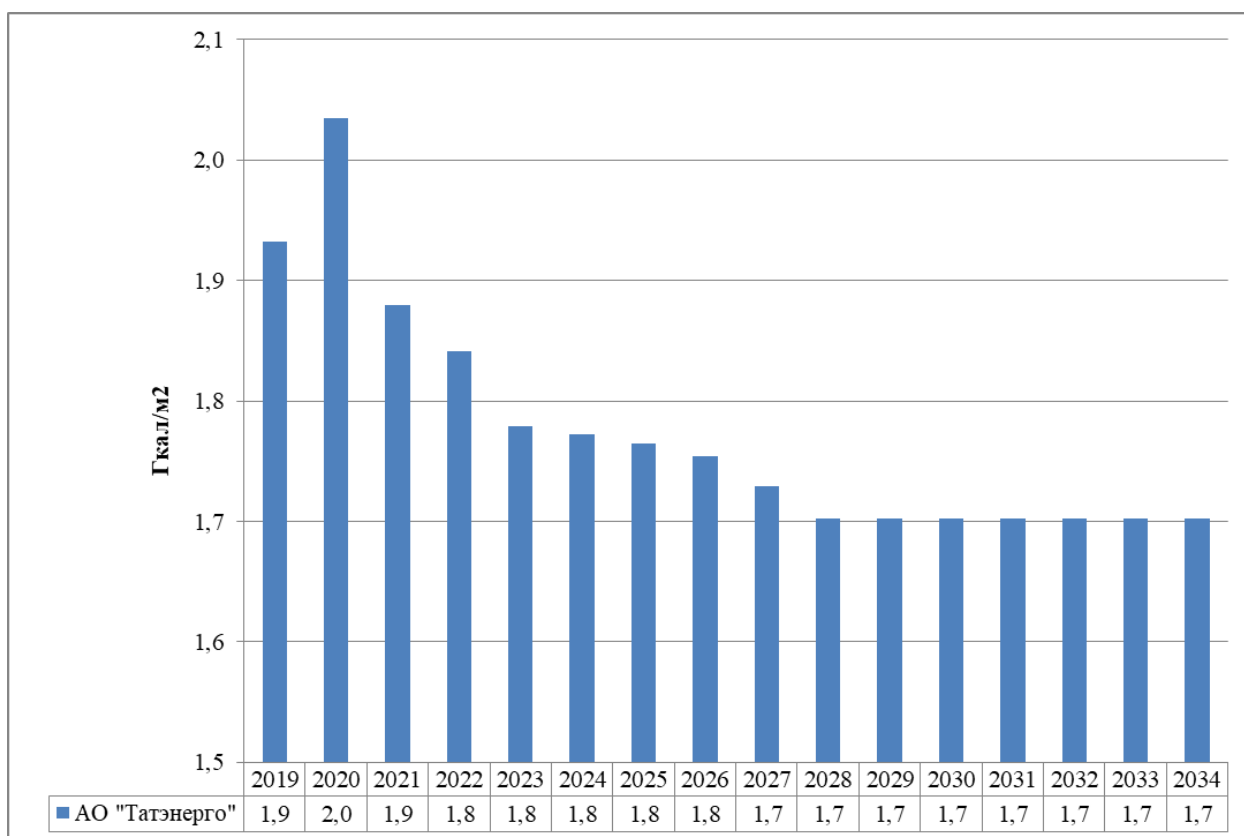
Схема водоснабжения и водоотведения города Нижнекамска не разрабатывалась, сведений о решениях в области организации водоснабжения и водоотведения в части, относящейся к системам теплоснабжения, в адрес разработчика Схемы теплоснабжения не поступало.

#### 14 РАЗДЕЛ 14. ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД НИЖНЕКАМСК»

Индикаторы развития системы теплоснабжения разработаны и представлены в данной главе в соответствии с требованиями п.79 Требований к Схемам теплоснабжения, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 (в редакции от 16.03.2019).

Индикаторы развития системы теплоснабжения представлены в Табл. 14.1-14.5

Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети уменьшается за счет реконструкции и замены тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» «Нижекамские тепловые сети» - рис. 14.1.



**Рис. 14.1** Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети

При этом темпы замены тепловых сетей в первые пять лет развития схемы теплоснабжения достаточны для снижения средневзвешенного срока эксплуатации тепловых сетей, и не допускают дальнейшего роста износа. Но постепенно темпы обновления сетей снижаются, и средневзвешенный срок эксплуатации поддерживается на достигнутом уровне (см. Рис. 14.2).



**Рис. 14.2 Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей**

**Табл. 14.1 Индикаторы, характеризующие спрос на тепловую энергию и тепловую мощность в системе теплоснабжения города Нижнекамска в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1 АО "Татэнерго"**

Наименование показателя	Единицы измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Общая отапливаемая площадь	тыс. м <sup>2</sup>	5899,90	5900,01	5900,15	5900,25	5900,30	5900,35	5900,40	5900,46	5900,51	5900,57	5900,63	5900,68	5900,74	5900,81	5900,86	5900,92	5900,97	5901,05	5901,10
Тепловая нагрузка всего, в том числе:	Гкал/ч	670,6	678,5	684,1	689,9	697,5	699,9	702,2	704,9	708,4	711,3	714	716,4	719,3	722,5	725,2	728,2	730,6	734,1	736,6
для целей отопления и вентиляции	Гкал/ч	471,2	478,1	482,9	487,9	494,8	496,7	498,7	501	504,2	506,6	509	511,1	513,5	516,3	518,7	521,2	523,3	526,3	528,5
для целей горячего водоснабжения	Гкал/ч	199,4	200,4	201,2	202	202,7	203,2	203,5	203,9	204,2	204,7	205	205,3	205,8	206,2	206,5	207	207,3	207,8	208,1
Расход тепловой энергии (полезный отпуск)	тыс. Гкал	1487,844	1468,601	1481,274	1372,667	1382,207	1489,573	1499,377	1510,153	1516,456	1523,867	1531,41	1537,55	1545,206	1553,789	1561,272	1568,83	1574,966	1584,455	1590,845
Удельная тепловая нагрузка	Гкал/ч/м <sup>2</sup>	0,00011	0,00011	0,00012	0,00012	0,00012	0,00012	0,00012	0,00012	0,00012	0,00012	0,00012	0,00012	0,00012	0,00012	0,00012	0,00012	0,00012	0,00012	0,00012
Удельное потребление тепловой энергии на отопление	Гкал/м <sup>2</sup> /год	0,17720	0,17540	0,17722	0,16453	0,16618	0,17916	0,18047	0,18191	0,18292	0,18394	0,18502	0,18590	0,18694	0,18817	0,18924	0,19029	0,19117	0,19250	0,19342
Градус-сутки отопительного периода	°С х сут	5475,8	5475,8	5475,8	5475,8	5475,8	5475,8	5475,8	5475,8	5475,8	5475,8	5475,8	5475,8	5475,8	5475,8	5475,8	5475,8	5475,8	5475,8	5475,8
Удельное приведенное потребление тепловой энергии на отопление	Гкал/м <sup>2</sup> (°С х сут)	970,29	960,43	970,42	900,92	909,98	981,05	988,22	996,08	1001,64	1007,19	1013,12	1017,95	1023,67	1030,37	1036,26	1041,97	1046,81	1054,09	1059,15

**Табл. 14.2 Индикаторы, характеризующие динамику функционирования источников тепловой энергии филиала АО «ТГК-16» в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1 АО "Татэнерго"**

Наименование показателя	Единицы измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Установленная электрическая мощность ТЭЦ	МВт	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880
Установленная тепловая мощность ТЭЦ	Гкал/ч	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3439	3341	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746	3746
Присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	2678,8	2680,91	2682,46	2684,89	2687	2688,9	2690,7	2692,6	2695,4	2699	2702,4	2705,5	2707,4	2709,2	2711	2712,9	2714,7	2716,6	2718,4
Доля резерва тепловой мощности ТЭЦ	%	25,9	25,8	25,8	25,7	25,7	25,6	25,6	25,6	18,9	16,4	25,4	25,3	25,2	25,2	25,1	25,1	25,0	25,0	24,9
Отпуск тепловой энергии с коллекторов	тыс. Гкал	н/д	н/д	17954	17939	17232	17089	17091	17094	17097	17105	17112	17118	17120	17123	17126	17128	17132	17134	17136

Наименование показателя	Единицы измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Удельный расход условного топлива на электроэнергию, отпущенную с шин ТЭЦ	г/кВт-ч	н/д	н/д	284,4	284,4	284,4	284,4	284,4	284,4	284,4	284,4	284,4	284,4	284,4	284,4	284,4	284,4	284,4	284,4	284,4
Удельный расход условного топлива на электроэнергию, выработанную на базе теплового потребления	г/кВт-ч	н/д	н/д	250,1	250,1	250,1	250,1	250,1	250,1	250,1	250,1	250,1	250,1	250,1	250,1	250,1	250,1	250,1	250,1	250,1
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	н/д	н/д	148,3	148,3	148,3	148,3	148,3	148,3	148,3	148,3	148,3	148,3	148,3	148,3	148,3	148,3	148,3	148,3	
Коэффициент использования теплоты топлива	б/р	0,8	0,8	0,82	0,8	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82
Число часов использования установленной тепловой мощности ТЭЦ	час/год	н/д	н/д	4793	4789	4600	4562	4562	4563	4972	5120	4568	4570	4570	4571	4572	4572	4573	4574	4574
Частота отказов с прекращением теплоснабжения от ТЭЦ	1/год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

**Табл. 14.3 Индикаторы, характеризующие динамику функционирования источников тепловой энергии ООО «Нижекамская ТЭЦ» в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1 АО "Татэнерго"**

Наименование показателя	Единицы измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Установленная электрическая мощность ТЭЦ	МВт	724	724	724	724	724	724	724	724	724	724	724	724	724	724	724	724	724	724	724
Установленная тепловая мощность ТЭЦ	Гкал/ч	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580	1580
Присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	798,7	804,8	808,9	814	820,4	821,7	823,1	824,8	826,3	826,5	826,7	826,8	828,7	830,9	832,7	834,6	836	838,5	840
Доля резерва тепловой мощности ТЭЦ	%	39,9	42,4	41,0	41,2	40,8	40,7	40,6	40,5	40,4	40,4	40,4	40,4	40,2	40,1	40,0	39,8	39,8	39,6	39,5

Наименование показателя	Единицы измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Отпуск тепловой энергии с коллекторов	тыс. Гкал	3212,1	3367	3593,23	3421,25	4066,81	4221,01	4224,81	4229,61	4233,41	4233,91	4234,41	4234,81	4240,11	4246,21	4251,31	4256,41	4260,21	4267,31	4271,21
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Удельный расход условного топлива на электроэнергию, отпущенную с шин ТЭЦ	г/кВт-ч	486,73	403,59	447,55	458,33	492,35	405,36	405,36	405,36	405,36	405,36	405,36	405,36	405,36	405,36	405,36	405,36	405,36	405,36	405,36
Удельный расход условного топлива на электроэнергию, выработанную на базе теплового потребления	г/кВт-ч	290,8	323,5	324,28	335,4	372,43	319,9	319,9	319,9	319,9	319,9	319,9	319,9	319,9	319,9	319,9	319,9	319,9	319,9	319,9
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг. у.т/Гкал	146,59	144,42	143,52	147,32	144,93	139,80	139,80	139,80	139,80	139,80	139,80	139,80	139,80	139,80	139,80	139,80	139,80	139,80	139,80
Коэффициент использования теплоты топлива	б/р	0,66	0,66	0,66	0,66	0,73	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72
Число часов использования установленной тепловой мощности ТЭЦ	час/год	2033	2131	2274	2165	2574	2672	2674	2677	2679	2680	2680	2680	2684	2687	2691	2694	2696	2701	2703
Частота отказов с прекращением теплоснабжения от ТЭЦ	1/год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

**Табл.14.4 Индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» «Нижнекамские тепловые сети» в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1 АО "Татэнерго"**

Наименование показателя	Единицы измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Протяженность тепловых сетей	км	н/д	н/д	н/д	144,3388	145,536	146,619	146,619	148,694	149,204	149,865	150,769	152,969	155,369	155,369	155,369	155,369	155,369	155,369	155,369
Материальная характеристика тепловых сетей	тыс. м <sup>2</sup>	н/д	н/д	н/д	94,487	94,597	94,831	94,831	96,173	96,503	96,930	97,515	98,938	100,490	100,490	100,490	100,490	100,490	100,490	100,490
Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	225,219	227,729	214,25	225	224,947	224,947	224,947	224,947	224,947	224,947	224,947	224,947	224,947	224,947	224,947	224,947	224,947	224,947	224,947



Наименование показателя	Единицы измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Фактические потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	169,844	183,005	180,774	182,557	192,498	178,261	174,592	171,061	171,061	171,061	171,061	171,061	171,061	171,061	171,061	171,061	171,061	171,061	171,061
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	н/д	н/д	н/д	1,9	2,0	1,9	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
Количество повреждений (отказов) в тепловых сетях, приводящих к прекращению теплоснабжения потребителей	ед./год	10	3	120	95	69	62	56	50	45	41	37	33	30	27	24	22	19	18	16
Удельная повреждаемость тепловых сетей	ед./км/год	н/д	н/д	н/д	0,658	0,474	0,424	0,381	0,338	0,303	0,272	0,243	0,216	0,191	0,172	0,155	0,139	0,125	0,113	0,102
Тепловая нагрузка потребителей присоединенных к тепловым сетям по схеме с непосредственным разбором теплоносителя на цели горячего водоснабжения из систем отопления (открытая схема)	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Доля потребителей присоединенных по открытой схеме	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей	лет	н/д	н/д	н/д	28,3	27,7	27,3	26,9	26,8	26,7	26,6	26,5	26,4	26,4	26,3	26,2	26,2	26,1	26	26

**Табл.14.5 Индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей АО «ВКиЭХ» в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1 АО "Татэнерго"**

Наименование показателя	Единицы измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Протяженность тепловых сетей	км	н/д	н/д	н/д	584,04	587,169	587,397	588,094	589,234	589,234	599,734	599,734	599,734	599,734	599,734	599,734	599,734	599,734	599,734	599,734
Материальная характеристика тепловых сетей	тыс. м <sup>2</sup>	н/д	н/д	н/д	78,820	79,242	79,267	79,432	79,610	79,610	81,280	81,280	81,280	81,280	81,280	81,280	81,280	81,280	81,280	81,280
Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	291,439	291,439	222,441	222,441	222,441	222,441	222,441	222,441	222,441	222,441	222,441	222,441	222,441	222,441	222,441	222,441	222,441	222,441	222,441
Фактические потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	188,592	157,581	275,5294	293,534	294,991	294,065	294,321	294,623	294,886	295,194	295,509	295,764	296,083	296,441	296,753	297,068	297,323	297,719	297,985
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	н/д	н/д	н/д	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
Количество повреждений (отказов) в тепловых сетях, приводящих к прекращению теплоснабжения потребителей	ед./год	145	196	159	131	123	119	116	112	109	106	102	99	96	94	91	88	85	83	80
Удельная повреждаемость тепловых сетей	ед./км/год	н/д	н/д	н/д	0,224	0,209	0,203	0,197	0,191	0,185	0,176	0,171	0,166	0,161	0,156	0,151	0,147	0,142	0,138	0,134
Тепловая нагрузка потребителей присоединенных к тепловым сетям по схеме с непосредственным разбором теплоносителя на цели горячего водоснабжения из систем отопления (открытая схема)	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Доля потребителей присоединенных по открытой схеме	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

## **15 РАЗДЕЛ 15. ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ**

### **15.1 Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения**

Тарифно-балансовые модели рассчитаны для теплоснабжающих организаций, предоставивших соответствующие сведения.

Оценка ценовых последствий представлена без учета мероприятий по строительству сетей с целью подключения (технологического присоединения) потребителей, стоимость которых оплачивается за счет взимания платы за подключение к сетям теплоснабжения.

Анализ влияния реализации проектов схемы теплоснабжения, предлагаемых к включению в инвестиционную программу теплоснабжающих организаций, выполнен по результатам прогнозного расчета необходимой валовой выручки. При этом необходимо отметить, что поскольку схема теплоснабжения является предпроектным документом, определяющим стратегию развития СЦТ муниципального образования, выполненный анализ ценовых последствий отражает возможную прогнозную динамику изменения тарифа на тепловую энергию для потребителей систем теплоснабжения при реализации всего предложенного в схеме теплоснабжения перечня мероприятий, а не сам тариф.

Для каждой организации на основе предоставленных данных на 2018-2019-й годы был рассчитан средневзвешенный тариф на теплоэнергию для конечного потребителя. В необходимую валовую выручку (далее НВВ) на следующие периоды были включены затраты в ценах базового года с учетом соответствующих дефляторов на реализацию мероприятий по улучшению технико-экономических показателей предприятий.

**Табл. 15.1. Утверждаемая тарифно-балансовая модель филиала АО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (отпуск ГВ с коллекторов)**

Показатель	Едн н. изм.	2019	2020*	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	18 151,0	17 496,5	17 327,8	17 329,8	17 332,8	17 335,8	17 343,8	17 350,8	17 356,8	17 358,8	17 361,8	17 364,8	17 366,8	17 370,8	17 372,8	17 374,8
Расход тепловой энергии на собственные нужды	тыс. Гкал	212,0	264,5	238,8	238,8	238,8	238,8	238,8	238,8	238,8	238,8	238,8	238,8	238,8	238,8	238,8	238,8
Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ, в том числе:	тыс. Гкал	17 939,0	17 232,0	17 089,0	17 091,0	17 094,0	17 097,0	17 105,0	17 112,0	17 118,0	17 120,0	17 123,0	17 126,0	17 128,0	17 132,0	17 134,0	17 136,0
из производственных отборов	тыс. Гкал	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0
из теплофикационных отборов	тыс. Гкал	2 532,0	2 539,0	2 365,0	2 368,0	2 371,0	2 375,0	2 384,0	2 393,0	2 400,0	2 403,0	2 407,0	2 410,0	2 413,0	2 417,0	2 420,0	2 423,0
из отборов противодавления	тыс. Гкал	13 414,0	12 700,0	12 731,0	12 730,0	12 730,0	12 729,0	12 728,0	12 726,0	12 725,0	12 724,0	12 723,0	12 723,0	12 722,0	12 722,0	12 721,0	12 720,0
из конденсаторов	тыс. Гкал	119,0	119,0	119,0	119,0	119,0	119,0	119,0	119,0	119,0	119,0	119,0	119,0	119,0	119,0	119,0	119,0
из ПВК	тыс. Гкал	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
из РОУ	тыс. Гкал	1 784,0	1 784,0	1 784,0	1 784,0	1 784,0	1 784,0	1 784,0	1 784,0	1 784,0	1 784,0	1 784,0	1 784,0	1 784,0	1 784,0	1 784,0	1 784,0
Отпуск тепловой энергии в горячей воде, в том числе	тыс. Гкал	2 070,0	2 078,4	1 934,0	1 936,0	1 939,0	1 942,0	1 949,0	1 956,0	1 962,0	1 965,0	1 968,0	1 970,0	1 973,0	1 976,0	1 979,0	1 981,0
в сети АО "Татэнерго"	тыс. Гкал	1 049,0	1 057,4	913,0	915,0	918,0	921,0	928,0	935,0	941,0	944,0	947,0	949,0	952,0	955,0	958,0	960,0
прочее	тыс. Гкал	1 021,0	1 021,0	1 021,0	1 021,0	1 021,0	1 021,0	1 021,0	1 021,0	1 021,0	1 021,0	1 021,0	1 021,0	1 021,0	1 021,0	1 021,0	1 021,0
Отпуск тепловой энергии в паре, в том числе	тыс. Гкал	15 868,0	15 154,0	15 154,0	15 154,0	15 154,0	15 154,0	15 154,0	15 154,0	15 154,0	15 154,0	15 154,0	15 154,0	15 154,0	15 154,0	15 154,0	15 154,0

Показатель	Едн н. изм.	2019	2020*	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
в ТАИФ-НК	тыс. Гкал	1 364,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0	650,0
Прочим потребителям	тыс. Гкал	14 504,0	14 504,0	14 504,0	14 504,0	14 504,0	14 504,0	14 504,0	14 504,0	14 504,0	14 504,0	14 504,0	14 504,0	14 504,0	14 504,0	14 504,0	14 504,0
Потери тепловой энергии	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Выработка электрической энергии всего, в том числе	тыс. кВт ч	4 881 043,0	4 881 043,0	4 881 043,0	4 881 043,0	4 881 043,0	4 881 043,0	4 881 043,0	4 881 043,0	4 881 043,0	4 881 043,0	4 881 043,0	4 881 043,0	4 881 043,0	4 881 043,0	4 881 043,0	4 881 043,0
на тепловом потреблении	тыс. кВт ч	4 560 583,0	4 560 583,0	4 524 316,0	4 525 010,0	4 525 727,0	4 526 457,0	4 528 371,0	4 530 327,0	4 531 903,0	4 532 630,0	4 533 366,0	4 534 086,0	4 534 808,0	4 535 514,0	4 536 254,0	4 536 963,0
в конденсацион ном режиме	тыс. кВт ч	320 460,0	320 460,0	356 727,0	356 033,0	355 316,0	354 586,0	352 672,0	350 716,0	349 140,0	348 413,0	347 677,0	346 957,0	346 235,0	345 529,0	344 789,0	344 080,0
Расход электрической энергии на собственные нужды, в том числе	млн кВт- ч	577 649,0	576 240,0	575 970,0	575 975,0	575 980,0	575 986,0	576 000,0	576 015,0	576 026,0	576 032,0	576 037,0	576 043,0	576 048,0	576 053,0	576 059,0	576 064,0
расход электрической энергии на ТФУ	млн кВт- ч	35 407,0	33 998,0	33 728,0	33 733,0	33 738,0	33 744,0	33 758,0	33 773,0	33 784,0	33 790,0	33 795,0	33 801,0	33 806,0	33 811,0	33 817,0	33 822,0
отпуск электрической энергии с шин ТЭЦ	млн кВт- ч	4 303 394,0	4 304 803,0	4 305 073,0	4 305 068,0	4 305 063,0	4 305 057,0	4 305 043,0	4 305 028,0	4 305 017,0	4 305 011,0	4 305 006,0	4 305 000,0	4 304 995,0	4 304 990,0	4 304 984,0	4 304 979,0

**Табл. 15.2. Утверждаемая тарифно-балансовая модель ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (отпуск ГВ)**

Показатель	Един. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	3 534,6	4 224,8	4 379,0	4 382,8	4 387,6	4 391,4	4 391,9	4 392,4	4 392,8	4 398,1	4 404,2	4 409,3	4 414,4	4 418,2	4 425,3	4 429,2
Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ, в том числе:	тыс. Гкал	3 421,2	4 066,8	4 221,0	4 224,8	4 229,6	4 233,4	4 233,9	4 234,4	4 234,8	4 240,1	4 246,2	4 251,3	4 256,4	4 260,2	4 267,3	4 271,2
из производственных отборов;	тыс. Гкал	1 225,6	830,7	2 168,2	2 167,9	2 167,4	2 168,3	2 169,4	2 170,5	2 171,7	2 172,4	2 173,0	2 173,7	2 174,4	2 175,3	2 175,8	2 176,6
из теплофикационных отборов	тыс. Гкал	762,2	758,3	909,3	913,6	919,1	923,5	924,0	924,6	925,1	931,0	938,1	943,9	949,7	953,9	962,0	966,6
из отборов противодавления	тыс. Гкал	246,5	1 478,0	228,3	228,2	228,2	227,0	225,8	224,6	223,4	222,2	220,9	219,7	218,5	217,3	216,0	214,8
из конденсаторов	тыс. Гкал																
из ПВК	тыс. Гкал																
из РОУ	тыс. Гкал	1 187,0	999,8	915,2	915,1	914,9	914,7	914,7	914,7	914,7	914,5	914,2	914,0	913,8	913,7	913,4	913,3
Потери тепловой энергии	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расход тепловой энергии на собственные нужды	тыс. Гкал	113,4	158,0	158,0	158,0	158,0	158,0	158,0	158,0	158,0	158,0	158,0	158,0	158,0	158,0	158,0	158,0
Отпуск тепловой энергии на сторону, в том числе:	тыс. Гкал	3 418,9	4 064,8	4 221,0	4 224,8	4 229,6	4 233,4	4 233,9	4 234,4	4 234,8	4 240,1	4 246,2	4 251,3	4 256,4	4 260,2	4 267,3	4 271,2
отпуск ГВ в сети АО "Татэнерго"	тыс. Гкал	762,2	756,2	912,5	916,3	921,1	924,9	925,4	925,9	926,3	931,6	937,7	942,8	947,9	951,7	958,8	962,7
					1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
отпуск пара, в том числе:	тыс. Гкал	2 656,6	3 308,5	3 308,5	3 308,5	3 308,5	3 308,5	3 308,5	3 308,5	3 308,5	3 308,5	3 308,5	3 308,5	3 308,5	3 308,5	3 308,5	3 308,5

Показатель	Един. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
отпуск пара в ПАО "НКНХ"	тыс. Гкал	473,9	665,7	665,7	665,7	665,7	665,7	665,7	665,7	665,7	665,7	665,7	665,7	665,7	665,7	665,7	665,7
отпуск пара в АО "Танеко", Гкал	тыс. Гкал	2 182,8	2 642,8	2 642,8	2 642,8	2 642,8	2 642,8	2 642,8	2 642,8	2 642,8	2 642,8	2 642,8	2 642,8	2 642,8	2 642,8	2 642,8	2 642,8
Выработка электрической энергии всего, в том числе	тыс. кВтч	1 407,6	1 328,5	1 399,0	1 399,0	1 399,0	1 399,0	1 399,0	1 399,0	1 399,0	1 399,0	1 399,0	1 399,0	1 399,0	1 399,0	1 399,0	1 399,0
на тепловом потреблении	тыс. кВтч	894,1	1 010,5	986,6	986,6	986,6	986,6	986,6	986,6	986,6	986,6	986,6	986,6	986,6	986,6	986,6	986,6
в конденсационном режиме	тыс. кВтч	513,4	318,0	412,4	412,4	412,4	412,4	412,4	412,4	412,4	412,4	412,4	412,4	412,4	412,4	412,4	412,4
Расход электрической энергии на собственные нужды, в том числе	млн кВт-ч	174,8	180,7	178,2	178,3	178,4	178,5	178,5	178,6	178,6	178,7	178,8	178,9	179,1	179,1	179,3	179,4
расход электрической энергии на ТФУ	млн кВт-ч	79,0	87,9	82,5	82,6	82,7	82,8	82,8	82,8	82,8	82,9	83,0	83,2	83,3	83,4	83,5	83,6
отпуск электрической энергии с шин ТЭЦ	млн кВт-ч	1 232,8	1 147,8	1 220,8	1 220,7	1 220,6	1 220,5	1 220,5	1 220,4	1 220,4	1 220,3	1 220,2	1 220,1	1 219,9	1 219,9	1 219,7	1 219,6

**Табл. 15.3. Утверждаемая тарифно-балансовая модель АО «ВКиЭХ»**

Наименование показателей	Ед. измерения	Утверждено РЭК на 2019 год	Факт 2019 года	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030 год	2031 год	2032 год	2033 год	2034 год
Отпуск в сеть	Гкал	1 668 038	1 590 903	1 597 908	1 608 499	1 618 559	1 629 637	1 636 203	1 643 922	1 651 780	1 658 175	1 666 150	1 675 091	1 682 886	1 690 759	1 697 150	1 707 035	1 713 691
Потери в сетях на передачу	Гкал	222 441	293 534	222 441	222 441	222 441	222 441	222 441	222 441	222 441	222 441	222 441	222 441	222 441	222 441	222 441	222 441	222 441
Полезный отпуск тепловой энергии, в том числе:	Гкал	1 445 597	1 334 946	1 360 084	1 380 223	1 390 028	1 400 804	1 407 107	1 414 517	1 422 061	1 428 200	1 435 856	1 444 440	1 451 923	1 459 481	1 465 616	1 475 106	1 481 496
<b>Себестоимость по статьям затрат:</b>																		
Покупная тепловая энергия	на передачу ОТ, Гкал	222 441	255 957	166 437	156 650	156 650	156 650	156 650	156 650	156 650	156 650	156 650	156 650	156 650	156 650	156 650	156 650	156 650
	руб./Гкал	605,2	599,5	666,5	666,5	666,5	666,5	666,5	666,5	666,5	666,5	666,5	666,5	666,5	666,5	666,5	666,5	666,5
	на передаче ГВС, Гкал		37 577	56 004	65 791	65 791	65 791	65 791	65 791	65 791	65 791	65 791	65 791	65 791	65 791	65 791	65 791	65 791
	руб./Гкал		1 352,0	1 398,4	1 454,3	1 512,5	1 573,0	1 635,9	1 701,3	1 769,4	1 840,2	1 913,8	1 990,3	2 070,0	2 152,7	2 238,9	2 328,4	2 421,6
	тыс. руб.	134 626	204 244	189 238	200 081	203 909	207 889	212 029	216 334	220 811	225 467	230 310	235 346	240 584	246 032	251 697	257 589	263 716
Покупная электроэнергия, в том числе:	тыс.кВт.ч	8 521	7 716	7 750,3	801,7	850,5	904,2	936,1	973,5	011,6	042,6	081,3	124,7	162,5	200,7	231,7	279,6	311,9
	руб./кВт	5,74	5,75	5,93	6,10	6,29	6,48	6,67	6,87	7,08	7,29	7,51	7,73	7,96	8,20	8,45	8,70	8,96
	тыс. руб.	48 880	44 396	45 929	47 620	49 356	51 184	52 932	54 778	56 691	58 617	60 666	62 822	65 007	67 271	69 551	72 055	74 506
Вода	тыс.м3	210	442	444	447	450	453	455	457	459	461	463	466	468	470	472	475	477
	руб./м3	23,22	23,24	24,19	25,16	26,17	27,22	28,30	29,44	30,61	31,84	33,11	34,44	35,81	37,25	38,74	40,29	41,90
	тыс. руб.	4 876	10 282	10 751	11 255	11 778	12 333	12 878	13 457	14 062	14 681	15 342	16 041	16 760	17 512	18 281	19 123	19 966
Фонд оплаты труда	тыс. руб.	202 451	188 920	200 444	211 468	225 214	241 204	258 812	278 223	297 698	318 835	341 472	365 717	390 220	417 145	445 511	474 914	506 734
Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	61 140	56 796	60 534	63 863	68 015	72 844	78 161	84 023	89 905	96 288	103 125	110 446	117 846	125 978	134 544	143 424	153 034
Расходы по содержанию и эксплуатации	тыс. руб.	173 275	149 136	155 102	161 306	167 758	174 468	181 447	188 705	196 253	204 103	212 267	220 758	229 588	238 772	248 323	258 256	268 586



Наименование показателей	Ед. измерения	Утверждено РЭК на 2019 год	Факт 2019 года	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030 год	2031 год	2032 год	2033 год	2034 год
оборудования, в том числе:																		
- амортизация	тыс. руб.	96 397	86 894	90 370	93 985	97 744	101 654	105 720	109 949	114 347	118 921	123 678	128 625	133 770	139 121	144 686	150 473	156 492
Цеховые расходы	тыс. руб.	29 901	33 742	35 092	36 495	37 955	39 473	41 052	42 694	44 402	46 178	48 025	49 946	51 944	54 022	56 183	58 430	60 767
Выпадающие расходы	тыс. руб.																	
ИТОГО цеховая себестоимость:	тыс.руб.	655 150	687 516	697 089	732 090	763 984	799 396	837 311	878 213	919 822	964 170	1 011 207	1 061 076	1 111 950	1 166 731	1 224 089	1 283 791	1 347 308
Цеховая себестоимость 1 Гкал.	руб./Гкал	453,20	515,01	512,53	530,41	549,62	570,67	595,06	620,86	646,82	675,09	704,25	734,59	765,85	799,41	835,20	870,30	909,42
Общехозяйственные расходы	тыс. руб.	3 471	6 675	6 942	7 220	7 509	7 809	8 122	8 446	8 784	9 136	9 501	9 881	10 276	10 687	11 115	11 559	12 022
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого производственная себестоимость:	тыс.руб.	658 621	694 191	704 032	739 310	771 493	807 205	845 433	886 659	928 606	973 306	1 020 708	1 070 957	1 122 227	1 177 418	1 235 204	1 295 350	1 359 330
Необходимая расчетная прибыль	тыс. руб.	4 436	3 349	4 742	4 980	5 196	5 437	5 694	5 972	6 255	6 556	6 875	7 213	7 559	7 930	8 320	8 725	9 156
Себестоимость реализации 1 Гкал.	руб.коп.	458,67	522,52	521,13	539,25	558,76	580,13	604,88	631,05	657,40	686,08	715,66	746,43	778,13	812,17	848,46	884,06	923,72
<b>НВВ</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>663 057</b>	<b>697 540</b>	<b>708 774</b>	<b>744 289</b>	<b>776 689</b>	<b>812 642</b>	<b>851 127</b>	<b>892 631</b>	<b>934 861</b>	<b>979 861</b>	<b>1 027 583</b>	<b>1 078 171</b>	<b>1 129 785</b>	<b>1 185 349</b>	<b>1 243 524</b>	<b>1 304 075</b>	<b>1 368 486</b>
Установленный тариф с ростом по МЭР	руб./Гкал	458,9	458,9	483,3	502,7	522,8	543,7	565,4	588,0	611,6	636,0	661,5	687,9	715,4	744,1	773,8	804,8	837,0

**Табл. 15.4. Утверждаемая тарифно-балансовая модель АО «Татэнерго»**

Расчет тарифа поставки тепловой энергии	ГКРТТ 2019 год	ГКРТТ 2020 год	ГКРТТ 2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030 год	2031 год	2032 год	2033 год	2034 год
Всего поставка, тыс. Гкал	1 845,00	1 914,00	1 825,016	1 832,00	1 839,00	1 846,00	1 853,00	1 861,00	1 867,00	1 875,00	1 884,00	1 893,00	1 900,00	1 907,00	1 917,00	1 923,00
Расходы на производство и покупку ТЭ	1 086 013,00	1 276 199,00	1 284 858,26	1 335 205,23	1 382 991,28	1 429 798,72	1 486 926,48	1 547 224,10	1 593 628,40	1 664 497,44	1 739 932,18	1 817 664,11	1 897 419,29	1 980 321,74	2 070 568,59	2 159 821,65
ОАО "ТГК-16"	642 944,00	765 023,00	650 445,13	791 005,20	825 758,54	862 026,55	899 874,77	940 247,08	980 588,40	1 024 546,44	1 070 452,18	1 118 391,11	1 167 387,29	1 218 513,74	1 274 166,59	1 328 727,65
объем, тыс. Гкал	1 105,00	1 128,00	912,51	1 057,00	1 061,00	1 065,00	1 069,00	1 074,00	1 077,00	1 082,00	1 087,00	1 092,00	1 096,00	1 100,00	1 106,00	1 109,00
тариф, руб./Гкал	582,00	678,00	712,81	700,00	727,00	757,00	787,00	818,00	851,00	885,00	920,00	957,00	996,00	1 035,00	1 077,00	1 120,00
ООО "НКТЭЦ"	443 069,00	511 176,00	634 413,13	544 200,03	557 232,74	567 772,17	587 051,71	606 977,02	613 040,00	639 951,00	669 480,00	699 273,00	730 032,00	761 808,00	796 402,00	831 094,00
объем, тыс. Гкал	740,00	786,00	912,51	775,00	778,00	781,00	784,00	787,00	790,00	793,00	797,00	801,00	804,00	807,00	811,00	814,00
тариф, руб./Гкал	599,00	651,00	695,24	702,19	716,24	726,98	748,79	771,25	776,00	807,00	840,00	873,00	908,00	944,00	982,00	1 021,00
Расходы на передачу ТЭ	911 526,00	874 896,00	861 791,92	975 165,28	1 014 578,73	1 055 585,39	1 098 249,68	1 142 638,62	1 188 821,93	1 236 872,17	1 286 864,80	1 338 878,37	1 392 994,58	1 449 298,44	1 507 878,41	1 568 826,50
<i>НКТС</i>	<i>383 138,00</i>	<i>340 201,00</i>	<i>318 452,35</i>	<i>406 832,09</i>	<i>423 512,21</i>	<i>440 876,21</i>	<i>458 952,13</i>	<i>477 769,17</i>	<i>497 357,71</i>	<i>517 749,37</i>	<i>538 977,10</i>	<i>561 075,16</i>	<i>584 079,24</i>	<i>608 026,49</i>	<i>632 955,57</i>	<i>658 906,75</i>
<i>Сырье, основные материалы</i>	<i>17 458,00</i>	<i>19 281,00</i>	<i>21 000,95</i>	<i>21 601,79</i>	<i>21 689,00</i>	<i>22 556,00</i>	<i>23 458,00</i>	<i>24 397,00</i>	<i>25 373,00</i>	<i>26 387,00</i>	<i>27 443,00</i>	<i>28 541,00</i>	<i>29 682,00</i>	<i>30 870,00</i>	<i>32 104,00</i>	<i>33 389,00</i>
<i>Работы и услуги производственного характера</i>	<i>17 068,00</i>	<i>17 538,00</i>	<i>17 968,44</i>	<i>18 482,52</i>	<i>19 727,00</i>	<i>20 517,00</i>	<i>21 337,00</i>	<i>22 191,00</i>	<i>23 078,00</i>	<i>24 002,00</i>	<i>24 962,00</i>	<i>25 960,00</i>	<i>26 998,00</i>	<i>28 078,00</i>	<i>29 201,00</i>	<i>30 370,00</i>
<i>Энергия</i>	<i>103 952,00</i>	<i>99 951,00</i>	<i>102 058,95</i>	<i>105 120,72</i>	<i>108 028,00</i>	<i>112 750,00</i>	<i>117 750,00</i>	<i>122 980,00</i>	<i>128 338,00</i>	<i>134 042,00</i>	<i>140 068,00</i>	<i>146 273,00</i>	<i>152 757,00</i>	<i>159 402,00</i>	<i>166 637,00</i>	<i>173 905,00</i>
<i>Затраты на оплату труда</i>	<i>48 525,00</i>	<i>49 862,00</i>	<i>51 086,47</i>	<i>52 548,05</i>	<i>56 088,00</i>	<i>58 331,00</i>	<i>60 664,00</i>	<i>63 091,00</i>	<i>65 615,00</i>	<i>68 239,00</i>	<i>70 969,00</i>	<i>73 808,00</i>	<i>76 760,00</i>	<i>79 830,00</i>	<i>83 023,00</i>	<i>86 344,00</i>

Расчет тарифа поставки тепловой энергии	ГКРГТ 2019 год	ГКРГТ 2020 год	ГКРГТ 2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030 год	2031 год	2032 год	2033 год	2034 год
Отчисления на социальные нужды	13 587,00	13 961,00	14 304,21	14 713,45	15 705,00	16 333,00	16 986,00	17 665,00	18 372,00	19 107,00	19 871,00	20 666,00	21 493,00	22 352,00	23 247,00	24 176,00
Амортизация основных средств	28 910,00	34 450,00	33 404,68	35 038,44	38 752,00	40 302,00	41 914,00	43 590,00	45 334,00	47 147,00	49 033,00	50 994,00	53 034,00	55 156,00	57 362,00	59 656,00
Прочие затраты	95 247,00	98 507,00	103 021,76	105 969,21	110 807,00	115 240,00	119 849,00	124 643,00	129 629,00	134 814,00	140 207,00	145 815,00	151 648,00	157 713,00	164 022,00	170 583,00
Итого расходов	324 747,00	333 550,00	342 845,46	353 474,18	370 795,00	386 028,00	401 959,00	418 557,00	435 739,00	453 738,00	472 552,00	492 057,00	512 372,00	533 402,00	555 597,00	578 423,00
Внебюджетные расходы	52,00	53,00	54,45	56,57	60,00	62,00	65,00	67,00	70,00	73,00	76,00	79,00	82,00	85,00	88,00	92,00
Расходы, не учитываемые в целях налогообложения	49 319,00	392,00	16 337,59	42 641,07	441,00	459,00	477,00	496,00	516,00	536,00	558,00	580,00	603,00	628,00	653,00	679,00
Налог на прибыль	12 330,00	98,00	4 084,40	10 660,27	110,00	115,00	119,00	124,00	129,00	134,00	139,00	145,00	151,00	157,00	163,00	170,00
Корректировка за счет фактической НВВ	34 802,00	68 769,00	17 791,93		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования	-38 112,00	-62 661,00	-62 661,48		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
АО "ВКуЭХ"	528 388,00	534 695,00	543 339,57	568 333,19	591 066,52	614 709,18	639 297,55	664 869,45	691 464,23	719 122,79	747 887,71	777 803,21	808 915,34	841 271,96	874 922,84	909 919,75
Расходы на сбыт ТЭ	36 081,00	36 792,00	37 839,74	39 353,33	40 927,46	42 564,56	44 267,14	46 037,82	47 879,34	49 794,51	51 786,29	53 857,74	56 012,05	58 252,54	60 582,64	63 005,94
Выпадающие доходы АО "Татэнерго"				-67 206,26	-50 924,61	-30 581,94	-17 333,61	-2 095,42								
Итого НВВ	2 033 620,00	2 187 887,00	2 184 489,92	2 349 723,84	2 438 497,47	2 527 948,66	2 629 443,30	2 735 900,54	2 830 329,67	2 951 164,12	3 131 133,98	3 278 532,09	3 428 354,62	3 584 899,14	3 755 504,40	3 924 238,84

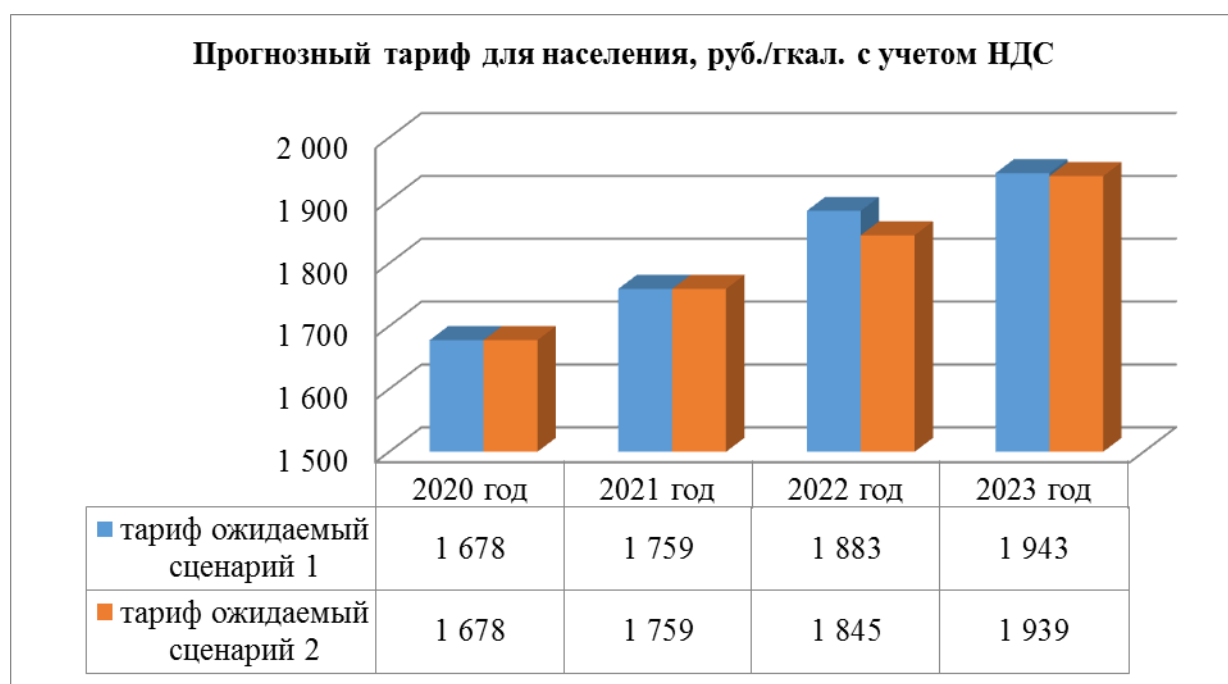
<b>Расчет тарифа поставки тепловой энергии</b>	<b>ГКРТТ 2019 год</b>	<b>ГКРТТ 2020 год</b>	<b>ГКРТТ 2021 год</b>	<b>2022 год</b>	<b>2023 год</b>	<b>2024 год</b>	<b>2025 год</b>	<b>2026 год</b>	<b>2027 год</b>	<b>2028 год</b>	<b>2029 год</b>	<b>2030 год</b>	<b>2031 год</b>	<b>2032 год</b>	<b>2033 год</b>	<b>2034 год</b>
Полезный отпуск, тыс. Гкал	1 504,00	1 565,00	1 490,11	1 497,09	1 505,76	1 514,43	1 523,09	1 532,74	1 540,38	1 550,01	1 560,64	1 571,25	1 579,86	1 588,46	1 600,06	1 607,64
Тариф установленны й, руб./Гкал	1 352,00	1 398,00	1 466,00	1 569,53	1 573,00	1 636,00	1 701,00	1 769,00	1 840,00	1 914,00	1 990,00	2 070,00	2 153,00	2 239,00	2 328,00	2 422,00
Экономически обоснованный тариф, руб./Гкал	1 352,00	1 398,00	1 466,00	1 569,53	1 619,44	1 669,24	1 726,39	1 784,98	1 837,42	1 903,96	1 972,65	2 043,21	2 118,18	2 195,75	2 274,31	2 358,52
Тариф ожидаемый, руб./Гкал	1 352,00	1 398,00	1 466,00	1 524,64	1 585,62	1 649,05	1 715,01	1 783,61	1 854,95	1 929,15	2 006,32	2 086,57	2 170,03	2 256,84	2 347,11	2 440,99

## 15.2 Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей

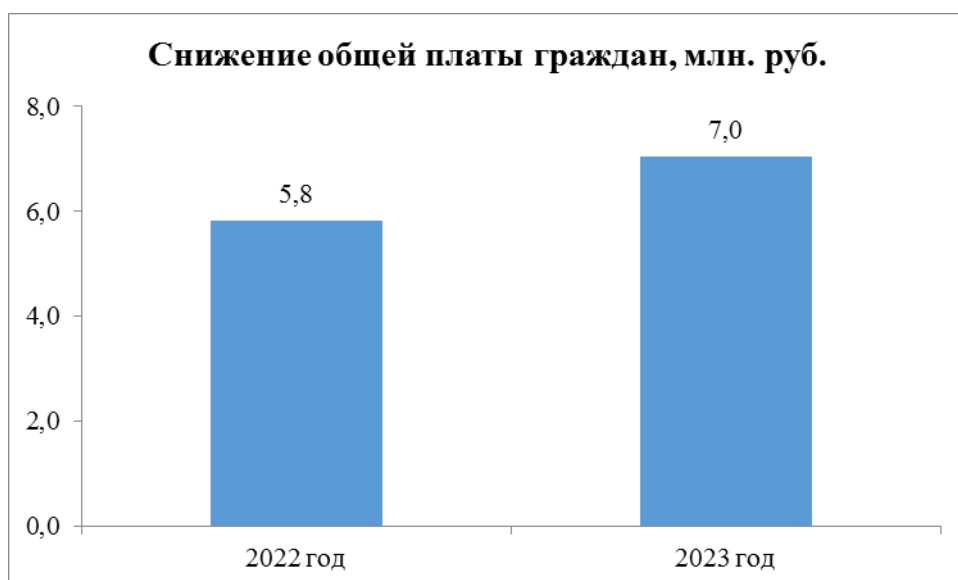
Тариф филиала АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ» с 2019-ого года выше тарифа ООО «Нижекамская ТЭЦ», что обуславливает перераспределение поставки тепловой энергии в город в пользу второй станции (ООО «Нижекамская ТЭЦ»).

В Главе 5 представлены два сценария развития системы теплоснабжения города – с учетом и без учета перераспределения нагрузок и отпусков между ТЭЦ.

Реализация сценария №2 (перераспределение нагрузок) приводит к позитивным ценовым последствиям для населения – тариф снижается на 4-5 руб./Гкал, общая плата граждан, рассчитанная на основании прогноза отпуска, снижается более, чем на 5 млн. руб. в год.



**Рис. 15.1. Прогноз изменения тарифа в зависимости от выбранного сценария**



**Рис. 15.2. Прогноз снижения общей платы граждан при реализации сценария №2**

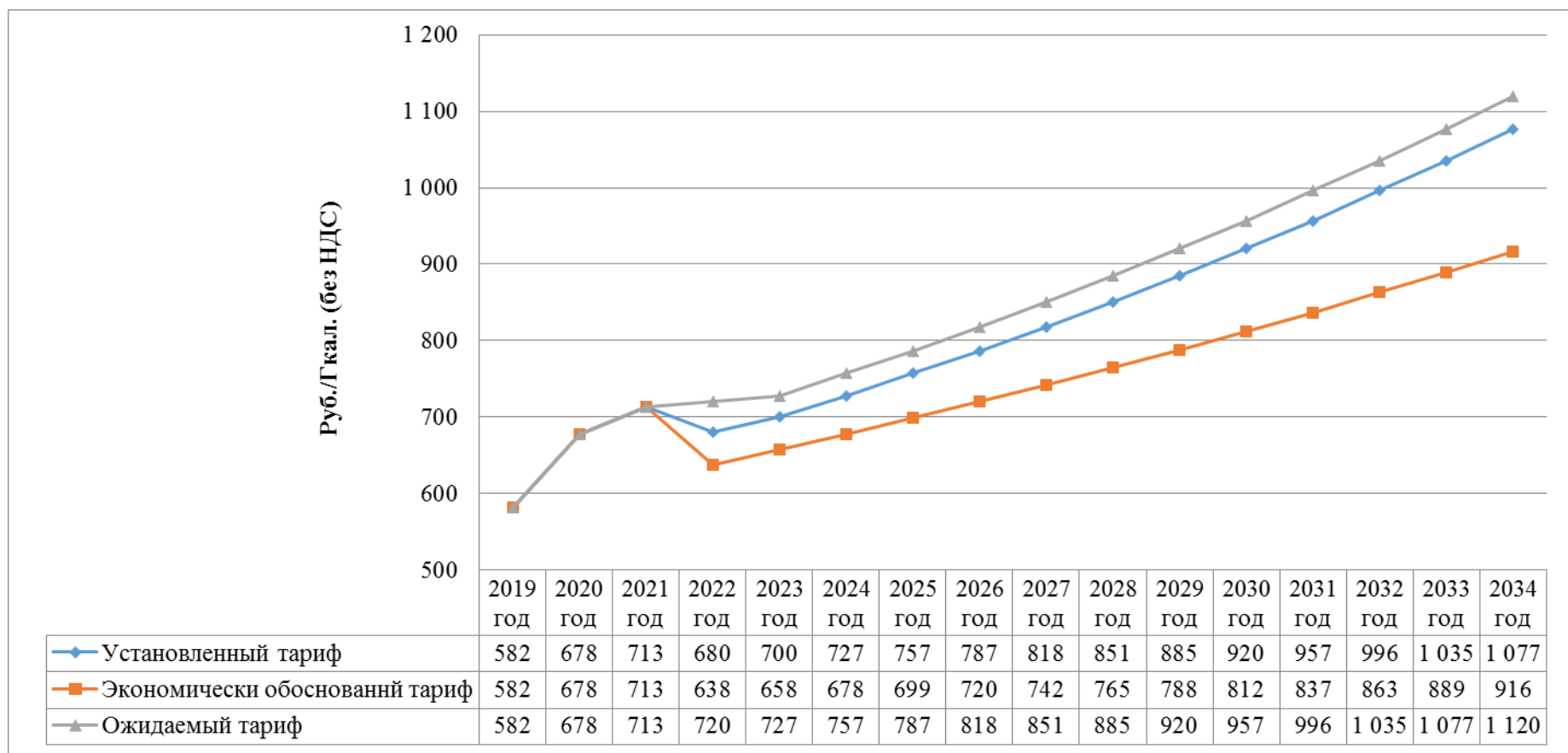
Экономически обоснованный тариф на горячую воду, отпускаемую с коллекторов ООО «Нижекамская ТЭЦ» - выше установленного.

При этом, так как прогноз полезного отпуска АО «Татэнерго» существенно снизился (по сравнению с прогнозом 2019 года) из-за больших фактических потерь в системе теплоснабжения, ожидается сохранение выпадающих доходов ООО «Нижекамская ТЭЦ» на уровне 2019-2020 годов (35-40 млн. руб. в год).

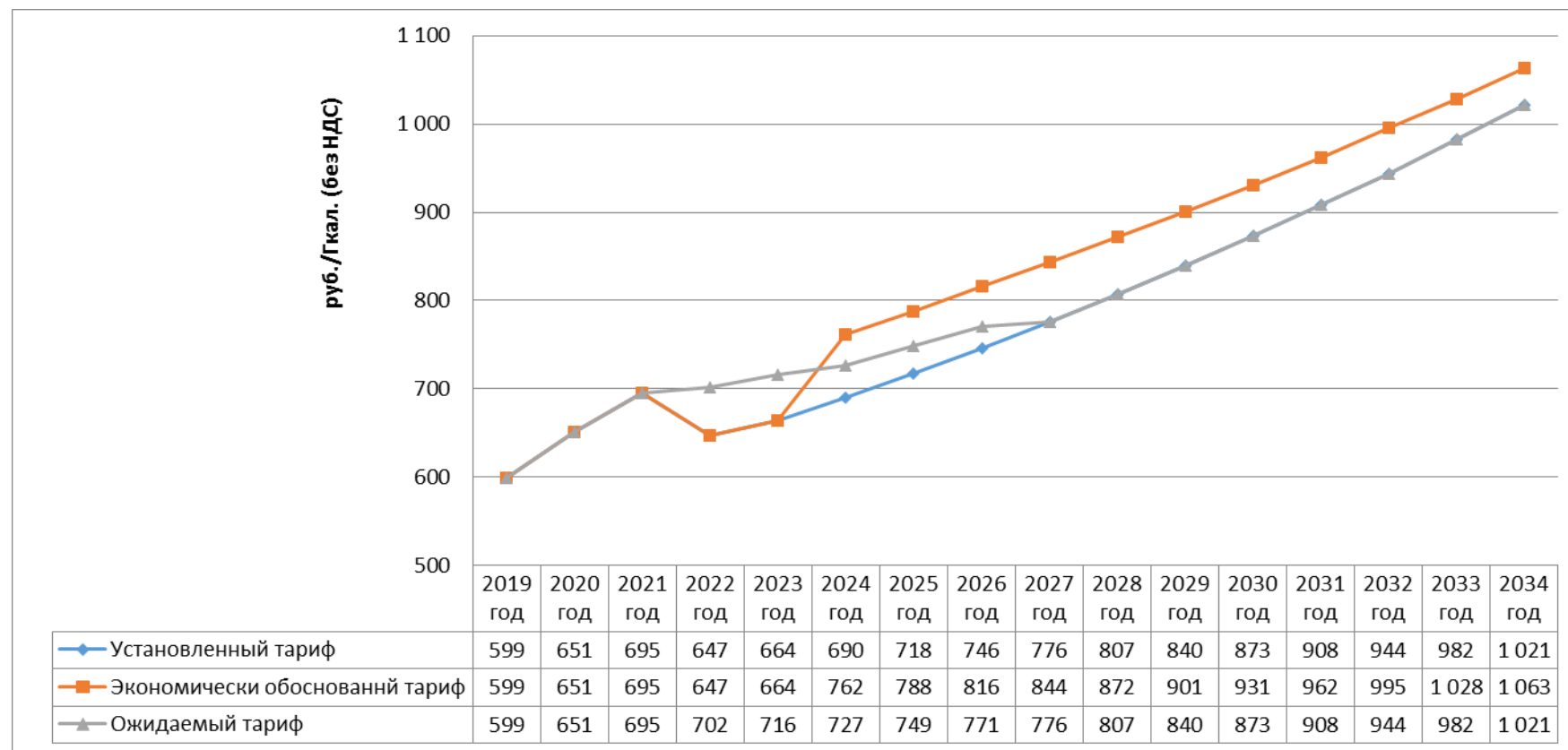
Как уже было указано, снижение прогноза полезного отпуска также приведет к образованию выпадающих доходов АО «Татэнерго» (~75 млн. руб. в год).

Кроме того, из-за больших коммерческих потерь такие же выпадающие доходы ожидаются у АО «ВКиЭХ».

Таким образом, из-за повышенных потерь тепловой энергии предполагается образование выпадающих доходов в системе теплоснабжения города на уровне 150 млн. руб., которые будут равномерно распределены между всеми участниками рынка.

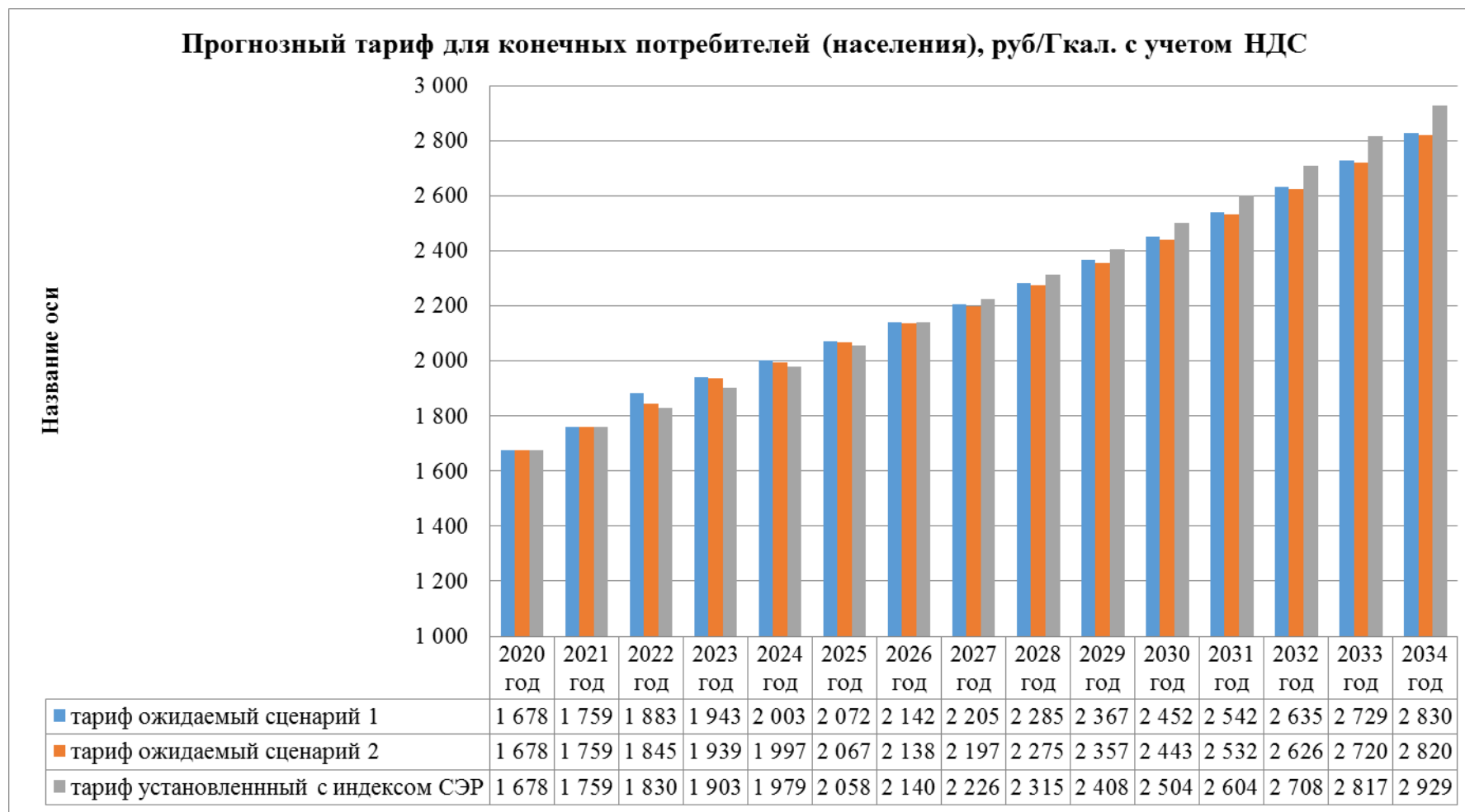


**Рис. 15.3. Прогноз тарифа на горячую воду, отпускаемую с коллекторов АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ»**



**Рис. 15.4. Прогноз тарифа на горячую воду, отпускаемую с коллекторов ООО «Нижекамская ТЭЦ»**





**Рис. 15.5. Прогноз тарифа для конечного потребителя (населения) с учетом НДС**