



Муниципальное образование город Нижнекамск

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

(Актуализация на 2023 год)

Том 1. Утверждаемая часть

ШИФР 009.16.СТ-УЧ.001.000

Казань, 2022 г.

Состав документов

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

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

ОГЛАВЛЕНИЕ

1 РАЗДЕЛ 1. ПОКАЗАТЕЛИ СУЩЕСТВУЮЩЕГО И ПЕРСПЕКТИВНОГО СПРОСА НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ В УСТАНОВЛЕННЫХ ГРАНИЦАХ ТЕРРИТОРИИ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ ГОРОД НИЖНЕКАМСК	22
---	----

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

22

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

37

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

57

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

59

2 РАЗДЕЛ 2. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ.....	61
--	----

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

61

2.2 Описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии

67

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

67

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	74
2.5 Радиус эффективного теплоснабжения, определяемый в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения	74
3 РАЗДЕЛ 3. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ	78
3.1 Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей	78
3.2 Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения	81
4 РАЗДЕЛ 4. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МАСТЕР-ПЛАНА РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ ГОРОД НИЖНЕКАМСК	83
4.1 Описание итогов реализации решений утверждённой схемы теплоснабжения	83
4.2 Предложенные варианты развития системы теплоснабжения..	87
4.2.1 Сценарий №1	89
4.2.2 Сценарий №2	94
4.3 Предложения по снижению потерь в системе теплоснабжения	106
4.3.1 Предпосылки к реализации мероприятий по снижению потерь	106
4.3.2 Предлагаемые мероприятия по снижению потерь	112
4.4 Выбор сценария развития системы теплоснабжения города Нижнекамска	143
5 РАЗДЕЛ 5. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	145

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 145

5.2 Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии..... 145

5.3 Предложения по техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения 146

5.4 Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных 159

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
159

5.6 Меры по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии 159

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 159

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..... 159

5.9 Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии с предложениями по сроку ввода в эксплуатацию новых мощностей..... 160

5.10 Предложения по вводу новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива..... 160

5.11 Капитальные вложения в реализацию мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии МО г. Нижнекамск 161

6 РАЗДЕЛ 6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ 164

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) 164

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 164

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 167

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 167

6.5	Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения потребителей	168
6.6	Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	168
6.7	Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	172
6.8	Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации насосных станций	178
6.9	Капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них МО г. Нижнекамск	180
7	РАЗДЕЛ 7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) В ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ	186
8	РАЗДЕЛ 8. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ	187
8.1	Перспективные топливные балансы для каждого источника тепловой энергии по видам основного, резервного и аварийного топлива на каждом этапе	187
8.2	Потребляемые источниками тепловой энергии виды топлива, включая местные виды топлива, а также используемые возобновляемые источники энергии	192
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	192
8.4	Преобладающий в Муниципальном образовании г. Нижнекамск вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения	192
8.5	Приоритетное направление развития топливного баланса города	192
9	РАЗДЕЛ 9. ИНВЕСТИЦИИ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ	193

9.1	Предложения по величине инвестиций в осуществление строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей	193
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	202
9.3	Предложения по величине необходимых инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения на каждом этапе	202
9.4	Оценка экономической эффективности инвестиций по отдельным предложениям.....	202
9.5	Оценка эффективности проекта по перераспределению нагрузок	202
9.6	Оценка эффективности проекта по переходу на ИТП	204
9.7	Оценка ценовых последствий.....	207
10	РАЗДЕЛ 10. РЕШЕНИЕ О ПРИСВОЕНИИ СТАТУСА ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ (ОРГАНИЗАЦИЯМ)	211
10.1	Решение об определении единой теплоснабжающей организации (организациям).....	211
10.2	Реестр зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций).....	213
10.3	Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организацией	214
10.4	Информация о поданных теплоснабжающими организациями заявках на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации	223
10.5	Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах муниципального образования г. Нижнекамск	223
11	РАЗДЕЛ 11. РЕШЕНИЯ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ИСТОЧНИКАМИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	224
11.1	Определение условий, при которых перераспределение отпуска не приводит к нарушению надежности системы	224

11.2	Предложение по реализации сценария №2.....	225
12	РАЗДЕЛ 12. РЕШЕНИЯ ПО БЕСХОЗЯЙНЫМ ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ	230
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	233
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	233
13.2	Описание проблем организации газоснабжения источников тепловой энергии	233
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.....	234
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	234
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 238

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 238

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 238

14 РАЗДЕЛ 14. ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД НИЖНЕКАМСК»..... 239

15 РАЗДЕЛ 15. ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ 246

15.1 Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения..... 246

15.2 Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей 255

16 РАЗДЕЛ 16. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ Г.НИЖНЕКАМСК..... 259

16.1 Общие положения 259

16.2 Краткая характеристика метеорологических условий и их влияние на рассеивание вредных веществ в атмосфере 261

16.3 Описание текущего и перспективного объема (массы) выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, образующихся на стационарных объектах производства тепловой энергии (мощности), в том числе функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, размещенных на территории г. Нижнекамск 263

16.4 Оценка снижения объема (массы) выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух 268

16.5 Предложения по снижению объема (массы) выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух 268

16.6 Предложения по величине необходимых инвестиций для
снижения выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный
воздух 268

Перечень рисунков

Рис. 1.1. Деление территории в генеральном плане городского округа с использованием кадастровых элементов.....	27
Рис. 1.2. Деление территории в генеральном плане поселения с использованием планировочных элементов.....	28
Рис. 1.3. Модели годовых приростов строительных фондов города Нижнекамска.....	33
Рис. 1.4. Прирост строительных фондов накопительным итогом города Нижнекамска.....	34
Рис. 1.5. Адресная привязка перспективной застройки города Нижнекамска.	35
Рис. 1.6. Перспективные зоны строительства жилищного фонда города Нижнекамска.....	36
Рис. 2.1. Схема выдачи тепловой энергии в виде горячей воды от филиала АО "ТГК-16" - "Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)"	63
Рис. 2.2. Схема выдачи тепловой энергии в виде горячей воды от ООО «Нижнекамская ТЭЦ».....	64
Рис. 2.3. Зоны действия централизованных источников теплоснабжения города Нижнекамска (от ТЭЦ филиала АО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) по тепловодам ТВ-1, ТВ-2, ТВ-4 (БСИ); от ТЭЦ ООО «Нижнекамская ТЭЦ» по тепловоду ТВ-3.....	66
Рис. 4.1. Сложившееся распределение отпуска тепловой энергии от Нижнекамских ТЭЦ	83
Рис. 4.2. Фактически сложившееся в 2020 году распределение отпуска тепловой энергии.....	84
Рис. 4.3. Фактически сложившееся в 2021 году распределение отпуска тепловой энергии.....	84
Рис. 4.4. Прогноз тарифа для конечного потребителя ЕТО-1 (АО «Татэнерго») при реализации сценария 1, без НДС.....	93
Рис. 4.5. Перспективные зоны застройки города с учетом нового Генерального плана.	95
Рис. 4.6. Прогноз тарифа для конечного потребителя при реализации сценария №2.	100
Рис. 4.7. Распределение зон действия источников тепловой энергии при реализации сценария №2.	101
Рис. 4.8. Объемы перекладки с увеличением диаметра тепलोвода М-3 реализации сценария №2.	102
Рис. 4.9. Объемы перекладки с увеличением диаметра тепलोвода М-1 реализации сценария №2.	103

Рис. 4.10. Объемы перекладки с увеличением диаметра тепलो­вода М-1 реализации сценария №2.	104
Рис. 4.11. Объемы перекладки с увеличением диаметра тепलो­вода М-2 реализации сценария №2.	105
Рис. 4.12. Потери в системе теплоснабжения города за 2021 год (зона действия ЕТО-1).....	106
Рис. 9.1. Прогноз тарифа для конечного потребителя ЕТО-1 (АО «Татэнерго») при реализации сценария 1, без НДС.....	203
Рис. 9.2. Прогноз тарифа для конечного потребителя ЕТО-1 (АО «Татэнерго») при реализации сценария 1, без НДС.....	204
Рис. 9.3. Прогноз тарифа на горячую воду, отпускаемую с коллекторов АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ».....	208
Рис. 9.4. Прогноз тарифа на горячую воду, отпускаемую с коллекторов ООО «Нижекамская ТЭЦ».....	209
Рис. 9.5. Прогноз тарифа для конечного потребителя (населения) с учетом НДС.....	210
Рис. 15.1. Прогноз тарифа на тепловую энергию (горячую воду), отпускаемую с коллекторов АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ».....	256
Рис. 15.2. Прогноз тарифа на тепловую энергию (горячую воду), отпускаемую с коллекторов ООО «Нижекамская ТЭЦ».....	257
Рис. 15.3. Прогноз тарифа для конечного потребителя, руб./Гкал	258

Перечень таблиц

Табл. 1.1. Характеристика проектируемой жилой застройки МО «г. Нижнекамск»	23
Табл. 1.2. Сведения о движении строительных фондов в городе Нижнекамске, м ²	29
Табл. 1.3. Ввод в эксплуатацию жилых зданий с общей площадью жилищного фонда на период разработки или актуализации схемы теплоснабжения, тыс. кв. м.	29
Табл. 1.4. Ввод в эксплуатацию общественно-деловых зданий с общей площадью фонда на период разработки или актуализации схемы теплоснабжения, тыс. кв. м.	31
Табл. 1.5. Договорные тепловые нагрузки конечных потребителей тепловой энергии ЕТО № 1 АО «Татэнерго» в расчетных элементах территориального деления г. Нижнекамска за 2021 год, Гкал/ч.....	37
Табл. 1.6. Динамика договорных тепловых нагрузок конечных потребителей тепловой энергии г. Нижнекамска в зоне деятельности ЕТО № 1 АО «Татэнерго» за 2017-2021 гг., Гкал/ч.....	39
Табл. 1.7. Прирост тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию в проектируемых жилых зданиях на период разработки или актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч.....	40
Табл. 1.8. Прирост тепловой нагрузки на горячее водоснабжение в проектируемых жилых зданиях на период разработки или актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч.....	41
Табл. 1.9. Прирост тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию в проектируемых зданиях общественно-делового фонда на период разработки или актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/час.....	43
Табл. 1.10. Прирост тепловой нагрузки на горячее водоснабжение в проектируемых зданиях общественно-делового фонда на период разработки или актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/час.....	44
Табл. 1.11. 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.....	46
Табл. 1.12. Прирост потребления тепловой энергии на отопление и вентиляцию в проектируемых жилых зданиях на период разработки (актуализации) схемы теплоснабжения, тыс. Гкал.....	49
Табл. 1.13. Прирост потребления тепловой энергии на горячее водоснабжение в проектируемых жилых зданиях на период разработки (актуализации) схемы теплоснабжения, тыс. Гкал.....	50

Табл. 1.14. Прирост потребления тепловой энергии на отопление и вентиляцию в проектируемых зданиях общественно-делового фонда на период разработки (актуализации) схемы, тыс. Гкал..... 52

Табл. 1.15. Прирост тепловой нагрузки на горячее водоснабжение в проектируемых зданиях общественно-делового фонда на период разработки или актуализации схемы теплоснабжения, тыс. Гкал 53

Табл. 1.16. Общий прирост потребления тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение в проектируемых и сносимых жилых и общественно-деловых зданиях и строениях на период разработки (актуализации) схемы теплоснабжения, тыс. Гкал..... 55

Табл. 1.17. Тепловые нагрузки ПАО «Нижекамскнефтехим» 57

Табл. 1.18. Потребление тепловой энергии ПАО «Нижекамскнефтехим»..... 57

Табл. 1.19. Тепловые нагрузки АО «ТАИФ-НК» 57

Табл. 1.20. Потребление тепловой энергии ПАО «Нижекамскнефтехим»..... 57

Табл. 1.21. Потребление тепловой энергии АО «Танеко»..... 57

Табл. 1.22. Тепловые нагрузки ООО «Энергошинсервис»..... 58

Табл. 1.23. Потребление тепловой энергии ООО «Энергошинсервис» 58

Табл. 1.24. Существующие и перспективные значения средневзвешенной плотности тепловой нагрузки 60

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 (ПТК-1)" в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1 , Гкал/ч 68

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 71

Табл. 3.1 Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и подпитки тепловой сети источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Филиала АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ» в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1..... 79

Табл. 3.2 Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и подпитки тепловой сети источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки

электрической и тепловой энергии, ООО «Нижекамская ТЭЦ» в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1	79
Табл. 4.1. Перспективный баланс в системе теплоснабжения ЕТО-1, предусмотренный утвержденной схемой теплоснабжения	85
Табл. 4.2. Перспективное распределение тепловых нагрузок в соответствии со сценарием №1	92
Табл. 4.3. Перспективная тепловая нагрузка, распределенная на тепловоды от филиала АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-1) , Гкал/ч	96
Табл. 4.4. Перспективная тепловая нагрузка, распределенная на тепловод от ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2) , Гкал/ч	97
Табл. 4.5. Перспективный баланс отпуска тепловой энергии потребителям, с учетом решений варианта №2, Гкал/год	97
Табл. 4.6. Расчет тарифа для конечного потребителя АО «Татэнерго» при реализации сценария №2 (без учета НДС)	99
Табл. 4.7. Потери тепловой энергии в тепловых сетях филиала АО «Татэнерго» - Нижекамские тепловые сети, Гкал	106
Табл. 4.8. Потери тепловой энергии в тепловых сетях АО «ВКиЭХ»	107
Табл. 4.9. Прогнозный баланс тепловой энергии	108
Табл. 4.10. Расчет потерь в сетях горячей воды по фактическим данным за 2021 год, тыс. Гкал	111
Табл. 4.11. Норматив затрат тепловой энергии на приготовление 1м ³ горячей воды	112
Табл. 4.12. Анализ затрат АО «ВКиЭХ» на приготовление и поставку ГВС	112
Табл. 4.13. Проект по переходу на ИТП	113
Табл. 4.14. Инвестиционный план реализации проекта по переходу на ИТП	142
Табл. 5.1 Перечень мероприятий, предлагаемых для реализации на источнике тепловой энергии филиала АО "ТГК-16" - "Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)", без НДС тыс. руб.	147
Табл. 5.2 Перечень мероприятий, предлагаемых для реализации на источнике тепловой энергии ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2), тыс. руб. с НДС	158
Табл. 5.3 Капитальные вложения в реализацию мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источника тепловой энергии филиала АО "ТГК-16" - "Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)", тыс. руб. (с НДС)	162

Табл. 5.4 Капитальные вложения в реализацию мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источника тепловой энергии ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2), тыс. руб. (с НДС) .. 162

Табл. 5.5 Капитальные вложения в реализацию мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии МО г. Нижнекамск, тыс. руб. (с НДС)..... 163

Табл. 6.1 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)..... 165

Табл. 6.2 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) 166

Табл. 6.3 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 169

Табл. 6.4 Объемы реконструкции тепловых сетей АО «ВК и ЭХ» 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 171

Табл. 6.5 Предложения по реконструкции тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» - Нижнекамские тепловые сети, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса 173

Табл. 6.6 Предложения по реконструкции тепловых сетей филиала АО "ВК и ЭХ", подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса..... 174

Табл. 6.7. Предложения по реконструкции и модернизации ПНС филиала АО «Татэнерго» - Нижнекамские тепловые сети..... 178

Табл. 6.8. - Предложения по реконструкции и модернизации центральных тепловых пунктов АО «ВК и ЭХ»..... 179

Табл. 6.9. - Капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей и

сооружений филиала АО "Татэнерго" - Нижнекамские тепловые сети, тыс. руб. (с НДС)	181
Табл. 6.10. - Капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений АО «ВК и ЭХ», тыс. руб. (с НДС)	182
Табл. 6.11. - Капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений МО г. Нижнекамск, тыс. руб. (с НДС)	184
Табл. 9.1. - Планируемые капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источника тепловой энергии филиала АО "ТГК-16" - "Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)", тыс. руб. (с НДС).....	196
Табл. 9.2. - Планируемые капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источника тепловой энергии ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-2), тыс. руб. (с НДС)	197
Табл. 9.3. - Планируемые капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации тепловых сетей филиала АО "Татэнерго" - Нижнекамские тепловые сети, тыс. руб. (с НДС).....	199
Табл. 9.4. - Планируемые капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации тепловых сетей АО «ВК и ЭХ», тыс. руб. (с НДС)	200
Табл. 9.5. Анализ затрат АО «ВКиЭХ» на приготовление и поставку ГВС	204
Табл. 9.6. Инвестиционный план реализации проекта по переходу на ИТП.....	206
Табл. 10.1. Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения.....	212
Табл. 10.2. Реестр систем теплоснабжения	213
Табл. 10.3. Перечень зон теплоснабжения и ТСО, которым присваивается статус ЕТО в этих зонах деятельности.....	221
Табл. 10.4. Реестр систем теплоснабжения	223
Табл. 11.1. Сравнение перспективы по утвержденной схеме теплоснабжения и Генеральному плану до 2040 года.....	226
Табл. 11.2. Перспективный баланс отпуска тепловой энергии потребителям, с учетом решений варианта №2, Гкал/год	229

Табл. 12.1. Перечень бесхозяйных сетей, присоединенных к сетям АО «ВКиЭХ»	231
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)	236
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)	237
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"	240
Табл. 14.2 Индикаторы, характеризующие динамику функционирования источников тепловой энергии филиала АО "ТГК-16" - "Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)" в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1 АО "Татэнерго"	240
Табл. 14.3 Индикаторы, характеризующие динамику функционирования источников тепловой энергии ООО «Нижнекамская ТЭЦ» в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1 АО "Татэнерго"	242
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"	243
Табл. 14.5 Индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей АО «ВКиЭХ» в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1 АО "Татэнерго"	244
Табл. 15.1. Тарифно-балансовая модель источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1 АО "Татэнерго" - АО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» с учетом предложений по техническому перевооружению.	247
Табл. 15.2. Тарифно-балансовая модель источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1 АО "Татэнерго" - ООО «Нижнекамская ТЭЦ» с учетом предложений по техническому перевооружению.	250

Табл. 15.3. Тарифно-балансовая модель передачи тепловой энергии в системе теплоснабжения г.Нижнекамск в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1 – филиал АО «Татэнерго» Нижнекамские тепловые сети с учетом предложений по техническому перевооружению..... 252

Табл. 15.4. Тарифно-балансовая модель конечного тарифа в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1 (АО "Татэнерго") с учетом предложений по техническому перевооружению, для потребителей, подключенных к сетям АО "Татэнерго"руб./Гкал (без НДС) 254

Табл. 16.1 Описание текущего и перспективного объема (массы) выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух 267

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. Нижнекамска 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 и общественно деловой застройки основаны:

- на заключенных договорах на технологическое подключение теплоснабжающих организаций;
- на проекте Генерального плана города Нижнекамск до 2040 года.

Первая очередь Генерального плана имеет горизонт планирования до 2025 года. Расчетный срок действия Генерального плана 2040 год.

На основании данных Генерального плана, средняя жилищная обеспеченность на начало 2020г. по городу Нижнекамск составила 21,7 кв.м на человека. В соответствии с этим в Генеральном плане показатель жилищной обеспеченности откорректирован и принят на первую очередь (2025 г.) - 25,0 кв.м. на человека, на расчетный срок (2040г.) – 31,9 кв.м. на человека.

К 2040 году общий объем жилищного фонда муниципального образования увеличится до 8531,9 тыс.кв.м.

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

Показатели	2016г.	2025г.	2040г.
Численность населения (тыс.чел.)	236294	242660	266480
Жилищная обеспеченность (кв.м. / чел.)	20,5	25,0	31,9
Общая жилая площадь (тыс. кв.м.)	4863,0	6099,5	8531,9
Новое строительство за период (тыс.кв.м.)	-	1236,5	2432,7

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» намечено освоение следующих площадей:

1) Завершение освоения микрорайона №6,7,8, где новое жилищное строительство составит 25,61 тыс.кв.м общей площади квартир (многоквартирная застройка);

2) Реконструкция здания бывшей поликлиники в квартале «В» под многоквартирный жилой дом общей площадью 4,0 тыс. кв.м.;

3) Завершение освоения микрорайона №15, расположенного на юго-западе г.Нижнекамск, где новое жилищное строительство ориентировочно составит 29,19 тыс.кв.м общей площади квартир (многоквартирная застройка);

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

5) 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);

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

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

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

9) Завершение 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 жилищного фонда (216 участков).

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

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

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

13) Начало освоения микрорайона №50, где новое жилищное строительство ориентировочно составит 46,1 тыс.кв.м общей площади квартир (многоквартирная застройка);

14) Формирование новых микрорайонов №58 и №59, расположенных в северной части города Нижнекамск, где новое жилищное строительство ориентировочно составит 20,7 и 9,0 тыс.кв.м общей площади квартир (малоэтажная многоквартирная застройка).

Объем жилищного строительства на первую очередь генерального плана МО «г.Нижнекамск» составит 1236,9 тыс.кв.м общей площади жилья, в том числе:

- индивидуального жилья – 22,8 тыс.кв.м;
- многоквартирного жилья – 1214,1 тыс.кв.м.

На расчетный срок реализации Генерального плана предложено:

- 1) Завершение формирования нового микрорайона №50 в г.Нижекамск, где новое жилищное строительство ориентировочно составит 79,8 тыс.кв.м общей площади квартир (многоквартирная застройка);
- 2) Формирование нового микрорайона №51 в г.Нижекамск, где новое жилищное строительство ориентировочно составит 204,4 тыс.кв.м общей площади квартир (многоквартирная застройка);
- 3) Формирование нового микрорайона №52 в г.Нижекамск, где новое жилищное строительство ориентировочно составит 182,9 тыс.кв.м общей площади квартир (многоквартирная застройка);
- 4) Формирование нового микрорайона №53 в г.Нижекамск, где новое жилищное строительство ориентировочно составит 173,3 тыс.кв.м общей площади квартир (многоквартирная застройка);
- 5) Формирование нового микрорайона №54 в г.Нижекамск, где новое жилищное строительство ориентировочно составит 197,6 тыс.кв.м общей площади квартир (многоквартирная застройка);
- 6) Формирование нового микрорайона №55 в г.Нижекамск, где новое жилищное строительство ориентировочно составит 175,4 тыс.кв.м общей площади квартир (многоквартирная застройка);
- 7) Формирование нового микрорайона №56 в г.Нижекамск, где новое жилищное строительство ориентировочно составит 147,1 тыс.кв.м общей площади квартир (многоквартирная застройка);
- 8) Формирование нового микрорайона №57 в г.Нижекамск, где новое жилищное строительство ориентировочно составит 74,4 тыс.кв.м общей площади квартир (малоэтажная многоквартирная застройка);
- 9) Формирование нового микрорайона №60 в г.Нижекамск, где новое жилищное строительство ориентировочно составит 119,6 тыс.кв.м общей площади квартир (многоквартирная застройка);
- 10) Формирование нового микрорайона №61 в г.Нижекамск, где новое жилищное строительство ориентировочно составит 79,0 тыс.кв.м общей площади квартир (многоквартирная застройка);
- 11) Формирование нового микрорайона №63 в г.Нижекамск, где новое жилищное строительство ориентировочно составит 186,5 тыс.кв.м общей площади квартир (многоквартирная застройка);

12) Формирование нового микрорайона №65 в г.Нижекамск, где новое жилищное строительство ориентировочно составит 119,2 тыс.кв.м общей площади квартир (многоквартирная застройка);

13) Формирование нового микрорайона №66 в г.Нижекамск, где новое жилищное строительство ориентировочно составит 155,2 тыс.кв.м общей площади квартир (многоквартирная застройка);

14) Формирование нового микрорайона №67 в г.Нижекамск, где новое жилищное строительство ориентировочно составит 64,3 тыс.кв.м общей площади квартир (многоквартирная застройка);

15) Формирование нового микрорайона №68 в г.Нижекамск, где новое жилищное строительство ориентировочно составит 100,3 тыс.кв.м общей площади квартир (малоэтажная многоквартирная застройка);

16) Формирование нового микрорайона №69 в г.Нижекамск, где новое жилищное строительство ориентировочно составит 160,3 тыс.кв.м общей площади квартир (малоэтажная многоквартирная застройка);

17) Формирование нового микрорайона №70 в г.Нижекамск, где новое жилищное строительство ориентировочно составит 110,9 тыс.кв.м общей площади квартир (среднеэтажная многоквартирная застройка);

18) Формирование нового микрорайона №71 в г.Нижекамск, где новое жилищное строительство ориентировочно составит 52,9 тыс.кв.м общей площади квартир (малоэтажная многоквартирная застройка);

19) Формирование нового микрорайона №72 в г.Нижекамск, где новое жилищное строительство ориентировочно составит 49,4 тыс.кв.м общей площади квартир (малоэтажная многоквартирная застройка).

Объем жилищного строительства на расчетный срок генерального плана на данных территориях составит 2432,7 тыс.кв.м общей площади многоквартирного жилья.

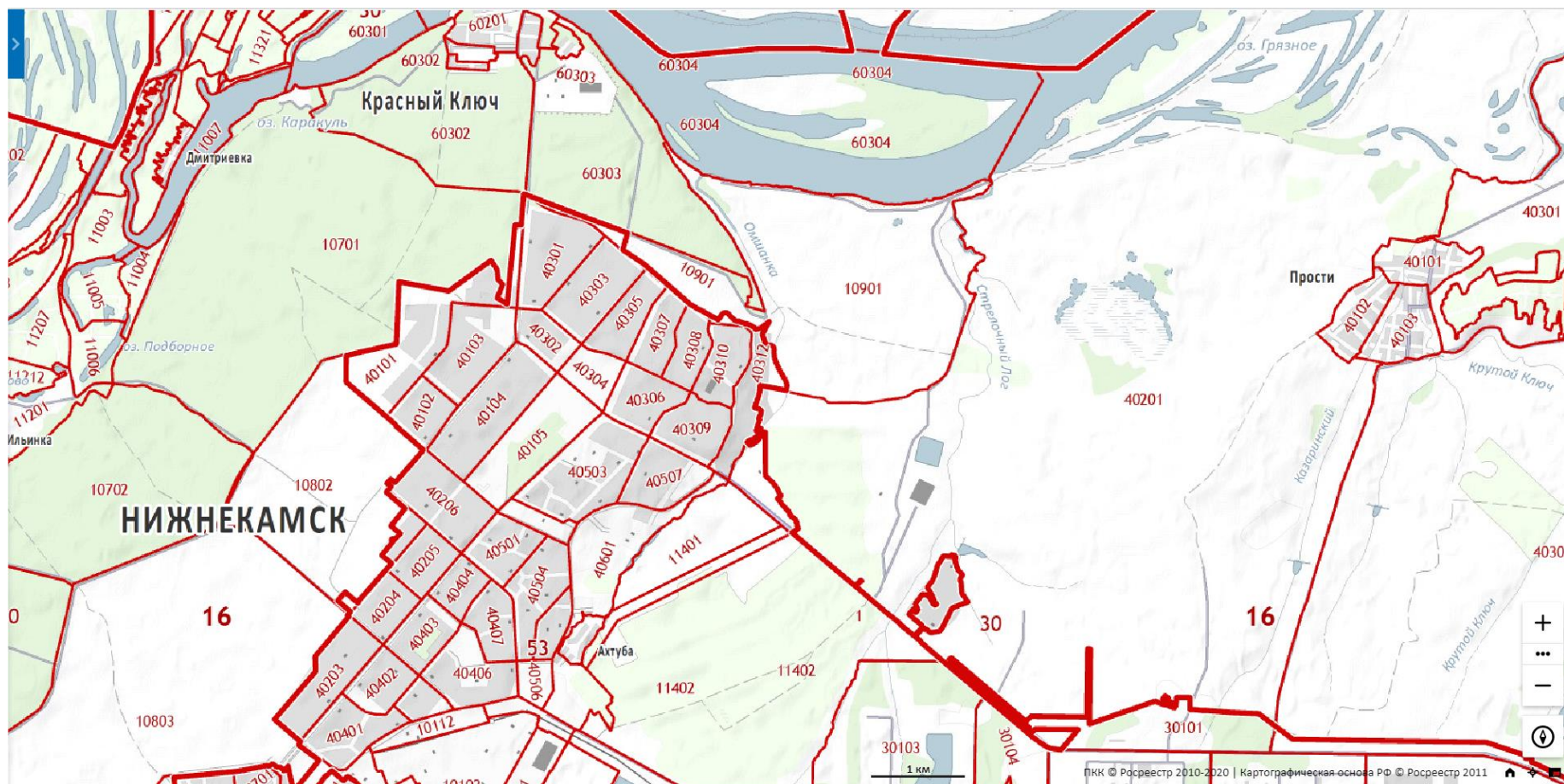


Рис. 1.1. Деление территории в генеральном плане городского округа с использованием кадастровых элементов

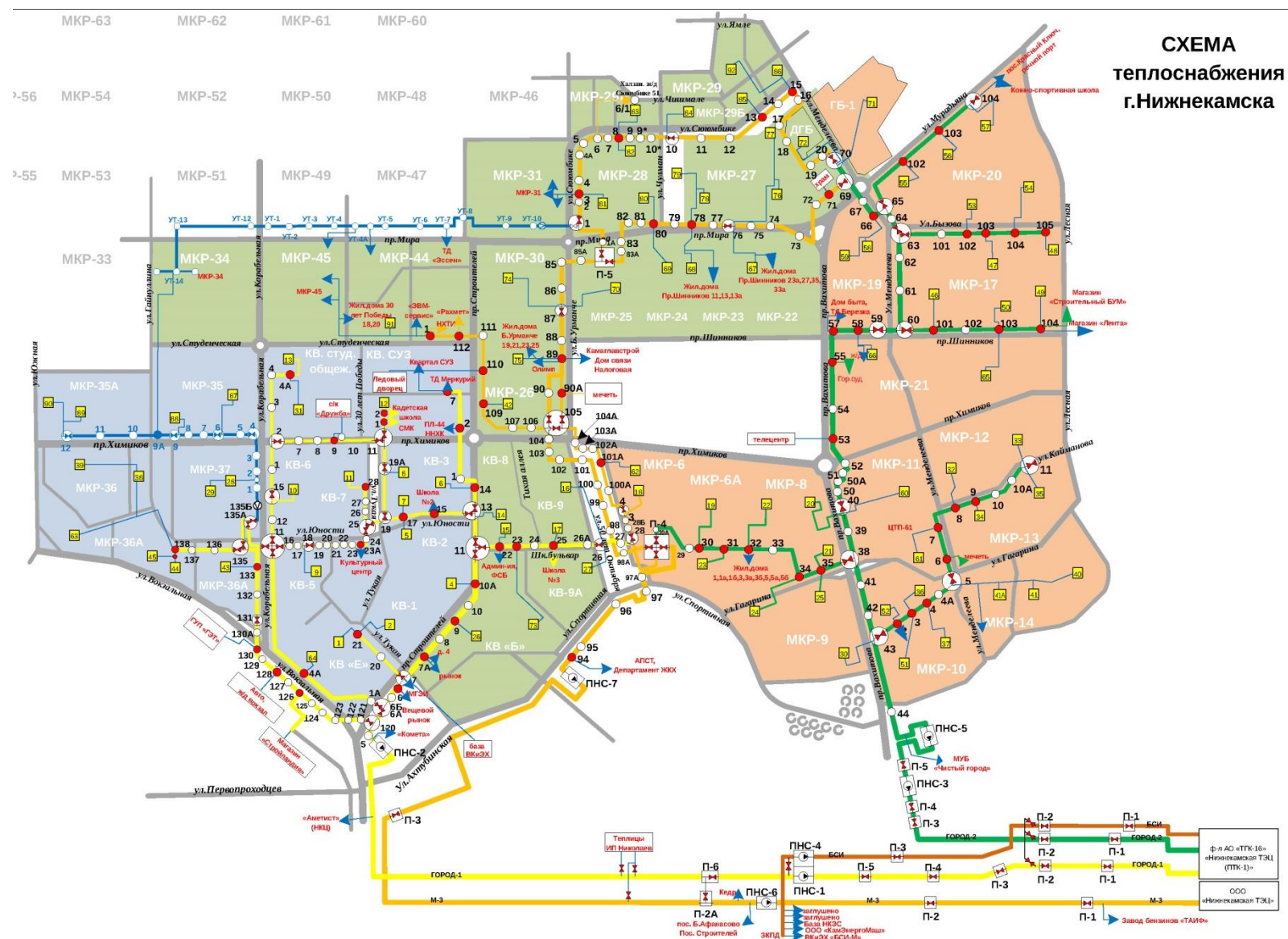


Рис. 1.2. Деление территории в генеральном плане поселения с использованием планировочных элементов

Наименование показателей		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
16:53:040304; 16:53:040306	15	16,95							18,42	18,42	18,42	18,42	18,42												
16:53:040303	17							10,87																	
16:53:040305	21																								
16:53:040104	22	6,50	0,96				5,82																		
16:53:040104	23							5,82																	
16:53:040104	25							14,66		29,40	29,40	29,40													
16:53:040105	Общегородской центр									3,40															
16:53:040105	Общегородской центр									2,10															
16:53:040105	Общегородской центр										27,00	27,00	27,00	27,00	27,00										
16:53:040103	27				0,21	7,77																			
16:53:040101	29											35,96	35,96	35,96	35,96	35,96	35,96	35,96							
16:53:040206	30																								
16:53:010802	31																								
16:30:010803	33									45,73	45,73	45,73	45,73	45,73	45,73	45,73	45,73	45,73							
16:30:010803	34	11,45	23,15			15,76																			
16:53:040203	35						6,56																		
16:30:040203	35A		8,81	0,88			5,00																		
16:53:010802	44																								
16:30:010802	45								11,28	11,28	11,28														
16:30:010802	47	46,40							9,57	9,57	9,57														
16:30:010802	48									22,10	39,94	39,94	39,94	39,94	39,94										
16:30:010802	49	20,60	44,68	27,22	38,43	18,95																			
16:30:010802	50										15,37	15,37	15,37							26,63	26,63	26,63			
16:30:010803	51									46,03	46,03	46,03	46,03	46,03	46,03	46,03									
16:30:010803	52																60,97		60,97	60,97					
16:30:010803	53													57,77	57,77	57,77									
16:30:010803	54															39,52	39,52	39,52	39,52		39,52				
16:30:010803	55																58,47	58,47	58,47						
16:30:010803	56																	49,03	49,03	49,03					
16:30:010901	57																			74,40					
16:30:010901	58									20,70															
16:30:010901	59									9,00															
16:30:010802	60																				39,87	39,87	39,87		
16:30:010802	61																				79,00				
16:30:010803	63																					62,17	62,17	62,17	
16:30:010803	65																					29,80	29,80	29,80	29,80
16:30:010803	66																								155,20
16:30:010803	67																							64,30	
16:30:010803	68																				20,06	20,06	20,06	20,06	20,06

Наименование показателей		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
16:30:010803	69																		22,90	22,90	22,90	22,90	22,90	22,90	22,90
16:30:010803	70																		22,18	22,18	22,18	22,18	22,18		
16:30:010803	71																	26,45	26,45						
16:30:010803	72																						49,40		

Табл. 1.4. Ввод в эксплуатацию общественно-деловых зданий с общей площадью фонда на период разработки или актуализации схемы теплоснабжения, тыс. кв. м.

Наименование показателей		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Прирост общественно-делового фонда, в том числе:		53,5 5	63,08	66,62	29,06	122,4 1	69,91	6,36	127,8 5	122,2 3	63,70	62,55	61,90	63,65	54,50	63,80	21,02	41,00	17,80	25,90	6,20	20,90	35,17	5,70	41,29
Накопительным итогом		53,5 5	116,6 3	183,2 5	212,3 2	334,7 3	404,6 3	410,9 9	538,8 5	661,0 8	724,7 8	787,3 3	849,2 3	912,8 8	967,3 8	1 031,1 8	1 052,1 9	1 093,1 9	1 110,9 9	1 136,8 9	1 143,0 9	1 163,9 9	1 199,1 7	1 204,8 7	1 246,1 5
Всего по поселению, в том числе:		53,5 5	63,08	66,62	29,06	122,4 1	69,91	6,36	127,8 5	122,2 3	63,70	62,55	61,90	63,65	54,50	63,80	21,02	41,00	17,80	25,90	6,20	20,90	35,17	5,70	41,29
№ кадастрового квартала	№ жилого квартала																								
16:53:040503; 16:53:040504	6,7,8			1,08			12,88																		
16:53:040104	В																								
16:53:040307	12				2,62																				
16:53:040304; 16:53:040306	15	9,87		12,64					41,95																
16:53:040303	17			1,91	7,12																				
16:53:040305	21																								
16:53:040104	22			0,65		4,95		2,71																	
16:53:040104	23				1,42																				
16:53:040104	25	18,1 7		1,41		12,12																			
16:53:040105	Общегородской центр								9,10		63,70														
16:53:040105	Общегородской центр																								
16:53:040105	Общегородской центр																								
16:53:040103	27		11,82	0,76			0,26																		
16:53:040101	29			1,13	4,66				49,20																
16:53:040206	30					1,96		3,65		17,14															
16:53:010802	31						32,97																		
16:30:010803	33									19,50		12,40													
16:30:010803	34	12,1 6	12,77	20,26			22,74																		
16:53:040203	35			4,67		4,46				6,20															
16:30:040203	35А		21,80		4,68	4,68	1,06			23,64		5,70													
16:53:010802	44			3,02																					

Наименование показателей		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
16:30:010802	45									26,8															
16:30:010802	47	13,3 5	16,70							28,95 4															
16:30:010802	48								16,12 6			18,20													
16:30:010802	49			19,11	8,56	94,24			11,47 8			6,00													
16:30:010802	50											20,25	20,25												
16:30:010803	51												25,70												
16:30:010803	52												15,95	15,95											
16:30:010803	53													47,70											
16:30:010803	54														31,90										
16:30:010803	55														22,60										
16:30:010803	56															45,60									
16:30:010901	57															18,20									
16:30:010901	58																								
16:30:010901	59																7,22								
16:30:010802	60																13,80								
16:30:010802	61																	14,30							
16:30:010803	63																	26,70							
16:30:010803	65																		17,80						
16:30:010803	66																			25,90					
16:30:010803	67																				6,20				
16:30:010803	68																					20,90			
16:30:010803	69																						35,17		
16:30:010803	70																							5,70	
16:30:010803	71																								41,29
16:30:010803	72																								



Рис. 1.3. Модели годовых приростов строительных фондов города Нижнекамска



Рис. 1.4. Прирост строительных фондов накопительным итогом города Нижнекамска

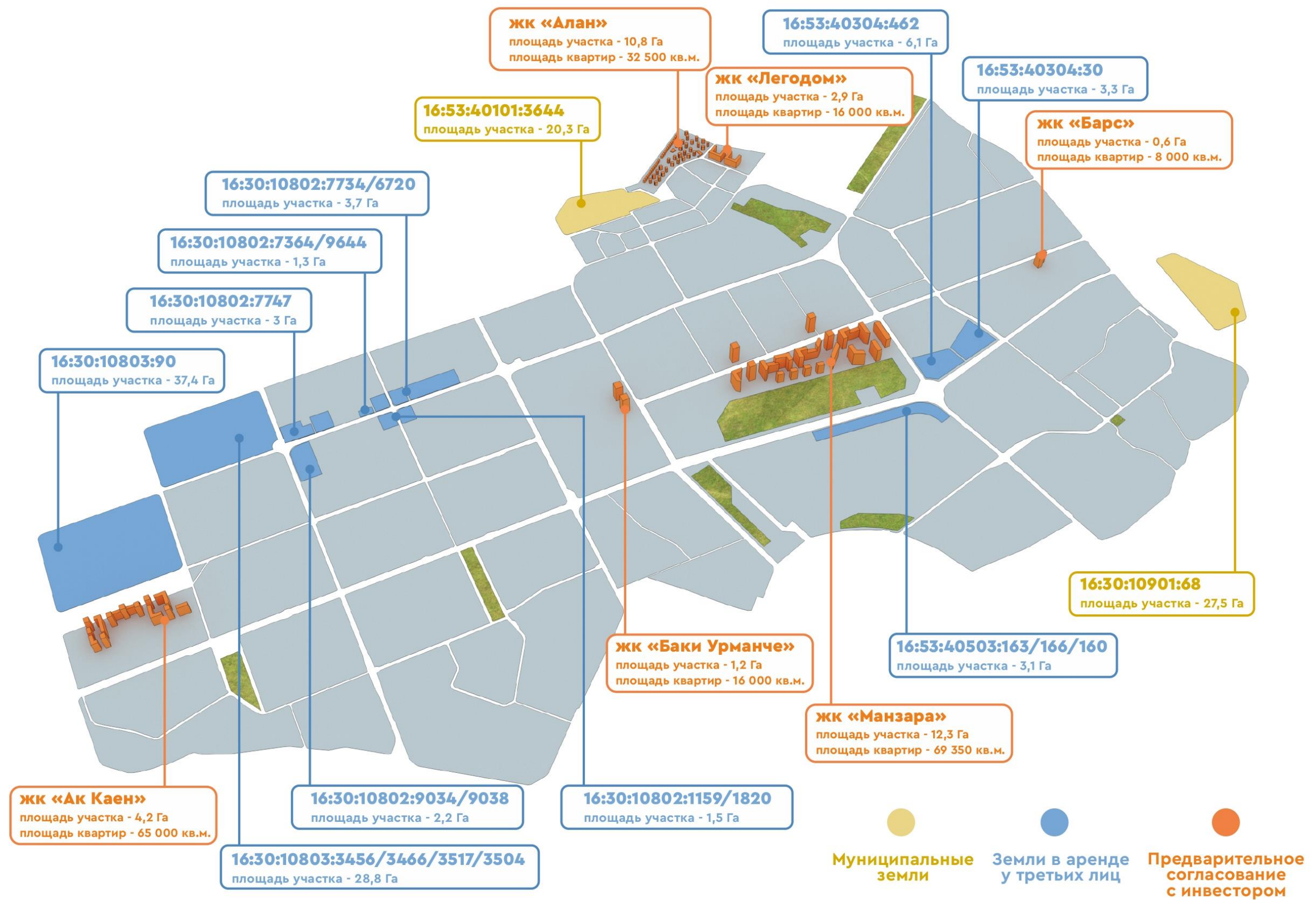


Рис. 1.6. Перспективные зоны строительства жилищного фонда города Нижнекамска

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

Динамика договорных тепловых нагрузок конечных потребителей тепловой энергии г. Нижнекамска в зоне деятельности ЕТО № 1 АО «Татэнерго» за 2017-2021 гг. представлена в Табл. 1.6. Договорные тепловые нагрузки конечных потребителей тепловой энергии ЕТО № 1 АО «Татэнерго» в расчетных элементах территориального деления г. Нижнекамска за 2021 год приведены в Табл. 1.5. За расчетные элементы территориального деления приняты кадастровые кварталы.

Табл. 1.5. Договорные тепловые нагрузки конечных потребителей тепловой энергии ЕТО № 1 АО «Татэнерго» в расчетных элементах территориального деления г. Нижнекамска за 2021 год, Гкал/ч

Кадастровый квартал	Микрорайон	Договорная тепловая нагрузка конечных потребителей, Гкал/ч		
		Отопление и вентиляция	ГВС	Сумма
40503	6	9,335	6,084	15,420
40503	7	10,558	5,802	16,360
40503	8	9,410	6,184	15,594
40507	9	16,065	9,954	26,019
40309	10	16,093	10,226	26,319
40306	11	14,088	11,576	25,664
40307	12	10,086	6,837	16,923
40308	13	11,153	6,788	17,942
40310	14	8,437	6,856	15,293
40304	15	0,159	0,000	0,159
40303	17	11,994	8,330	20,324
40303	18	11,858	7,847	19,705
40302	19	8,324	5,542	13,866
40301	20	23,062	15,086	38,148
40305	21	17,041	11,450	28,491
40104	22	6,910	4,008	10,918
40104	23	6,790	4,405	11,194
40104	24	5,877	2,581	8,458
40104	25	12,861	5,367	18,228
40103	27	23,557	13,565	37,122
40102	28	18,509	9,490	27,998
40206	30	29,847	16,433	46,280
10802	31	7,444	4,663	12,107
10803	34	21,222	13,843	35,065
40203	35	16,952	11,715	28,667
40401	36	9,539	6,498	16,037
40402	37	12,341	8,704	21,046

Кадастровый квартал	Микрорайон	Договорная тепловая нагрузка конечных потребителей, Гкал/ч		
		Отопление и вентиляция	ГВС	Сумма
10802	44	13,021	7,361	20,382
10802	45	9,849	4,994	14,843
10802	47	9,036	6,819	15,854
10802	49	9,833	6,738	16,571
40310	14 а	2,655	1,611	4,265
40101	29 а	6,727	4,877	11,604
40101	29 б	16,377	11,507	27,884
40203	35 а	7,957	3,959	11,916
40401	36 а	7,966	5,662	13,628
40504	9 а	17,061	6,459	23,520
10309	Б Афанасово	3,851	2,168	6,019
40105	Г парк семья	2,561	0,304	2,865
40407	Квартал 1	1,625	1,170	2,795
40407	Квартал 2	7,383	5,784	13,167
40404	Квартал 3	6,601	4,648	11,248
40406	Квартал 5	14,837	10,659	25,496
40403	Квартал 6	12,075	7,511	19,586
40501	Квартал 8	6,299	4,594	10,892
40501	Квартал 9	6,456	4,945	11,400
40406	ПКиО	1,055	0,643	1,698
10105	Строителей	10,578	1,553	12,131
40204	СУЗ	20,965	14,620	35,585
40405	Квартал Е и прочие	11,715	4,445	16,160
Итого по ЕТО-1		555,994	342,863	898,857

Табл. 1.6. Динамика договорных тепловых нагрузок конечных потребителей тепловой энергии г. Нижнекамска в зоне деятельности ЕТО № 1 АО «Татэнерго» за 2017-2021 гг., Гкал/ч

Период	Договорные тепловые нагрузки, Гкал/ч									Всего суммарная нагрузка
	население			бюджет			прочие			
	отопление и вентиляци я	горячее водоснабже ние	суммарная нагрузка	отопление и вентиляция	горячее водоснабже ние	суммарное потребление	отопление и вентиляция	горячее водоснабжен ие	суммарн ая нагрузка	
2017	381,224	283,076	664,3	61,063	21,448	82,511	110,372	16,319	126,691	873,502
2018	387,58	294,073	681,653	60,886	21,196	82,082	111,931	18,916	130,847	894,582
2019	379,691	293,223	672,914	63,333	24,197	87,53	103,833	18,637	122,47	882,914
2020	383,12	295,49	678,61	65,14	24,829	89,969	102,314	18,371	120,685	889,264
2021	386,184	301,649	687,833	64,464	24,841	89,305	105,346	16,373	121,719	898,857

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

Прогноз прироста перспективной нагрузки приведен в таблицах ниже.

Наименование показателей		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
16:30:010803	70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,08	0,00
16:30:010803	71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,60
16:30:010803	72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Табл. 1.11. 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		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Прирост тепловой нагрузки отопления, вентиляции и горячего водоснабжения Гкал/ч		13,79	12,39	8,20	5,97	14,25	7,88	3,38	15,39	31,46	28,40	29,67	26,95	28,30	27,52	25,82	23,61	26,62	26,86	25,43	23,22	22,06	25,33	18,55	24,18
то же накопительным итогом, в том числе:		13,79	26,18	34,39	40,36	54,61	62,49	65,87	81,26	112,72	141,11	170,78	197,73	226,02	253,55	279,37	302,98	329,61	356,47	381,90	405,11	427,17	452,50	471,05	495,23
отопление, вентиляция		9,49	8,79	6,27	4,21	11,00	6,13	2,21	11,80	21,65	18,70	19,47	17,77	18,64	18,00	17,12	14,98	17,20	16,93	16,19	14,47	14,02	16,30	11,58	15,70
горячее водоснабжение		4,30	3,60	1,94	1,76	3,24	1,76	1,18	3,58	9,81	9,69	10,20	9,17	9,66	9,52	8,71	8,63	9,42	9,93	9,24	8,74	8,04	9,03	6,98	8,49
Многоэтажный жилищный фонд		8,20	4,94	2,55	3,49	2,42	1,35	2,84	4,53	17,72	22,99	24,36	21,69	22,89	22,89	20,41	21,83	20,74	18,86	12,39	6,00	2,42	0,00	0,00	0,00
Средне- и малоэтажный жилищный фонд		1,04	2,10	0,00	0,02	1,43	0,59	0,00	0,00	3,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,40	6,49	10,84	16,69	17,87	22,35	18,07	20,68
Общественно деловой фонд		4,55	5,36	5,66	2,47	10,39	5,93	0,54	10,85	10,38	5,41	5,31	5,26	5,40	4,63	5,42	1,78	3,48	1,51	2,20	0,53	1,77	2,99	0,48	3,51
Всего по поселению, в том числе:		13,79	12,39	8,20	5,97	14,25	7,88	3,38	15,39	31,46	28,40	29,67	26,95	28,30	27,52	25,82	23,61	26,62	26,86	25,43	23,22	22,06	25,33	18,55	24,18
Прирост тепловой нагрузки отопления, вентиляции и горячего водоснабжения, в том числе по кадастровым кварталам:		13,79	12,39	8,20	5,97	14,25	7,88	3,38	15,39	31,46	28,40	29,67	26,95	28,30	27,52	25,82	23,61	26,62	26,86	25,43	23,22	22,06	25,33	18,55	24,18
№ кадастрового квартала	№ жилого квартала																								
16:53:040503; 16:53:040504	6,7,8	0,00	0,00	0,09	0,00	0,00	1,46	0,00	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:53:040104	В	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:53:040307	12	0,00	0,00	0,00	0,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:53:040304; 16:53:040306	15	2,38	0,00	1,07	0,00	0,00	0,00	0,00	5,23	1,67	1,67	1,67	1,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:53:040303	17	0,00	0,00	0,16	0,60	0,00	0,00	0,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:53:040305	21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:53:040104	22	0,59	0,09	0,06	0,00	0,42	0,53	0,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:53:040104	23	0,00	0,00	0,00	0,12	0,00	0,00	0,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:53:040104	25	1,54	0,00	0,12	0,00	1,03	0,00	1,33	0,00	2,67	2,67	2,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Общий прирост тепловой нагрузки (с учетом общественно-делового строительства и промышленных потребителей) на период с 2022 по 2040 год составит 440,63 Гкал/час.

Всю перспективную нагрузку горда Нижнекамска будут обеспечивать Нижнекамские ТЭЦ.

Распределение нагрузок по источникам и тепловодам выбрано на основании анализа загруженности тепловодов и анализа эффективности инвестиций в реконструкцию тепловых сетей и сооружений на них с целью подключения новых нагрузок и повышения качества и надежности теплоснабжения.

Прирост потребления тепловой энергии представлен в таблицах ниже.

Согласно расчетам прогноз прироста потребления тепловой энергии от источников теплоснабжения ЕТО№1 (с учетом общественно-делового строительства и промышленных потребителей) на период с 2022 по 2040 год составил 542,3 тыс. Гкал.

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. 1.17. Тепловые нагрузки ПАО «Нижнекамскнефтехим»

Среднегодовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	2017	2018	2019	2020	2021
В сетевой воде	118	122	131	119	119

Табл. 1.18. Потребление тепловой энергии ПАО «Нижнекамскнефтехим»

Потребление тепловой энергии, Гкал в год	2017	2018	2019	2020	2021
В сетевой воде	593 551	613 574	659 280	601 930	601 930

Табл. 1.19. Тепловые нагрузки АО «ТАИФ-НК»

Среднегодовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	2017	2018	2019	2020	2021
В сетевой воде	6,41	6,88	6,12	5,87	6,7

Табл. 1.20. Потребление тепловой энергии ПАО «Нижнекамскнефтехим»

Потребление тепловой энергии, Гкал в год	2017	2018	2019	2020	2021
В сетевой воде	32 289	34 671	30 825	29 585	33 759

Табл. 1.21. Потребление тепловой энергии АО «Танеко»

Наименование показателя	Един. изм.	2017	2018	2019	2020	2021
Покупка тепловой энергии у ООО "Нижнекамская ТЭЦ", всего, в том числе:	тыс. Гкал	1 188,093	1 770,757	2 184,630	2 644,942	2 960,216
в паре	тыс. Гкал	1 186,784	1 768,848	2 182,774	2 642,822	2 958,327
в горячей воде	тыс. Гкал	1,309	1,909	1,856	2,120	1,889

Табл. 1.22. Тепловые нагрузки ООО «Энергошинсервис»

Тепловая нагрузка при температуре наружного воздуха, равной -32 °С (расчетная), Гкал/ч	2017		2018		2019		2020		2021	
	договор	факт	договор	факт	договор	факт	договор	факт	договор	факт
В сетевой воде, в т.ч.	60,9	59,2	59,1	60,9	59,1	54,2	59,8	54,2	59,1	54,2
горячее водоснабжение (ГВС)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
отопление	60,9	59,2	59,1	60,9	59,1	54,2	59,8	54,2	59,1	54,2
вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
технология	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
В паре, в т.ч.	119,7	116,4	122,1	120,6	122,1	100,4	122,1	100,4	122,1	100,4
отопление	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
технология	119,7	116,4	122,1	120,6	122,1	100,4	122,1	100,4	122,1	100,4

Табл. 1.23. Потребление тепловой энергии ООО «Энергошинсервис»

Потребление тепловой энергии, Гкал в год	2017	2018	2019	2020	2021
В сетевой воде, в т.ч.	292466	302766	285147	277156	309184
горячее водоснабжение (ГВС)	0	0	0	0	0
отопление	292466	302766	285147	277156	309184
вентиляция	0	0	0	0	0
технология	0	0	0	0	0
В паре, в т.ч.	1019750	1056702	936726	915224	980550
отопление	0	0	0	0	0
вентиляция	0	0	0	0	0
технология	1019750	1056702	936726	915224	980550

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.

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

Динамика средневзвешенной плотности тепловой нагрузки потребителей источников тепловой энергии г. Нижнекамска в период 2017-2040 гг. представлена в таблице ниже. Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки потребителей источников тепловой энергии г. Нижнекамска на базовый 2021 год составляет 0,00017 Гкал/ч/м².

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, филиал АО "ТГК-16" - "Нижнекамская ТЭЦ (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.

Зоны действия филиала АО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) охватывают следующую часть территории города, а именно:

- кварталы: 1, 2, 3, 5, 6, 7, 8 (частично), 9, Е, Б, СО, СУЗ (частично), ГО;
- микрорайоны: 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13а, 13, 14, 15, 17, 18, 19, 20 (частично), 21, 35, 35а, 36, 36а, 37;
- п. Красный Ключ;
- промбаза;
- БСИ.

Теплоснабжение города Нижнекамск от ООО «Нижнекамская ТЭЦ» осуществляется по тепловоду ТВ-3 (Город-3). В зоны действия ООО «Нижнекамской ТЭЦ» входят:

- кварталы: 8 (частично), 9, 9а, Б, СУЗ (частично);
- микрорайоны: 20 (частично), 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 29а, 29б, 30, 31, 34, 44, 45, 47, 49;
- п. Строителей ($\sum Q = 0,546729$ Гкал/час);
- с. Б.Афанасово ($\sum Q = 5,609362$ Гкал/час).

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

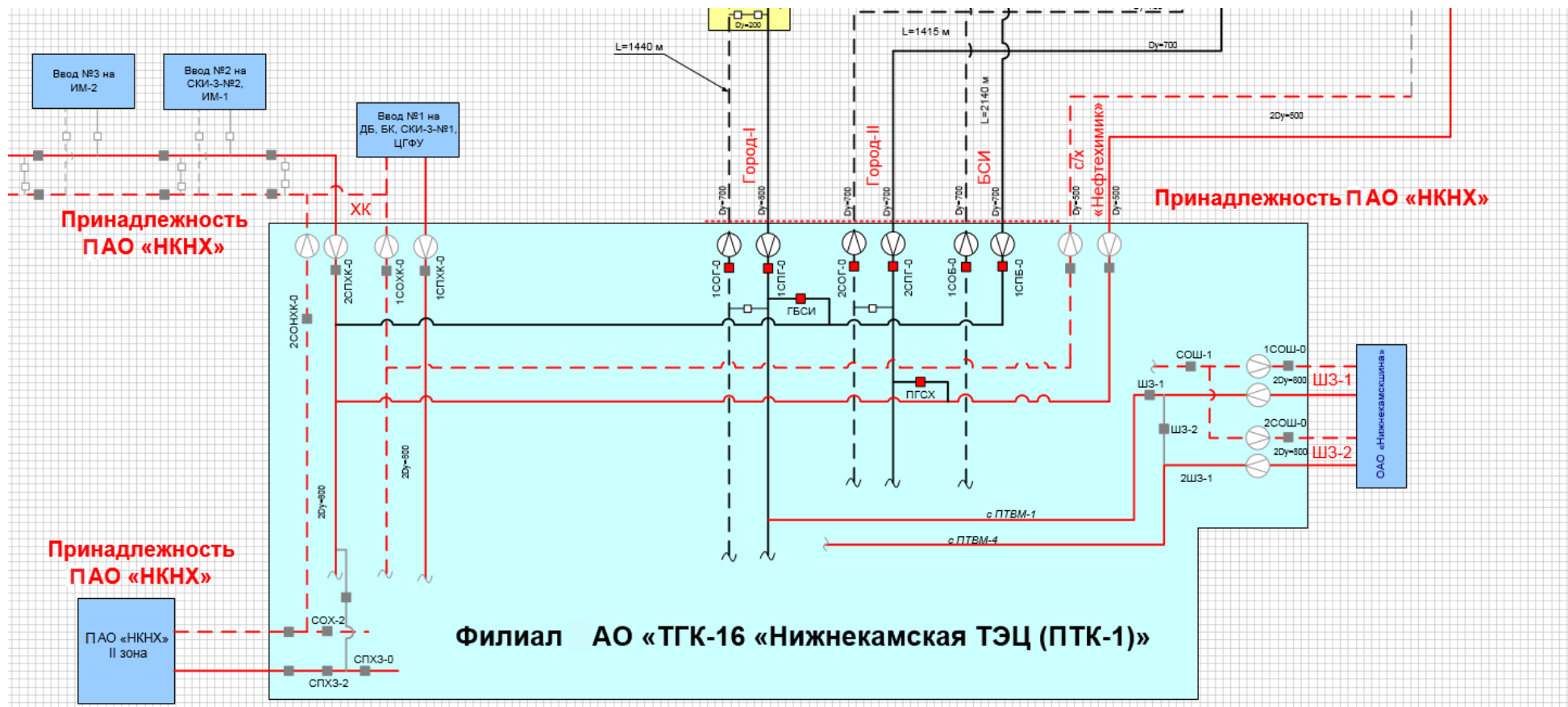


Рис. 2.1. Схема выдачи тепловой энергии в виде горячей воды от филиала АО "ТГК-16" -"Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)"

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.

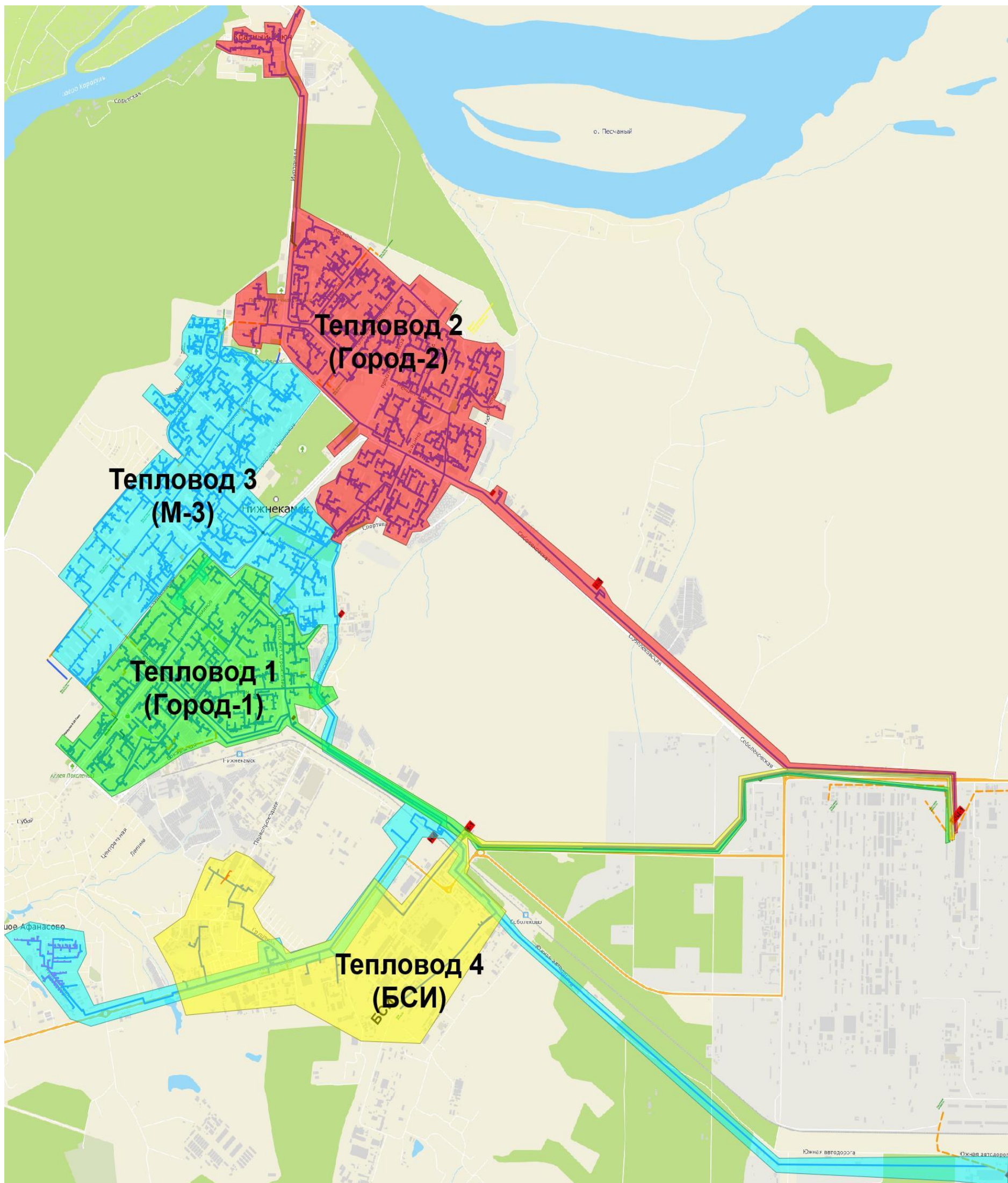


Рис. 2.3. Зоны действия централизованных источников теплоснабжения города Нижнекамска (от ТЭЦ филиала АО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) по тепловодам ТВ-1, ТВ-2, ТВ-4 (БСИ); от ТЭЦ ООО «Нижнекамская ТЭЦ» по тепловоду ТВ-3

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.

Согласно представленным данным, ввод объектов ИЖС осуществляется на уровне 5 тыс. кв. м в год.

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" - "Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)" в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1 , Гкал/ч

Наименование показателя	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Установленная тепловая мощность, в том числе	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00
отборы паровых турбин, в том числе	2 806,00	2 806,00	2 806,00	2 806,00	2 806,00	2 806,00	2 806,00	2 806,00	2 806,00	2 806,00	2 806,00	2 806,00	2 806,00	2 806,00	2 806,00	2 806,00	2 806,00	2 806,00	2 806,00	2 806,00	2 806,00	2 806,00	2 806,00	2 806,00
производственных показателей	2 193,00	2 193,00	2 193,00	2 193,00	2 193,00	2 193,00	2 193,00	2 193,00	2 193,00	2 193,00	2 193,00	2 193,00	2 193,00	2 193,00	2 193,00	2 193,00	2 193,00	2 193,00	2 193,00	2 193,00	2 193,00	2 193,00	2 193,00	2 193,00
теплофикационные	613,00	613,00	613,00	613,00	613,00	613,00	613,00	613,00	613,00	613,00	613,00	613,00	613,00	613,00	613,00	613,00	613,00	613,00	613,00	613,00	613,00	613,00	613,00	613,00
РОУ	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00
ПВК	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00
Располагаемая тепловая мощность станции	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00	3 746,00
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,30	0,30	0,30	0,30	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	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	42,36	42,36	42,36	42,36	42,36
Потери в тепловых сетях в горячей воде, в том числе	53,48	53,54	53,57	53,01	53,01	53,32	53,44	53,83	55,30	56,51	58,22	60,06	62,25	64,35	66,54	68,46	70,75	73,94	76,97	79,72	82,35	85,36	87,56	90,44
Потери в паропроводах	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17

Наименование показателя	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	885,81	712,08	712,03	724,21	722,32	724,92	725,91	729,22	741,60	751,76	766,18	781,60	800,04	817,70	836,12	852,32	871,53	898,39	923,82	947,04	969,09	994,42	1 012,98	1 037,16
Перспектива (город)						2,60	0,99	3,31	12,38	10,16	14,42	15,42	18,44	17,66	18,42	16,20	19,21	26,86	25,43	23,22	22,06	25,33	18,55	24,18
М-1						2,60	0,00	3,31	9,68	10,16	14,42	15,42	18,44	17,66	16,87	15,59	19,21	26,86	18,68	23,22	22,06	25,33	18,55	24,18
отопление и вентиляция						1,86	0,00	2,54	6,52	6,29	9,82	10,64	12,54	11,90	11,25	9,89	12,62	16,93	12,02	14,47	14,02	16,30	11,58	15,70
горячее водоснабжение						0,74	0,00	0,77	3,16	3,88	4,60	4,77	5,90	5,76	5,62	5,70	6,60	9,93	6,66	8,74	8,04	9,03	6,98	8,49
М-2						0,00	0,99	0,00	2,69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,55	0,61	0,00	0,00	6,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
отопление и вентиляция						0,00	0,61	0,00	1,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,28	0,51	0,00	0,00	4,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение						0,00	0,38	0,00	1,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,26	0,10	0,00	0,00	2,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
БСИ						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная непосредственно к коллекторам станции	408,02	247,86	248,46	267,50	276,42	276,42	276,42	276,42	276,42	276,42	276,42	276,42	276,42	276,42	276,42	276,42	276,42	276,42	276,42	276,42	276,42	276,42	276,42	276,42
М-1	185,79	180,08	180,67	179,68	173,02	175,62	175,62	178,93	188,62	198,78	213,20	228,61	247,06	264,72	281,59	297,18	316,39	343,25	361,93	385,15	407,21	432,54	451,09	475,27
отопление и вентиляция	117,42	112,22	112,80	112,21	104,68	106,54	106,54	109,08	115,61	121,89	131,71	142,35	154,90	166,80	178,05	187,94	200,55	217,49	229,51	243,98	257,99	274,29	285,87	301,57
горячее водоснабжение	68,37	67,86	67,86	67,46	68,34	69,08	69,08	69,85	73,01	76,89	81,49	86,26	92,16	97,92	103,54	109,24	115,84	125,77	132,43	141,17	149,21	158,25	165,22	173,71
М-2	276,96	268,34	268,26	269,78	265,70	265,70	266,69	266,69	269,38	269,38	269,38	269,38	269,38	269,38	270,92	271,54	271,54	271,54	278,28	278,28	278,28	278,28	278,28	278,28
отопление и вентиляция	170,82	163,04	162,67	163,88	159,62	159,62	160,23	160,23	161,89	161,89	161,89	161,89	161,89	161,89	163,17	163,68	163,68	163,68	167,86	167,86	167,86	167,86	167,86	167,86
горячее водоснабжение	106,14	105,29	105,59	105,90	106,08	106,08	106,46	106,46	107,49	107,49	107,49	107,49	107,49	107,49	107,75	107,85	107,85	107,85	110,43	110,43	110,43	110,43	110,43	110,43
БСИ	15,04	15,80	14,65	7,25	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19
отопление и вентиляция	15,04	15,80	14,65	7,25	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Наименование показателя	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станций), в том числе	885,81	712,08	712,03	724,21	722,32	724,92	725,91	729,22	741,60	751,76	766,18	781,60	800,04	817,70	836,12	852,32	871,53	898,39	923,82	947,04	969,09	994,42	1 012,98	1 037,16
М-1	185,79	180,08	180,67	179,68	173,02	175,62	175,62	178,93	188,62	198,78	213,20	228,61	247,06	264,72	281,59	297,18	316,39	343,25	361,93	385,15	407,21	432,54	451,09	475,27
отопление и вентиляция	117,42	112,22	112,80	112,21	104,68	106,54	106,54	109,08	115,61	121,89	131,71	142,35	154,90	166,80	178,05	187,94	200,55	217,49	229,51	243,98	257,99	274,29	285,87	301,57
горячее водоснабжение	68,37	67,86	67,86	67,46	68,34	69,08	69,08	69,85	73,01	76,89	81,49	86,26	92,16	97,92	103,54	109,24	115,84	125,77	132,43	141,17	149,21	158,25	165,22	173,71
М-2	276,96	268,34	268,26	269,78	265,70	265,70	266,69	266,69	269,38	269,38	269,38	269,38	269,38	269,38	270,92	271,54	271,54	271,54	278,28	278,28	278,28	278,28	278,28	278,28
отопление и вентиляция	170,82	163,04	162,67	163,88	159,62	159,62	160,23	160,23	161,89	161,89	161,89	161,89	161,89	161,89	163,17	163,68	163,68	163,68	167,86	167,86	167,86	167,86	167,86	167,86
горячее водоснабжение	106,14	105,29	105,59	105,90	106,08	106,08	106,46	106,46	107,49	107,49	107,49	107,49	107,49	107,49	107,75	107,85	107,85	107,85	110,43	110,43	110,43	110,43	110,43	110,43
БСИ	15,04	15,80	14,65	7,25	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19
отопление и вентиляция	15,04	15,80	14,65	7,25	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	1 921,24	2 017,17	2 017,17	2 099,40	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в паре (на коллекторах станций)	1 921,24	2 017,17	2 017,17	2 099,40	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66	2 029,66
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	895,12	972,92	972,97	878,56	950,09	947,49	946,50	943,19	930,81	920,65	906,23	890,81	872,37	854,71	836,29	820,09	800,88	774,02	748,59	725,37	703,32	677,99	659,43	635,25

Наименование показателя	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	895,12	972,92	972,97	878,56	950,09	947,49	946,50	943,19	930,81	920,65	906,23	890,81	872,37	854,71	836,29	820,09	800,88	774,02	748,59	725,37	703,32	677,99	659,43	635,25
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата	3 297,17	3 297,17	3 297,17	3 297,17	3 297,07	3 297,07	3 297,07	3 297,07	3 297,07	3 297,07	3 297,07	3 297,07	3 297,07	3 297,07	3 297,07	3 297,07	3 297,07	3 297,07	3 297,07	3 297,07	3 297,07	3 297,07	3 297,07	3 297,07
Минимальное допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	2 850,88	2 773,08	2 773,03	2 867,44	2 795,91	2 798,51	2 799,50	2 802,81	2 815,19	2 825,35	2 839,77	2 855,19	2 873,63	2 891,29	2 909,71	2 925,91	2 945,12	2 971,98	2 997,41	3 020,63	3 042,68	3 068,01	3 086,57	3 110,75

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

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

Наименование показателя	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
отопление и вентиляция	258,68	257,24	260,95	274,45	269,17	273,44	275,03	284,29	297,75	310,17	319,82	326,95	333,05	339,15	343,73	348,31	352,90	352,90	352,90	352,90	352,90	352,90	352,90	352,90
горячее водоснабжение	159,68	162,36	164,94	168,60	171,13	172,14	172,94	175,76	181,38	187,20	192,79	197,19	200,95	204,71	207,54	210,36	213,19	213,19	213,19	213,19	213,19	213,19	213,19	213,19
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	414,00	519,00	578,00	614,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в паре (на коллекторах станции)	414,00	519,00	578,00	614,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00	740,00
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	732,59	628,02	562,60	504,52	384,88	378,90	376,50	364,43	345,35	327,11	311,86	300,34	290,48	280,62	273,21	265,80	258,39	258,39	258,39	258,39	258,39	258,39	258,39	258,39
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	732,59	628,02	562,60	504,52	384,88	378,90	376,50	364,43	345,35	327,11	311,86	300,34	290,48	280,62	273,21	265,80	258,39	258,39	258,39	258,39	258,39	258,39	258,39	258,39
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата	1 199,94	1 201,61	1 201,49	1 196,57	1 200,18	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	847,41	951,98	1 017,40	1 075,48	1 195,12	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48	1 199,48

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя на i -й расчетный период регулирования, тыс. руб.;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

3 РАЗДЕЛ 3. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

3.1 Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплотребляющими установками потребителей

Сведения по существующим и перспективным балансам ВПУ, расчетам резервов и дефицитов производительности ВПУ, а также перспективные приросты подпитки теплоносителя по источникам города, в зависимости от увеличения перспективной тепловой нагрузки, представлены в таблицах ниже.

Анализ показывают, что производительность ВПУ источников тепловой энергии г. Нижнекамска достаточна для обеспечения фактических и перспективных объемов подпитки.

Табл. 3.1 Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и подпитки тепловой сети источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Филиала АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ» в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1

Параметр	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
Производительность ВПУ	т/ч	500,00	500,00	500,00	500,00	500,00	500,00	500,00	500,00	500,00	500,00	500,00	500,00	500,00	500,00	500,00	500,00	500,00	500,00	500,00	500,00	500,00	500,00	500,00	500,00	
Срок службы	лет	Ремонт 1 раз в 3 года по графику																								
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м³	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	416,25	417,11	420,40	420,90	425,70	427,23	427,82	432,85	441,13	448,10	457,59	467,66	478,53	488,94	499,79	509,34	520,66	536,49	551,48	565,16	578,16	593,09	604,02	618,27	
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	82,43	160,60	205,50	199,32	201,30	144,98	145,18	146,89	149,70	152,07	155,28	158,70	162,39	165,92	169,61	172,85	176,69	182,06	187,15	191,79	196,20	201,27	204,98	209,82	
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	138,75	139,04	140,13	140,30	141,90	144,98	145,18	146,89	149,70	152,07	155,28	158,70	162,39	165,92	169,61	172,85	176,69	182,06	187,15	191,79	196,20	201,27	204,98	209,82	
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-56,32	21,57	65,36	59,02	59,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	1 110	1 112	1 121	1 122	1 135	1 160	1 161	1 175	1 198	1 217	1 242	1 270	1 299	1 327	1 357	1 383	1 414	1 456	1 497	1 534	1 570	1 610	1 640	1 679	
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	417,57	339,40	294,50	300,68	298,70	355,02	354,82	353,11	350,30	347,93	344,72	341,30	337,61	334,08	330,39	327,15	323,31	317,94	312,85	308,21	303,80	298,73	295,02	290,18	
Доля резерва	%	83,51%	67,88%	58,90%	60,14%	59,74%	71,00%	70,96%	70,62%	70,06%	69,59%	68,94%	68,26%	67,52%	66,82%	66,08%	65,43%	64,66%	63,59%	62,57%	61,64%	60,76%	59,75%	59,00%	58,04%	

Табл. 3.2 Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и подпитки тепловой сети источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, ООО «Нижекамская ТЭЦ» в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1

Параметр	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Производительность ВПУ	т/ч	300,00	300,00	300,00	300,00	300,00	300,00	300,00	300,00	300,00	300,00	300,00	300,00	300,00	300,00	300,00	300,00	300,00	300,00	300,00	300,00	300,00	300,00	300,00	300,00
Срок службы	лет	Ремонт 1 раз в 3 года по графику																							
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00

Параметр	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м ³	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	69,43	69,57	70,12	70,20	71,00	71,86	72,25	73,35	76,16	78,83	81,02	82,61	84,20	85,79	86,98	88,18	89,37	89,37	89,37	89,37	89,37	89,37	89,37	89,37
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	51,19	35,86	34,56	27,57	75,69	23,95	24,08	24,45	25,39	26,28	27,01	27,54	28,07	28,60	28,99	29,39	29,79	29,79	29,79	29,79	29,79	29,79	29,79	29,79
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	23,14	23,19	23,37	23,40	23,67	23,95	24,08	24,45	25,39	26,28	27,01	27,54	28,07	28,60	28,99	29,39	29,79	29,79	29,79	29,79	29,79	29,79	29,79	29,79
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	28,04	12,67	11,18	4,17	52,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	185,12	185,52	186,96	187,20	189,36	191,63	192,66	195,60	203,09	210,22	216,05	220,29	224,53	228,77	231,96	235,15	238,33	238,33	238,33	238,33	238,33	238,33	238,33	238,33
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	248,81	264,14	265,44	272,43	224,31	276,05	275,92	275,55	274,61	273,72	272,99	272,46	271,93	271,40	271,01	270,61	270,21	270,21	270,21	270,21	270,21	270,21	270,21	270,21
Доля резерва	%	82,94%	88,05%	88,48%	90,81%	74,77%	92,02%	91,97%	91,85%	91,54%	91,24%	91,00%	90,82%	90,64%	90,47%	90,34%	90,20%	90,07%	90,07%	90,07%	90,07%	90,07%	90,07%	90,07%	90,07%

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 м³ на 1 МВт расчётной тепловой нагрузки при закрытой системе теплоснабжения, 70 м³ на 1 МВт - при открытой системе и 30 м³ 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 п. 3.1.

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

4.1 Описание итогов реализации решений утверждённой схемы теплоснабжения

Утвержденной схемой теплоснабжения города Нижнекамска (актуализация на 2022 год) предусматривалось перераспределение отпуска тепловой энергии на нужды «городских потребителей» в сети АО «Татэнерго» от филиала АО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) и коллекторов ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-2). До 2021 года отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ осуществлялся в пропорции 60/40, где 60% тепловой энергии поставляется с коллекторов филиала АО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) (Рис.4.1.-4.2.).

Утвержденной в 2021 году схемой теплоснабжения на основании анализа ценовых последствий для конечного потребителя, в соответствии с условиями, при которых перераспределение отпуска тепловой энергии не приводит к нарушению надежности теплоснабжения, был выбран сценарий №2 развития системы теплоснабжения города - с перераспределением нагрузок между станциями в сторону увеличения отпуска от ООО «Нижнекамская ТЭЦ». На 2021 и последующие годы рекомендовано распределение нагрузок в пропорции 50/50.

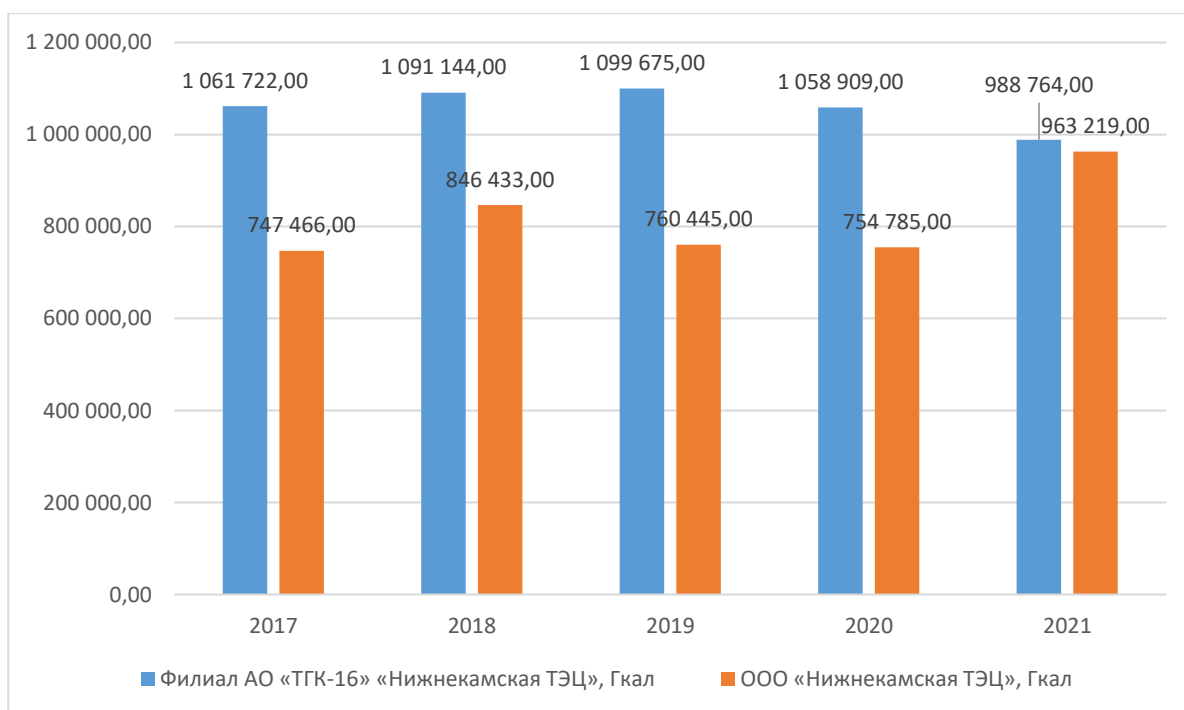


Рис. 4.1. Сложившееся распределение отпуска тепловой энергии от Нижнекамских ТЭЦ

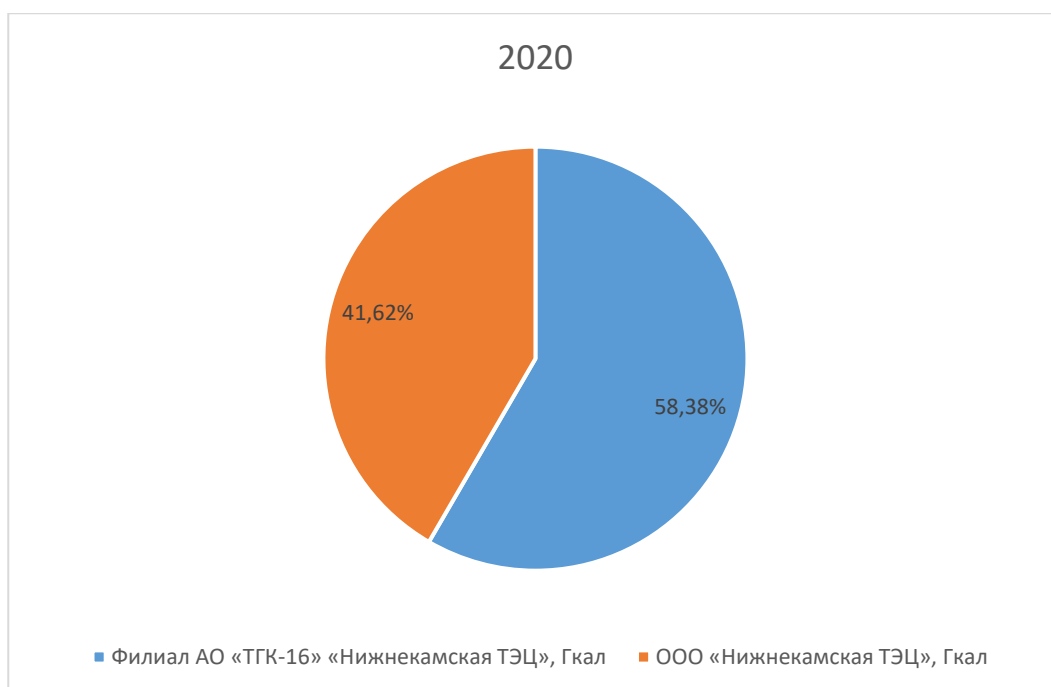


Рис. 4.2. Фактически сложившееся в 2020 году распределение отпуска тепловой энергии

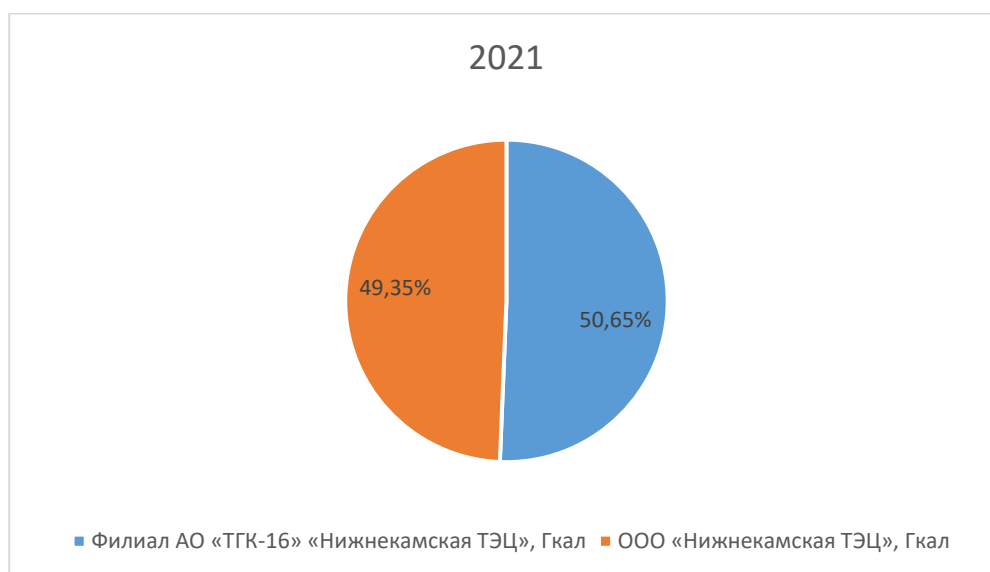


Рис. 4.3. Фактически сложившееся в 2021 году распределение отпуска тепловой энергии

Как видно из приведенных на Рис.4.1-4.3. фактических данных в 2021 году фактически выполнено решение утвержденной схемы теплоснабжения о переходе распределению отпуска тепловой энергии в пропорции 50/50.

В таблице 4.1. приведено распределение отпуска тепловой энергии на перспективный период до 2034 году, утвержденное предыдущей актуализацией.

Табл. 4.1. Перспективный баланс в системе теплоснабжения ЕТО-1, предусмотренный утверждённой схемой теплоснабжения

№	Наименование показателя	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1.	Покупка АО "Татэнерго", в т.ч.	1 825 016	1 870 464	1 872 201	1 873 734	1 875 426	1 877 149	1 878 697	1 880 457	1 882 358	1 884 089	1 885 832	1 887 351	1 889 399	1 890 957
1.1	филиал АО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1)	912 508	935 232	936 100	936 867	937 713	938 575	939 348	940 228	941 179	942 044	942 916	943 675	944 699	945 478
1.2	ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-2)	912 508	935 232	936 100	936 867	937 713	938 575	939 348	940 228	941 179	942 044	942 916	943 675	944 699	945 478
2.	Потери в сетях филиала АО "Татэнерго" НКТС	178 261	185 276	185 276	185 276	185 276	185 276	185 276	185 276	185 276	185 276	185 276	185 276	185 276	185 276
3.	Полезный отпуск АО "Татэнерго" от сетей НКТС	38 256	36 368	36 368	36 368	36 368	36 368	36 368	36 368	36 368	36 368	36 368	36 368	36 368	36 368
4.	Отпуск в ЦТП АО "ВКиЭХ"	1 608 499	1 648 820	1 650 556	1 652 090	1 653 782	1 655 505	1 657 052	1 658 813	1 660 714	1 662 445	1 664 188	1 665 707	1 667 755	1 669 312
5.	Потери в сетях АО "ВКиЭХ"	222 441	294 263	294 263	294 263	294 263	294 263	294 263	294 263	294 263	294 263	294 263	294 263	294 263	294 263
5.1.	в том числе сети отопления	156 650	219 832	219 832	219 832	219 832	219 832	219 832	219 832	219 832	219 832	219 832	219 832	219 832	219 832
6.	Полезный отпуск потребителям по сетям АО "ВКиЭХ"	1 451 849	1 428 988	1 430 724	1 432 258	1 433 950	1 435 673	1 437 220	1 438 981	1 440 882	1 442 613	1 444 356	1 445 875	1 447 923	1 449 480
6.1.	Полезный отпуск потребителям АО "Татэнерго" (отопление)	1 134 418	1 112 225	1 113 962	1 115 496	1 117 188	1 118 910	1 120 458	1 122 218	1 124 119	1 125 850	1 127 593	1 129 112	1 131 160	1 132 718
6.2.	Полезный отпуск потребителям АО "ВКиЭХ" (ГВС от ЦТП)	251 640	242 332	242 332	242 332	242 332	242 332	242 332	242 332	242 332	242 332	242 332	242 332	242 332	242 332

№	Наименование показателя	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
6.3.	потери в сетях ГВС АО "ВКиЭХ"	65 791	74 431	74 431	74 431	74 431	74 431	74 431	74 431	74 431	74 431	74 431	74 431	74 431	74 431

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 2023-ой год схемой теплоснабжения предлагаются следующие варианты развития системы теплоснабжения города Нижнекамска.

Сценарий № 1. Предполагает сохранение структуры отпуска тепловой энергии в 2022-2040 годах от Нижнекамских ТЭЦ в сети ЕТО-1 (АО «Татэнерго»), в пропорции 50/50.

Сценарий № 2. Предполагает перераспределение отпуска тепловой энергии от коллекторов ТЭЦ в сети АО «Татэнерго» в пользу постепенного

увеличения отпуска тепловой энергии от филиала АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-1).

Оба сценария рассматриваются с учетом развития системы теплоснабжения города Нижнекамска основанном на проекте Генерального плана город до 2040 года. Генеральный план предполагается утвердить в мае 2022 года.

Первая очередь Генерального плана имеет горизонт планирования до 2025 года. Расчетный срок действия Генерального плана 2040 год. С учетом того, что на момент разработки схемы теплоснабжения Генеральный план не утвержден, данная схема, в соответствии с Техническим заданием является актуализацией.

Новый Генеральный план предусматривает значительно большую перспективу жилой и общественно-деловой застройки города, чем это предполагалось утвержденной схемой теплоснабжения. Значительная перспектива заложена по новым кварталам с 61 по 72.

В таблице 3.1. приведено сравнение перспективных показателей в соответствии с утвержденной схемой теплоснабжения и новым Генеральным планом.

Прирост площадей жилой и общественно-деловой застройки на период 2022-2034 года по утвержденной схеме составил 737,7 тыс. м²; за тот же период в соответствии с новым Генеральным планом – 3 377,83 тыс.м². За период 2022-2040 годов прирост площадей в соответствии с Генеральным планом составит 4 916,43 тыс.м².

Прирост тепловой нагрузки за период 2022-2034 годы:

- по утвержденной схеме – 46,82 Гкал/ч;
- в соответствии с Генеральным планом – 301,86 Гкал/ч;

Прирост тепловой нагрузки за период 2022 -2040 годы, по новому Генеральному плану – 440,63 Гкал/ч.

Прирост потребления тепловой энергии за период 2022-2034 годы:

- по утвержденной схеме – 121,69 тыс. Гкал/год;
- в соответствии с Генеральным планом – 358,12 тыс. Гкал/год;

Прирост потребления тепловой энергии за период 2022 -2040 годы, по новому Генеральному плану – 542,3 тыс. Гкал/год.

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 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», 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.

4.2.1 Сценарий №1

Данный сценарий предполагает сохранение структуры отпуска тепловой энергии в 2022-2040 годах от Нижнекамских ТЭЦ в сети ЕТО-1 (АО «Татэнерго»), в пропорции 50/50.

В таблицах 3.2.-3.3. Главы 5 Обосновывающих материалов приведены фактически балансы тепловой мощности филиала АО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) и ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-2) за 2017-2021 годы.

По филиалу АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-1) на 2021 год резерв тепловой мощности 950,09 Гкал/ч, в то числе по нагрузке по пару – 320,98 Гкал/ч; по горячей воде – 629,11 Гкал/ч.

По ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2) на 2021 год резерв тепловой мощности 384,88 Гкал/ч, в то числе по нагрузке по пару – 245,58 Гкал/ч; по горячей воде – 139,30 Гкал/ч.

На Рис.4.5. приведены основные перспективные площадки строительства, в соответствии с новым Генеральным планом.

Часть перспективных потребителей находятся в безальтернативных зонах подключения – это потребители, находящиеся в существующих зонах действия ТЭЦ и перспективные площадки, находящиеся в непосредственной близости от одного из тепловодов.

В таблице 3.4. Главы 5 Обосновывающих материалов приведены перспективные тепловые нагрузки, за период 2022-2040 годов, безальтернативно подключаемые к определенному тепловоду. Объем перспективных тепловых нагрузок, подключаемых к филиалу АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-1) составляет 156,97 Гкал/ч. Объем перспективных тепловых нагрузок, подключаемых к ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2), составляет 125,79 Гкал/ч.

В таблице 3.5. Главы 5 Обосновывающих материалов приведены перспективные площадки строительства, имеющие вариативность при подключении к тепловодам М-3 и М-1. Суммарная перспективная тепловая нагрузка, имеющая вариативность распределения между ТЭЦ составляет 157,87 Гкал/ч.

С учетом неравномерности ввода новых объектов по годам реализации Генерального плана, ежегодно выдержать распределение тепловых нагрузок между двумя ТЭЦ в пропорции 50/50 не представляется возможным. Реализации сценария №1 возможна по итогам реализации всей перспективы схемы теплоснабжения, накопительным итогом до 2040 года.

В таблице 4.2. представлено распределение перспективных тепловых нагрузок в рамках реализации сценария №1.

В таблице 3.7. – 3.8. Главы 5 Обосновывающих материалов представлены перспективные балансы тепловой мощности, с учетом реализации сценария №1.

Необходимо отметить, что по ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2) при наличии суммарного по располагаемой паровой мощности и мощности в

горячей воде резерва в размере 166,09 Гкал/ч на 2040 год, с учетом тепловых потерь с 2029 года выявлен нарастающий дефицит мощности по горячей воде.

Этот фактор может стать определяющим при выборе оптимального сценария.

На Рис.4.4. представлены тарифные последствия для конечных потребителей при реализации сценария №1.

Табл. 4.2. Перспективное распределение тепловых нагрузок в соответствии со сценарием №1

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	ИТО ГО
М-1 (Город-1)	2,60	0,00	3,31	9,68	10,1 6	14,4 2	15,4 2	9,15	9,72	8,05	10,8 3	12,1 5	21,7 7	18,6 8	8,85	10,1 0	13,3 7	10,2 1	21,4 8	209,95
М-2 (Город-2)	0,00	0,99	0,00	2,69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,55	0,61	0,00	0,00	6,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	12,59
М-3	5,28	2,40	12,0 7	19,0 8	18,2 3	15,2 5	11,5 3	19,1 5	17,8 1	16,2 3	12,1 7	14,4 7	5,10	0,00	14,3 7	11,9 6	11,9 6	8,34	2,70	218,09

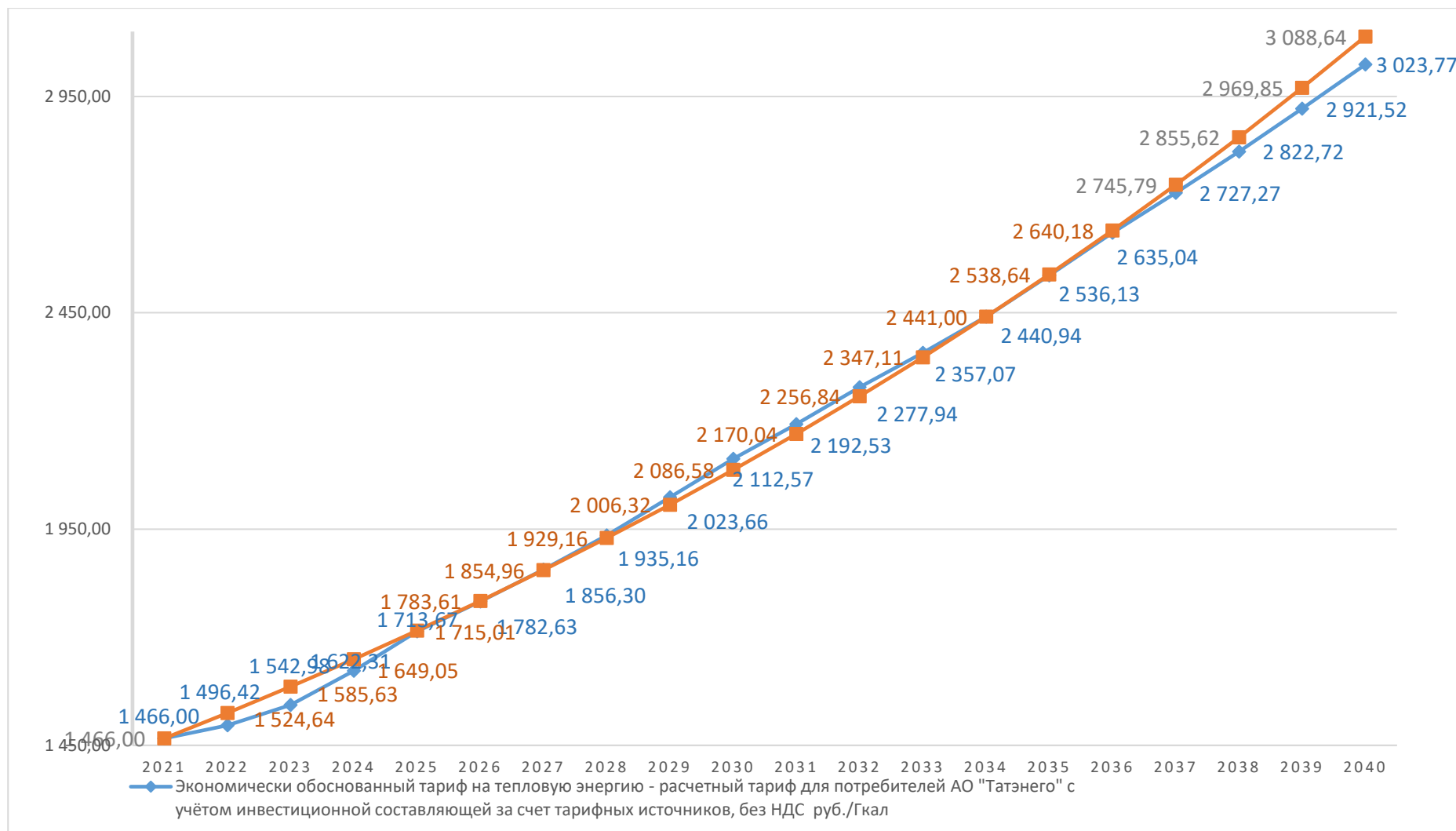


Рис. 4.4. Прогноз тарифа для конечного потребителя ЕТО-1 (АО «Татэнерго») при реализации сценария 1, без НДС.

4.2.2 Сценарий №2

Сценарий № 2 предполагает перераспределение отпуска тепловой энергии от коллекторов ТЭЦ в сети АО «Татэнерго» в пользу постепенного увеличения отпуска тепловой энергии от филиала АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-1).

Распределение перспективной нагрузки между ТЭЦ осуществляется по следующим принципам. По кварталам существующей застройки подключение новых потребителей осуществляется в соответствии с существующими зонами действия ТЭЦ. По перспективным кварталам распределение тепловой нагрузки и отпуска тепловой энергии осуществляется с учетом:

- балансов тепловой мощности источников теплоснабжения;
- минимизации капитальных вложений на строительство тепловых сетей;
- минимизации капитальных вложений на увеличение диаметров тепловых сетей, в связи с подключением новых потребителей;
- обеспечения надежности теплоснабжения существующих и перспективных потребителей;
- тарифных последствий для потребителей.

С учетом указанных факторов предлагается распределение перспективной тепловой нагрузки между станциями, приведенное в таблицах 4.3. – 4.4.

В таблице 4.5. приведен перспективный баланс отпуска тепловой энергии потребителям, с учетом перераспределения тепловых нагрузок между ТЭЦ.

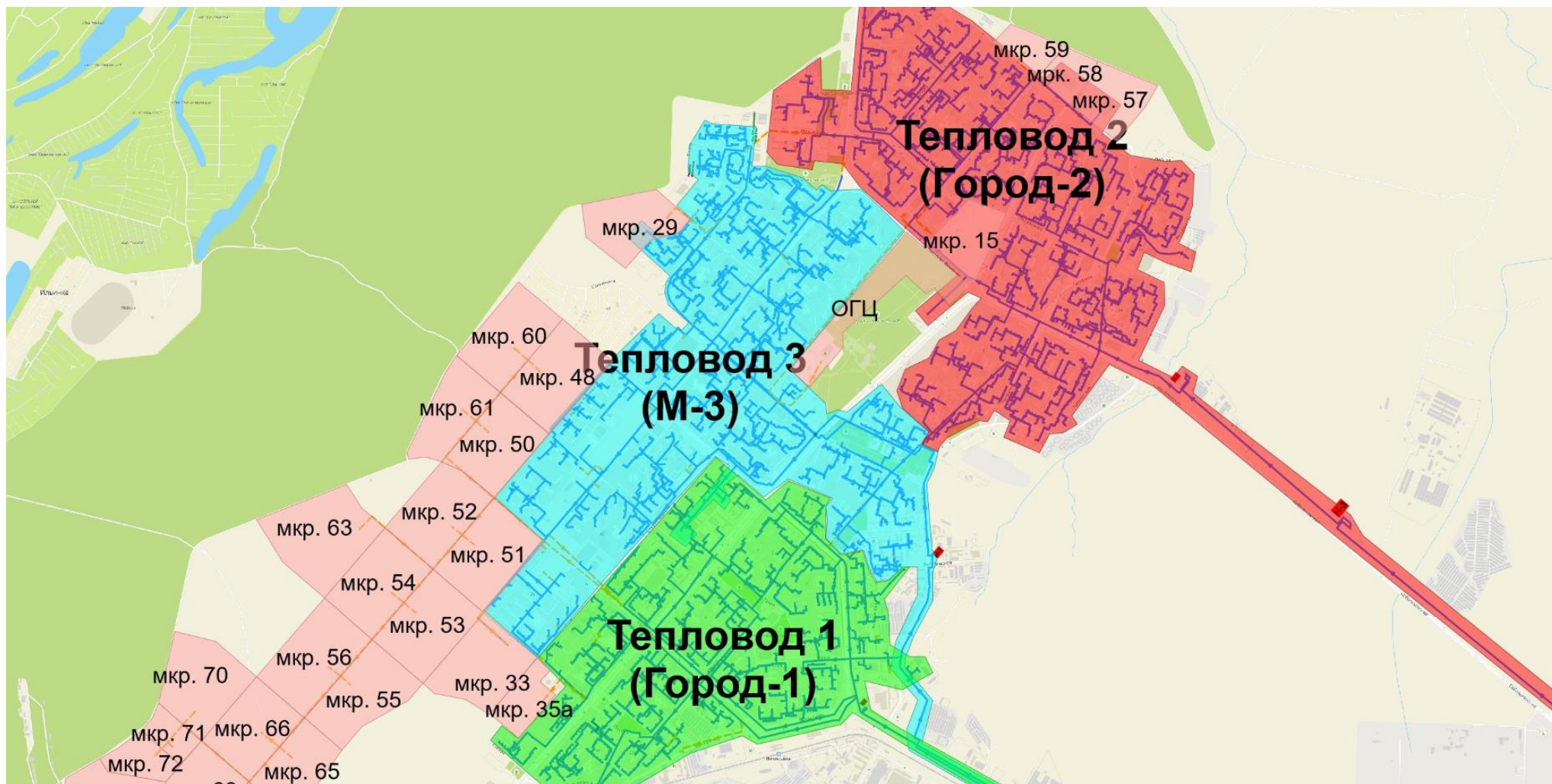


Рис. 4.5. Перспективные зоны застройки города с учетом нового Генерального плана.

Баланс	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
АО "ВКиЭХ"	769,86	285,28	066,35	460,38	195,41	161,78	020,10	082,47	818,47	027,26	843,71	621,95	960,14	093,12	788,83	877,83	914,28	219,76	577,98	279,28
Потери в сетях АО "ВКиЭХ" (фактические)	305 351,22	297 958,82	297 958,82	297 958,82	297 958,82	297 958,82	297 958,82	297 958,82	297 958,82	297 958,82	297 958,82	297 958,82	297 958,82	297 958,82	297 958,82	297 958,82	297 958,82	297 958,82	297 958,82	297 958,82
в том числе сети отопления	239 560,22	188 661,11	188 661,11	188 661,11	188 661,11	188 661,11	188 661,11	188 661,11	188 661,11	188 661,11	188 661,11	188 661,11	188 661,11	188 661,11	188 661,11	188 661,11	188 661,11	188 661,11	188 661,11	188 661,11
Потери в сетях АО "ВКиЭХ" (долгосрочные)	222 441,00	222 441,00	222 441,00	222 441,00	222 441,00	222 441,00	222 441,00	222 441,00	222 441,00	222 441,00	222 441,00	222 441,00	222 441,00	222 441,00	222 441,00	222 441,00	222 441,00	222 441,00	222 441,00	222 441,00
Полезный отпуск потребителям по сетям АО "ВКиЭХ"	1 471 209,64	1 461 624,16	1 468 405,23	1 477 799,26	1 502 534,30	1 537 500,67	1 573 358,98	1 610 421,36	1 646 157,36	1 682 366,15	1 717 182,59	1 749 960,84	1 782 299,03	1 816 432,01	1 850 127,71	1 882 216,72	1 912 253,17	1 942 558,64	1 971 916,87	2 000 618,16
Полезный отпуск потребителям АО "Татэнерго" (отопление)	1 169 923,84	1 112 273,58	1 119 054,65	1 128 448,68	1 153 183,71	1 188 150,08	1 224 008,40	1 261 070,78	1 296 806,77	1 333 015,57	1 367 832,01	1 400 610,26	1 432 948,44	1 467 081,43	1 500 777,13	1 532 866,14	1 562 902,59	1 593 208,06	1 622 566,29	1 651 267,58
Полезный отпуск потребителям АО "ВКиЭХ" (ГВС от ЦТП)	235 494,80	240 052,87	240 052,87	240 052,87	240 052,87	240 052,87	240 052,87	240 052,87	240 052,87	240 052,87	240 052,87	240 052,87	240 052,87	240 052,87	240 052,87	240 052,87	240 052,87	240 052,87	240 052,87	240 052,87
потери в сетях ГВС АО "ВКиЭХ"	65 791,00	109 297,71	109 297,71	109 297,71	109 297,71	109 297,71	109 297,71	109 297,71	109 297,71	109 297,71	109 297,71	109 297,71	109 297,71	109 297,71	109 297,71	109 297,71	109 297,71	109 297,71	109 297,71	109 297,71

Табл. 4.6. Расчет тарифа для конечного потребителя АО «Татэнерго» при реализации сценария №2 (без учета НДС)

Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Расходы на производство и покупку ТЭ (АО ТГК-16)	тыс. руб.	719 702,66	748 528,49	778 643,50	814 275,91	855 848,02	900 527,96	950 968,43	1 005 777,26	1 065 630,89	1 128 805,48	1 195 072,61	1 264 702,34	1 343 587,67	1 431 804,97	1 523 761,84	1 619 234,82	1 720 350,73	1 825 782,99	1 936 067,54
Объем отпуска	тыс. Гкал	951,50	953,68	955,95	963,74	976,82	991,11	1 009,48	1 030,00	1 052,74	1 075,64	1 098,38	1 120,89	1 148,55	1 180,84	1 212,12	1 242,08	1 272,38	1 301,74	1 330,44
тариф	руб./Гкал	756,39	784,88	814,52	844,91	876,16	908,60	942,04	976,48	1 012,25	1 049,42	1 088,03	1 128,30	1 169,81	1 212,53	1 257,11	1 303,65	1 352,07	1 402,57	1 455,20
Расходы на производство и покупку ТЭ (ООО "НКТЭЦ")	тыс. руб.	660 291,04	695 826,60	726 266,92	765 294,35	810 120,72	857 102,71	904 250,84	950 842,55	998 256,02	1 046 554,75	1 095 373,31	1 146 295,88	1 196 156,08	1 242 797,41	1 290 684,69	1 339 647,37	1 390 467,19	1 443 304,71	1 498 241,02
Объем отпуска	тыс. Гкал	927,08	931,67	938,80	955,74	977,64	999,20	1 017,90	1 033,11	1 046,58	1 058,49	1 068,53	1 078,36	1 084,83	1 086,24	1 087,05	1 087,13	1 087,13	1 087,13	1 087,13
тариф	руб./Гкал	712,23	746,86	773,61	800,73	828,65	857,79	888,35	920,37	953,82	988,72	1 025,12	1 063,00	1 102,62	1 144,13	1 187,32	1 232,28	1 279,03	1 327,63	1 378,17
Объем полезного отпуска	тыс. Гкал	1 496,19	1 501,74	1 509,44	1 529,71	1 558,36	1 587,75	1 618,12	1 647,40	1 677,07	1 705,60	1 732,46	1 758,96	1 786,93	1 814,54	1 840,84	1 865,45	1 890,29	1 914,34	1 937,86
Расходы на передачу т/э	тыс. руб.	966 488,78	980 292,82	1 055 522,63	1 149 270,46	1 200 452,05	1 256 807,34	1 319 919,53	1 397 430,37	1 472 178,21	1 527 860,29	1 589 462,17	1 636 790,93	1 687 988,29	1 742 568,74	1 801 144,10	1 862 355,69	1 930 395,07	2 004 928,18	2 079 386,46
Расходы на сбыт т/э	тыс. руб.	37 505,74	40 168,65	42 980,46	46 032,07	49 300,34	52 800,67	56 338,31	60 225,66	64 321,00	68 566,19	73 160,12	78 135,01	83 370,06	88 955,85	94 915,89	101 275,26	108 060,70	115 300,77	123 025,92
Тариф на генерацию	руб./Гкал	896,44	961,79	997,00	1032,60	1069,05	1107,00	1146,53	1187,70	1230,65	1275,42	1322,08	1370,69	1421,29	1473,98	1528,89	1586,15	1645,69	1707,68	1772,21
Тариф на услугу по передаче	руб./Гкал	644,30	652,77	699,28	751,30	770,33	791,57	815,71	848,26	877,83	895,79	917,46	930,54	944,63	960,33	978,44	998,34	1021,22	1047,32	1073,03
Тариф на сбыт	руб./Гкал	25,00	26,75	28,47	30,09	31,64	33,26	34,82	36,56	38,35	40,20	42,23	44,42	46,66	49,02	51,56	54,29	57,17	60,23	63,49
Тариф поставки тепловой энергии	руб./Гкал	1565,74	1641,31	1724,75	1813,99	1871,02	1931,82	1997,06	2072,52	2146,83	2211,41	2281,76	2345,66	2412,57	2483,34	2558,89	2638,78	2724,07	2815,23	2908,73

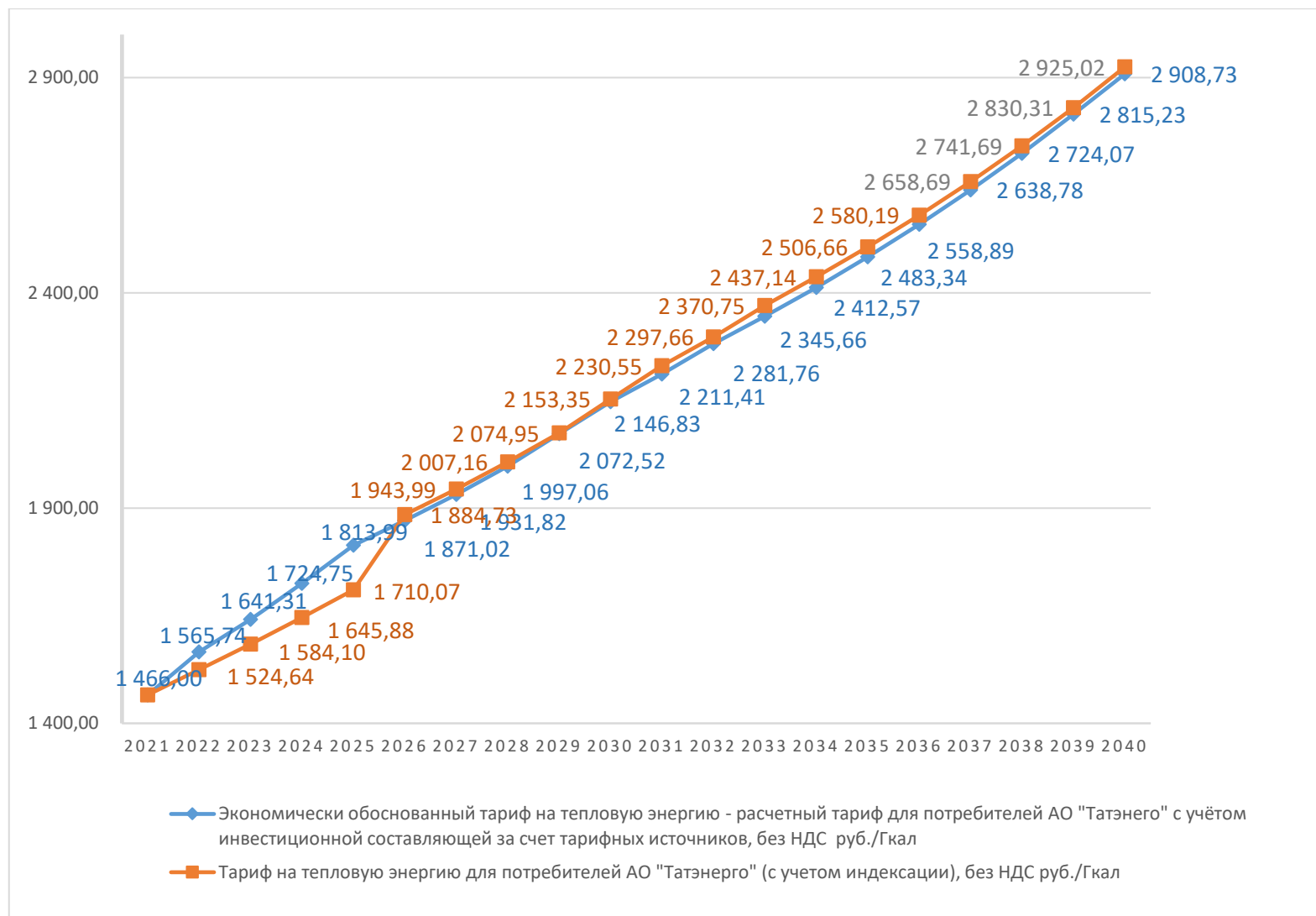


Рис. 4.6. Прогноз тарифа для конечного потребителя при реализации сценария №2.

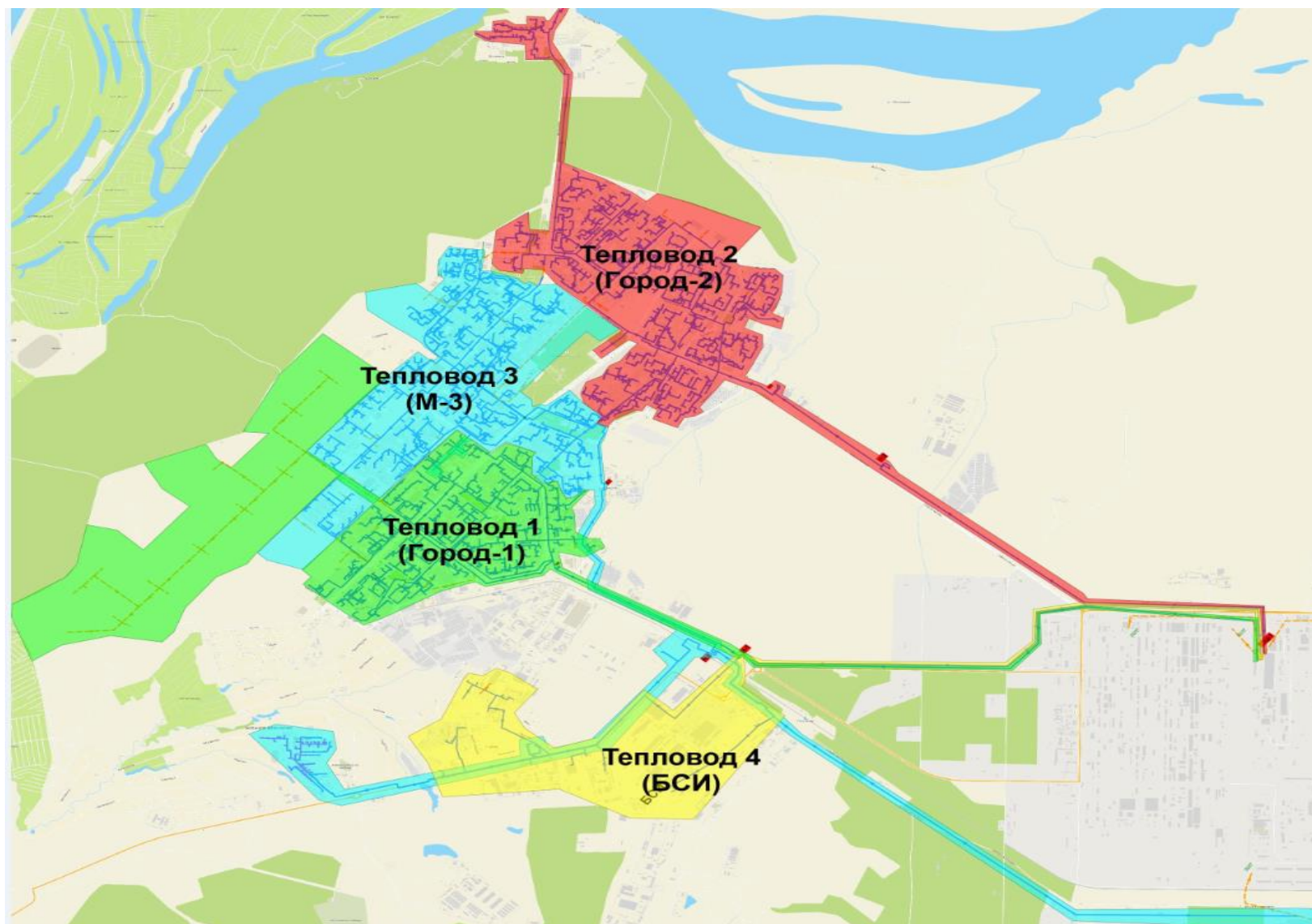


Рис. 4.7. Распределение зон действия источников тепловой энергии при реализации сценария №2.

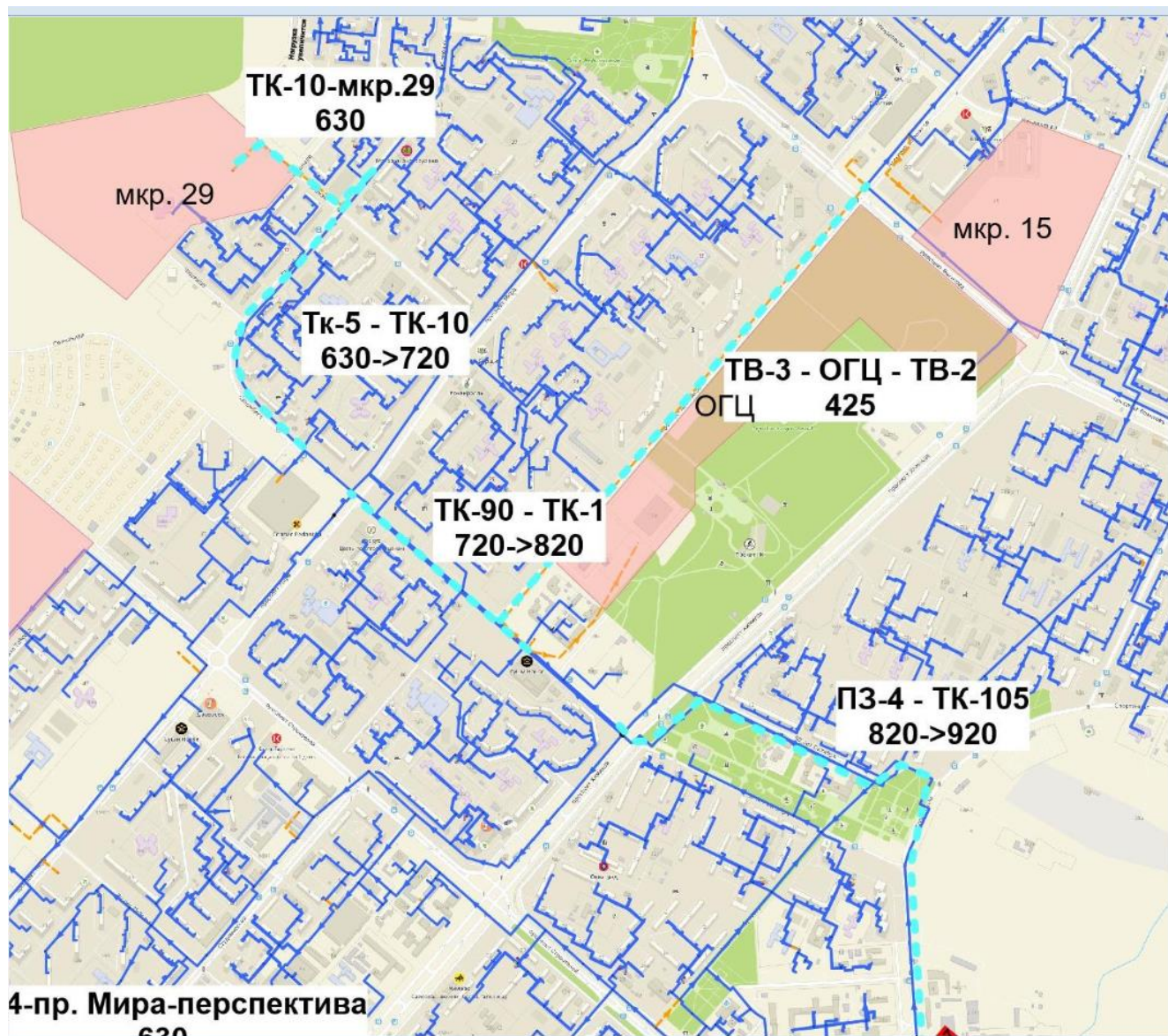


Рис. 4.8. Объемы перекладки с увеличением диаметра тепловода М-3 реализации сценария №2.

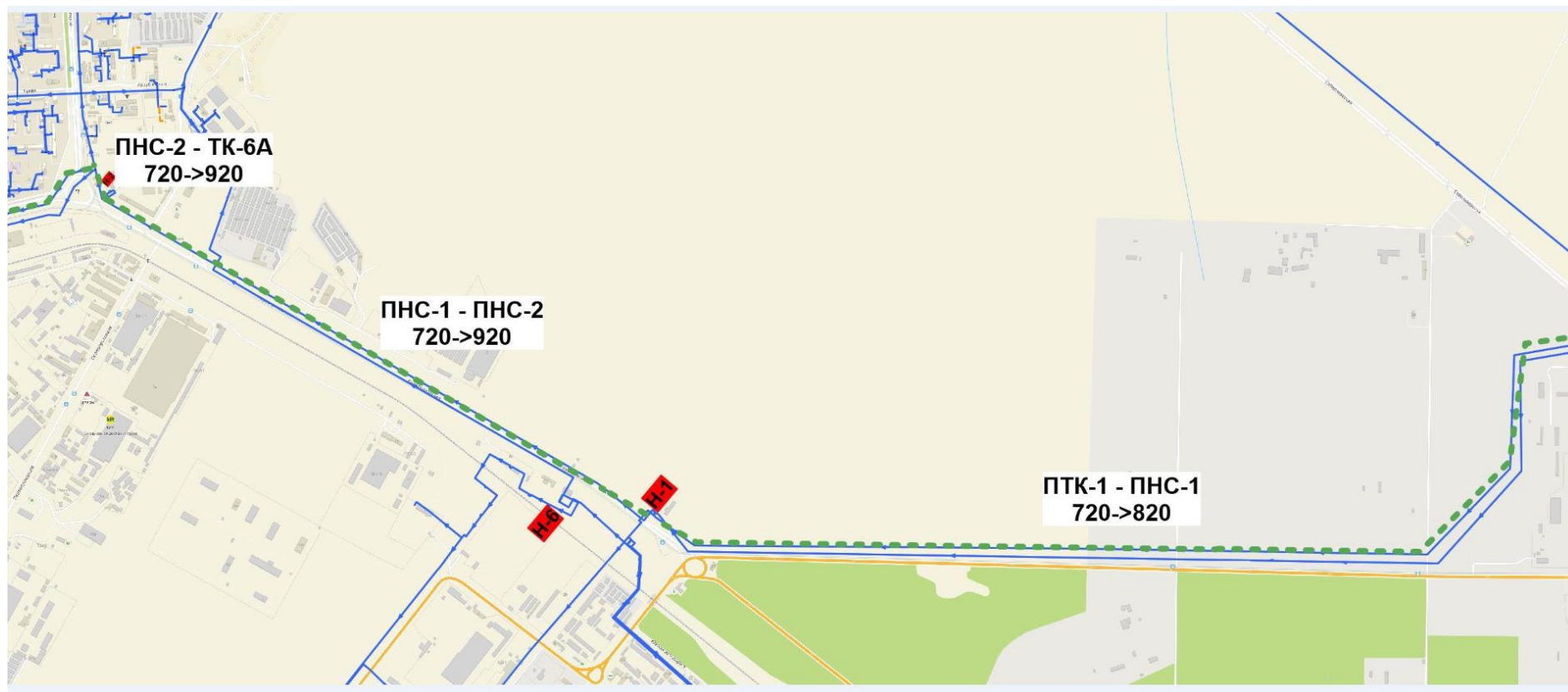


Рис. 4.9. Объемы перекладки с увеличением диаметра тепловода М-1 реализации сценария №2.

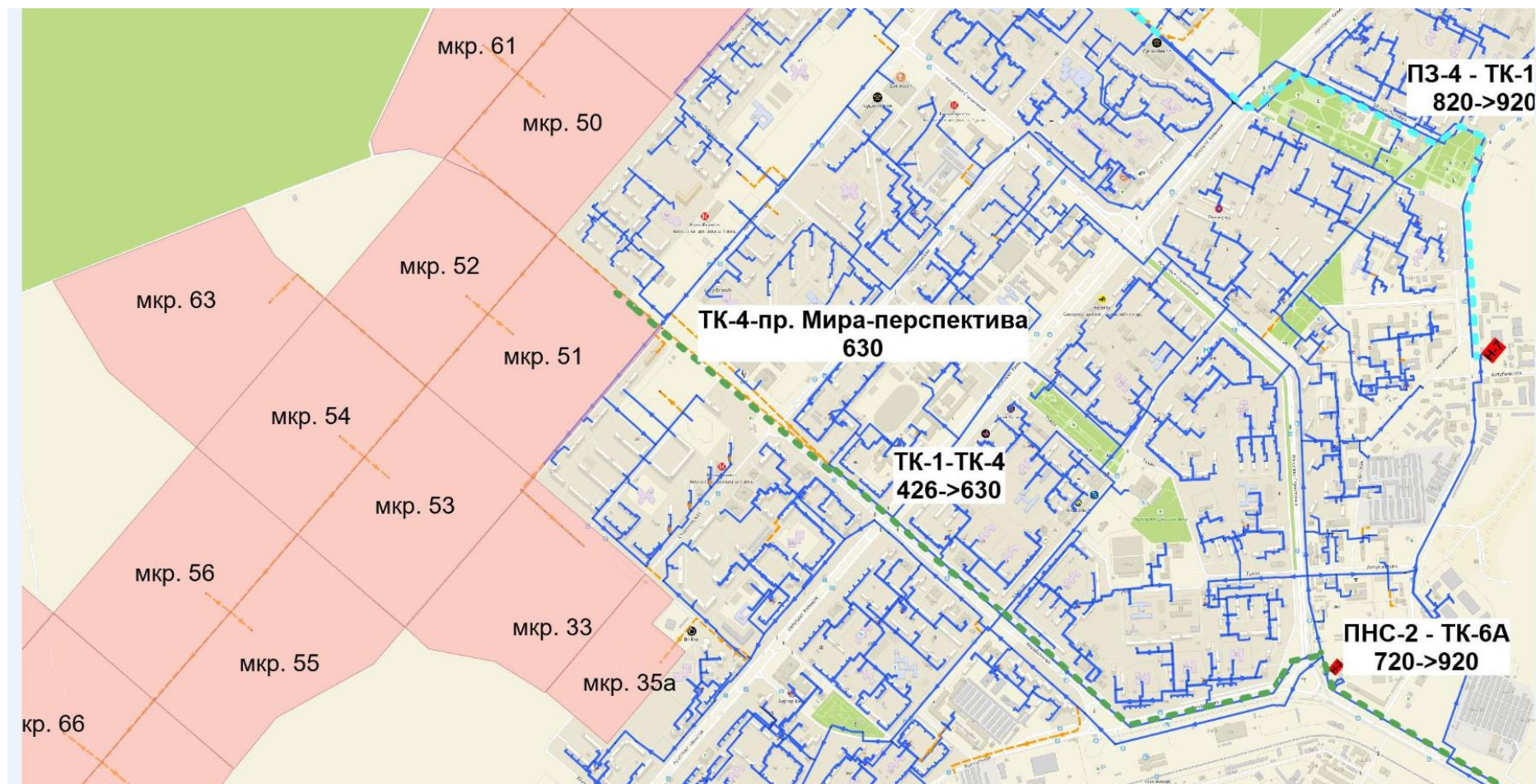


Рис. 4.10. Объемы перекладки с увеличением диаметра тепловода М-1 реализации сценария №2.

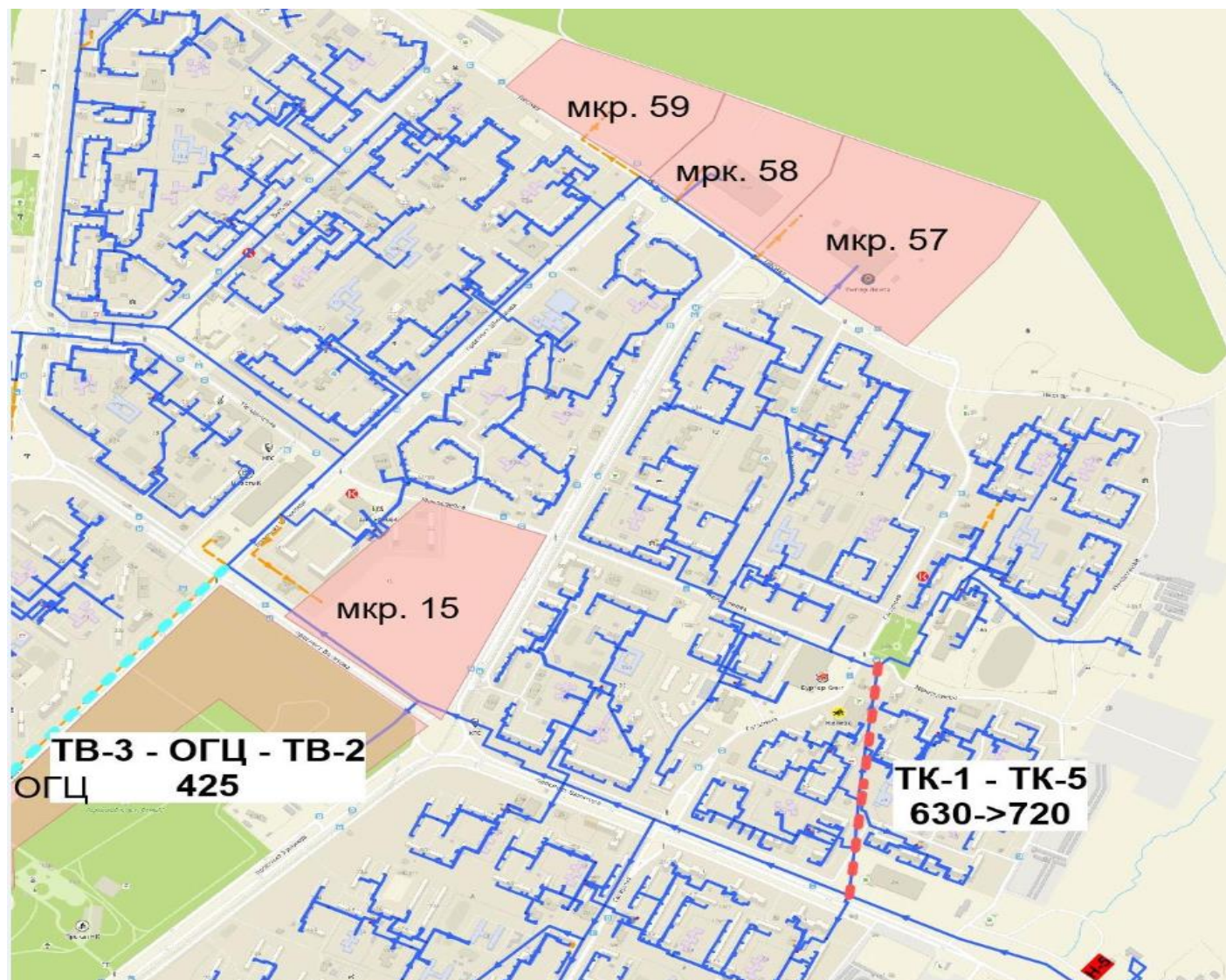


Рис. 4.11. Объемы перекладки с увеличением диаметра тепловода М-2 реализации сценария №2.

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 – 26,2% (по факту 2021 года).

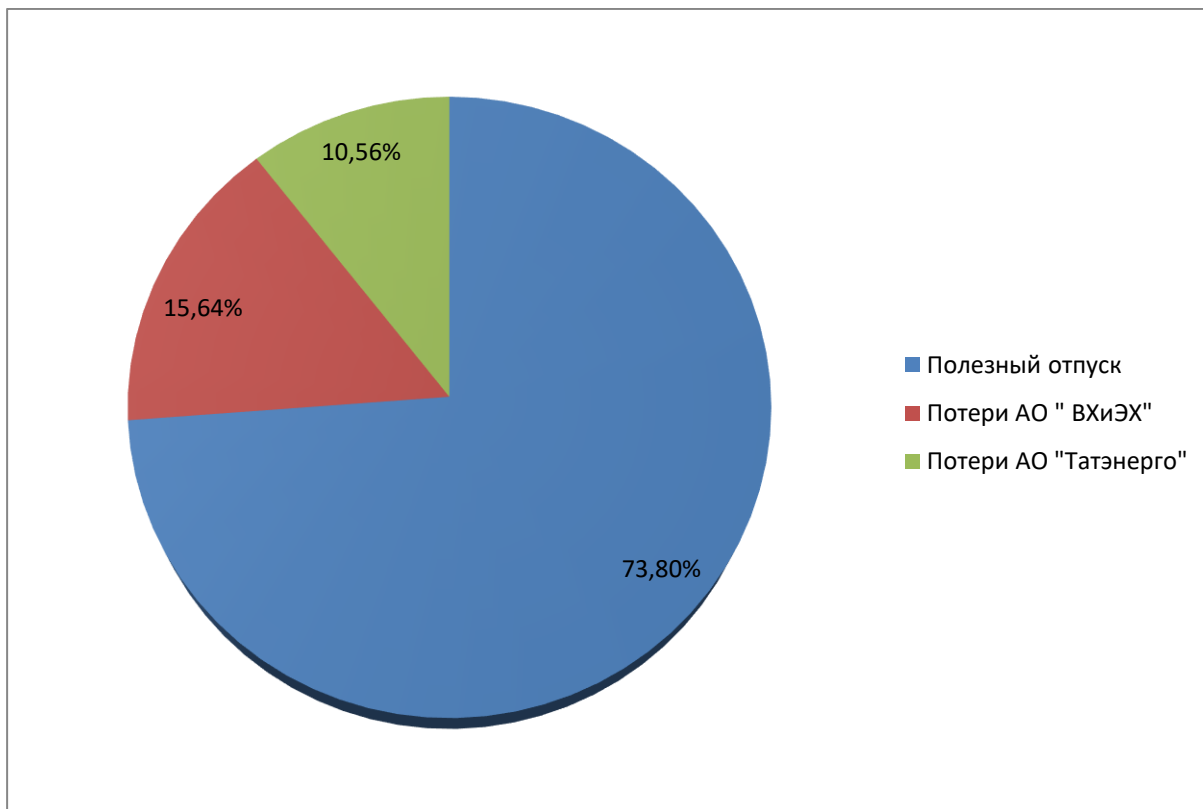


Рис. 4.12. Потери в системе теплоснабжения города за 2021 год (зона действия ЕТО-1)

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

Табл. 4.7. Потери тепловой энергии в тепловых сетях филиала АО «Татэнерго» - Нижнекамские тепловые сети, Гкал

Год актуализации (разработки)	Нормативные потери тепловой энергии	Фактические потери тепловой энергии	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети
2017	227,73	182,9	10,1
2018	214,25	180,77	9,3
2019	225	182,56	9,8
2020	224,95	192,5	10,6
2021	210	206,14	10,6

Табл. 4.8. Потери тепловой энергии в тепловых сетях АО «ВКиЭХ»

Год актуализации (разработки)	Всего нормативные потери	Фактические потери тепловой энергии
2017	291,439	157,58
2018	291,439	215,83
2019	222,441	293,53
2020	222,441	294,99
2021	222,441	305,35

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

В настоящее время АО «ВКиЭХ» осуществляет передачу тепловой энергии от АО «Татэнерго» потребителям АО «Татэнерго» (отопление), потребителям АО «Татэнерго» (ГВС от ИТП) и собственным потребителям (ГВС).

АО «ВК и ЭХ» в отношении объема поставляемой АО «Татэнерго» тепловой энергии является потребителем, поскольку приобретает тепловую энергию для использования в теплопотребляющих установках (теплоиспользующем оборудовании центральных тепловых пунктов АО «ВК и ЭХ»), а также оказывает коммунальные услуги в части горячего водоснабжения в рамках заключенных договоров предоставления коммунальных услуг по ст. 157.2 Жилищного кодекса РФ, договоров горячего водоснабжения с жилыми домами и многоквартирными домами при непосредственной форме управления. В связи с отсутствием в точках поставки коммерческих приборов учета, позволяющих измерить количество поставленной АО «Татэнерго» тепловой энергии, необходимой и достаточной АО «ВК и ЭХ» для производства горячей воды в целях ее реализации абонентам, сторонами договора поставки был согласован расчетный способ определения количества поставленной тепловой энергии путем суммирования количества тепловой энергии, которое АО «ВК и ЭХ» реализует своим потребителям как компоненту в составе товара «горячая вода», и количества потерь тепловой энергии в сетях горячего водоснабжения от точек поставки до потребителей Покупателя. Указанный выше подход согласован сторонами, как математический способ определения количества поставляемой в точке поставки тепловой энергии. Таким образом, применение АО «Татэнерго» тарифа для потребителей в расчетах с АО «ВКиЭХ» по договору поставки тепловой энергии не противоречит действующему законодательству.

Табл. 4.9. Прогнозный баланс тепловой энергии

№	Баланс	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1.	Покупка АО "Татэнерго", в т.ч.	1 951 983,00	1 878 576,23	1 885 357,30	1 894 751,33	1 919 486,36	1 954 452,74	1 990 311,05	2 027 373,43	2 063 109,43	2 099 318,22	2 134 134,66	2 166 912,91	2 199 251,10	2 233 384,08	2 267 079,78	2 299 168,79	2 329 205,24	2 359 510,71	2 388 868,94	2 417 570,23
	НКТЭЦ-1	988 764,00	951 498,69	953 682,99	955 953,44	963 744,06	976 817,59	991 114,55	1 009 478,12	1 029 999,91	1 052 735,30	1 075 642,34	1 098 380,68	1 120 891,57	1 148 554,03	1 180 841,98	1 212 115,97	1 242 078,33	1 272 383,80	1 301 742,03	1 330 443,32
	НКТЭЦ-2	963 219,00	927 077,55	931 674,31	938 797,89	955 742,30	977 635,15	999 196,50	1 017 895,31	1 033 109,52	1 046 582,92	1 058 492,33	1 068 532,23	1 078 359,52	1 084 830,05	1 086 237,80	1 087 052,82	1 087 126,91	1 087 126,91	1 087 126,91	1 087 126,91
2.	Потери АО "Татэнерго" НКТС	206 135,00	193 729,97	193 729,97	193 729,97	193 729,97	193 729,97	193 729,97	193 729,97	193 729,97	193 729,97	193 729,97	193 729,97	193 729,97	193 729,97	193 729,97	193 729,97	193 729,97	193 729,97	193 729,97	193 729,97
3.	Полезный отпуск АО "Татэнерго" от сетей НКТС	35 078,14	34 560,98	34 560,98	34 560,98	34 560,98	34 560,98	34 560,98	34 560,98	34 560,98	34 560,98	34 560,98	34 560,98	34 560,98	34 560,98	34 560,98	34 560,98	34 560,98	34 560,98	34 560,98	34 560,98
4.	Отпуск в ЦТП АО "ВКиЭХ"	1 710 769,86	1 650 285,28	1 657 066,35	1 666 460,38	1 691 195,41	1 726 161,78	1 762 020,10	1 799 082,47	1 834 818,47	1 871 027,26	1 905 843,71	1 938 621,95	1 970 960,14	2 005 093,12	2 038 788,83	2 070 877,83	2 100 914,28	2 131 219,76	2 160 577,98	2 189 279,28
5.	Потери в сетях АО "ВКиЭХ" (фактические)	305 351,22	297 958,82	297 958,82	297 958,82	297 958,82	297 958,82	297 958,82	297 958,82	297 958,82	297 958,82	297 958,82	297 958,82	297 958,82	297 958,82	297 958,82	297 958,82	297 958,82	297 958,82	297 958,82	297 958,82
5.1.	в том числе сети отопления	239 560,22	188 661,11	188 661,11	188 661,11	188 661,11	188 661,11	188 661,11	188 661,11	188 661,11	188 661,11	188 661,11	188 661,11	188 661,11	188 661,11	188 661,11	188 661,11	188 661,11	188 661,11	188 661,11	188 661,11
6.	Потери в сетях АО "ВКиЭХ" (долгосрочные)	222 441,00	222 441,00	222 441,00	222 441,00	222 441,00	222 441,00	222 441,00	222 441,00	222 441,00	222 441,00	222 441,00	222 441,00	222 441,00	222 441,00	222 441,00	222 441,00	222 441,00	222 441,00	222 441,00	222 441,00
7.	Полезный отпуск потребителям по сетям АО "ВКиЭХ"	1 471 209,64	1 461 624,16	1 468 405,23	1 477 799,26	1 502 534,30	1 537 500,67	1 573 358,98	1 610 421,36	1 646 157,36	1 682 366,15	1 717 182,59	1 749 960,84	1 782 299,03	1 816 432,01	1 850 127,71	1 882 216,72	1 912 253,17	1 942 558,64	1 971 916,87	2 000 618,16
7.1.	Полезный отпуск потребителям АО "Татэнерго" (отопление)	1 169 923,84	1 112 273,58	1 119 054,65	1 128 448,68	1 153 183,71	1 188 150,08	1 224 008,40	1 261 070,78	1 296 806,77	1 333 015,57	1 367 832,01	1 400 610,26	1 432 948,44	1 467 081,43	1 500 777,13	1 532 866,14	1 562 902,59	1 593 208,06	1 622 566,29	1 651 267,58
7.2.	Полезный отпуск потребителям АО "ВКиЭХ" (ГВС от ЦТП)	235 494,80	240 052,87	240 052,87	240 052,87	240 052,87	240 052,87	240 052,87	240 052,87	240 052,87	240 052,87	240 052,87	240 052,87	240 052,87	240 052,87	240 052,87	240 052,87	240 052,87	240 052,87	240 052,87	240 052,87
7.3.	потери в сетях ГВС АО "ВКиЭХ"	65 791,00	109 297,71	109 297,71	109 297,71	109 297,71	109 297,71	109 297,71	109 297,71	109 297,71	109 297,71	109 297,71	109 297,71	109 297,71	109 297,71	109 297,71	109 297,71	109 297,71	109 297,71	109 297,71	109 297,71
	Прирост по сх теплоснаб, Гкал/час		7,88	3,38	15,39	31,46	28,40	29,67	26,95	28,30	27,52	25,82	23,61	26,62	26,86	25,43	23,22	22,06	25,33	18,55	24,18
	Прирост, Гкал		3 310,56	6 781,07	9 394,03	24 735,03	34 966,37	35 858,32	37 062,38	35 736,00	36 208,79	34 816,45	32 778,25	32 338,19	34 132,98	33 695,70	32 089,01	30 036,45	30 305,47	29 358,23	28 701,30

Расчет прогнозного отпуска тепловой энергии в г. Нижнекамск от источников тепловой энергии выполнен в соответствии с пунктами 6, 7, 13, 17.1 Порядка формирования сводного прогнозного баланса производства, утвержденного Приказом ФСТ от 12.02.2012 г. № 53-э/1. Согласно п.6 приказа ФСТ основой для формирования сводного прогнозного баланса являются предложения, разрабатываемые производителями тепловой энергии.

Прогнозные объемы отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии, осуществляющих производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, формируются исходя из фактического отпуска тепловой энергии, среднегодового фактического потребления тепловой энергии за 3 периода регулирования, предшествующие расчетному (п.17.1 приказа ФСТ) с учетом динамики изменения объемов потребления (п.13 приказа ФСТ).

1. Расчет прогнозного на 2023 год суммарного по источникам объема отпуска тепловой энергии 1 885,36 тыс. Гкал сформирован на основании среднего суммарного значения фактических показателей за последние три года (2019-2021) и перспективных приростов отпуска тепловой энергии.

2. Прогнозный объем потерь тепловой энергии по сетям НКТС 193,73 тыс. Гкал сформирован на основании среднего суммарного значения фактических показателей за последние три года (2019-2021).

3. Объем полезного отпуска потребителям, присоединенным к сетям НКТС, в размере 34,56 тыс. Гкал сформирован на основании среднего суммарного значения фактических показателей за последние три года (2019-2021).

4. Объем отпуска тепловой энергии в ЦТП АО «ВКиЭХ» 1 657,07 тыс. Гкал путем вычитания из объемов отпуска тепловой энергии от источников теплоты объемов потерь по сетям НКТС и полезного отпуска потребителям, присоединенным к сетям НКТС.

5. Прогнозные потери по сетям АО «ВКиЭХ» в объеме 297,96 тыс. Гкал сформированы на основании среднего суммарного значения фактических показателей за последние три года (2019-2021)., в том числе:

- по сети отопления 188,66 тыс. Гкал;
- по сети ГВС АО «ВКиЭХ» 109,30 тыс. Гкал.

Расчет объем потерь тепловой энергии по сетям ГВС АО «ВКиЭХ» представлен ниже.

6. Потери по сетям АО «ВКиЭХ» в объеме 222,4 тыс. Гкал принятые по данным, учтенным ГКРТТ при расчете долгосрочных тарифов (Приложение 2 к Постановлению ГКРТТ от 19.12.2018 № 5-106/тэ).

7. Объем полезного отпуска потребителям, присоединенным к сетям АО «ВКиЭХ» составит 1 468,41 тыс. Гкал, в том числе:

- объем поставки 240,05 тыс. Гкал для целей горячего водоснабжения потребителям АО «ВКиЭХ» принят на основании среднего значения показателей за 2019-2021 г.;

- потерь по сетям ГВС АО «ВКиЭХ» 109,30 тыс. Гкал, расчет представлен ниже;

- полезного отпуска потребителям АО «Татэнерго», присоединенным к сетям АО «ВКиЭХ» 1 119,05 тыс.Гкал.

8. Объем полезного отпуска потребителям по г.Нижекамск в целом составляет 1 502,97 тыс.Гкал ($34,56 + 1468,41 = 1\,502,97$ тыс.Гкал).

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 Российской Федерации от 8 августа 2012 г. № 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.

В актуализируемой Схеме теплоснабжения учтено значение фактических потерь тепловой энергии, рассчитанное исходя из фактических данных приборов учета в ЦТП в летний период (без влияния тепловой нагрузки отопления), как наиболее достоверных данных ввиду отсутствия приборного учета в ЦТП АО «ВКиЭХ».

Увеличение значения потерь тепловой энергии в сетях горячей воды, реализуемых АО «Татэнерго» в адрес АО «ВКиЭХ», вероятно приведет к увеличению тарифа транспортировки тепловой энергии по тепловым сетям АО «ВКиЭХ» (платательщик АО «Татэнерго» в адрес АО «ВКиЭХ» за услуги по передаче тепловой энергии до абонентов АО «Татэнерго»).

Решение вопроса значения потерь тепловой энергии в сетях АО «ВКиЭХ»: установка со стороны АО «ВКиЭХ» приборов учета тепловой энергии на централизованную систему горячего водоснабжения.

Место установки: в ЦТП АО «ВКиЭХ».

В таблице ниже представлены данные по приведенному под период реализации потребителям отпуск тепловой энергии в сети АО «ВКиЭХ», фактические полезный отпуск тепла потребителям.

Табл. 4.10. Расчет потерь в сетях горячей воды по фактическим данным за 2021 год, тыс. Гкал

	июнь	июль	август	
Отпуск в ЦТП	33,866	25,403	28,543	По показаниям ПУ в ЦТП приведенные за период реализации с добавлением нормативных потерь от ГР до ПУ. Период реализации с 21.05.2020 по 20.08.2020
Реализация потребителям всего:	19,624	17,135	16,631	Период съема ПУ с 21.05.2021 по 20.08.2021
Реализация АО «Татэнерго» от тепловых сетей (ИВВП ГВС в МКД)	4,046	2,785	2,276	Фактические данные АО «Татэнерго»
Реализация АО «ВКиЭХ» от сетей горячей воды	15,578	14,351	14,354	Фактические данные АО «ВКиЭХ»
Потери по факту всего:	14,243	8,268	11,912	Разница между отпуском в ЦТП и реализацией потребителям
в т. ч. по тепловым сетям	2,936	1,344	1,630	Распределено пропорционально объему реализации АО «Татэнерго» и АО «ВКиЭХ»
в т. ч. по сетям горячей воды	11,306	6,924	10,282	

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. 4.11.

Табл. 4.11. Норматив затрат тепловой энергии на приготовление 1м³ горячей воды

Система горячего водоснабжения (открытая, закрытая)	С наружной сетью горячего водоснабжения	Коэффициент фактических затрат тепловой энергии при подогреве на 55 °С (60 °С - 5 °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 расходов АО «ВКиЭХ» на приготовление и поставку горячего водоснабжения с учетом индексации представлен в таблице 4.12. (прогнозные значения).

Табл. 4.12. Анализ затрат АО «ВКиЭХ» на приготовление и поставку ГВС

Затраты в содержание системы ГВС	Ед. изм.	Прогноз на 2023 год
Покупка потерь ГВС	тыс. руб.	116 300
Покупка энергетических ресурсов и воды	тыс. руб.	30 780
ФОТ и отчисления	тыс. руб.	143 750
Расходы по содержанию и эксплуатации	тыс. руб.	84 218
Цеховые, общехозяйственные расходы, прибыль	тыс. руб.	25 793
Всего затраты на поставку ГВС	тыс. руб.	356 384
Затраты на обслуживание ЦТП	тыс. руб.	140 128

Анализ всех расходов АО «ВКиЭХ» на приготовление и поставку ГВС показал, что исключение ЦТП и сетей ГВС с переходом на ИТП позволит высвободить более 247 млн. руб. ежегодно, которые можно направить в реализацию проекта.

Для перехода на индивидуальные тепловые пункты потребуется оснастить ИТП 962 потребителя ГВС.

Реализацию проекта предлагается выполнить кустовым способом в течение 10 лет с 2024 года по 2033 год, с ежегодным закрытием 9-10 ЦТП. Это позволит со второго года реализации проекта направлять высвободившееся финансовые средства на софинансирование программы по установке ИТП.

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

Оценка необходимых капитальных вложений на реализацию проекта перехода от ЦТП к ИТП выполнена на основании актуальных коммерческих предложений, приведенных в Главе 5 ОМ, с учетом увеличения на 25% на строительно-монтажные работы.

Табл. 4.13. Проект по переходу на ИТП

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
Строителей-11	Уз. ГВС ж.д.11	ЦТП 4	0,115241	0,230482	2,4375	2024
Строителей-15а	Узел ГВС	ЦТП 4	0,006	0,012	2,25	2024
Строителей-21а	Узел ГВС д/с №3	ЦТП 4	0,1092	0,2184	2,4375	2024
Строителей-11а	Узел ГВС	ЦТП 4	0,091653	0,183306	2,25	2024
Строителей-11б	Уз.ГВС ж.д.11б	ЦТП 4	0,12675	0,2535	2,4375	2024
Строителей-11в	Уз. ГВС ж.д.11в	ЦТП 4	0,12675	0,2535	2,4375	2024
Строителей-13	Уз.ГВС ж.д.13	ЦТП 4	0,09505	0,1901	2,25	2024
Строителей-13а	Уз.ГВС ж.д.13а	ЦТП 4	0,09505	0,1901	2,25	2024
Строителей-13б	Уз.ГВС ж.д.13б	ЦТП 4	0,09505	0,1901	2,25	2024
Строителей-13в	Уз.ГВС ж.д.13в	ЦТП 4	0,09505	0,1901	2,25	2024
Строителей-15	Узел ГВС	ЦТП 4	0,09505	0,1901	2,25	2024
Строителей-17	Узел ГВС	ЦТП 4	0,12675	0,2535	2,4375	2024
Строителей-19	Узел ГВС	ЦТП 4	0,12675	0,2535	2,4375	2024

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
Строителей-21	Узел ГВС	ЦТП 4	0,12675	0,2535	2,4375	2024
Строителей-23	Узел ГВС	ЦТП 4	0,178	0,356	2,5625	2024
Юности-1	Узел ГВС	ЦТП 4	0,178	0,356	2,5625	2024
Юности-5	Узел ГВС	ЦТП 4	0,0918	0,1836	2,25	2024
Юности-3	Узел ГВС	ЦТП 4	0,099702	0,199404	2,25	2024
Юности-3а	Узел ГВС	ЦТП 4	0,1014	0,2028	2,4375	2024
Юности-3б	Узел ГВС	ЦТП 4	0,1014	0,2028	2,4375	2024
Юности-7	Узел ГВС р-н "Кристал"	ЦТП 4	0,081	0,162	2,25	2024
Юности-7	Узел ГВС клуб "Титан"	ЦТП 4	0,00095	0,0019	2,25	2024
Юности-7б	Узел ГВС Оздоровит. центр	ЦТП 4	0,017875	0,03575	2,25	2024
Строителей-23а	Узел ГВС м-н "Фактория"	ЦТП 4	0,0015	0,003	2,25	2024
Юности-9	Узел ГВС	ЦТП 5	0,178	0,356	2,5625	2024
Юности-9а	Узел ГВС	ЦТП 5	0,12675	0,2535	2,4375	2024
Юности-9б	Узел ГВС	ЦТП 5	0,12675	0,2535	2,4375	2024
Юности-9в	Узел ГВС	ЦТП 5	0,0919	0,1838	2,25	2024
Тукая-20	Узел ГВС	ЦТП 5	0,178	0,356	2,5625	2024
Тукая-22	Уз.ГВС ж.д.22	ЦТП 5	0,12675	0,2535	2,4375	2024
Тукая-24	Узел ГВС	ЦТП 5	0,178	0,356	2,5625	2024
Тукая-26	Узел ГВС	ЦТП 5	0,09505	0,1901	2,25	2024
Тукая-20а	Узел ГВС	ЦТП 5	0,042	0,084	2,25	2024
Строителей-33	Узел ГВС	ЦТП 6	0,155	0,31	2,5625	2024
Химиков-52	Узел ГВС	ЦТП 6	0,196	0,392	2,5625	2024
Химиков-50	Узел ГВС	ЦТП 6	0,1316895	0,263379	2,4375	2024
Строителей-33а	Узел ГВС	ЦТП 6	0,155	0,31	2,5625	2024
Строителей-31	Узел ГВС	ЦТП 6	0,12675	0,2535	2,4375	2024
Строителей-29	Узел ГВС	ЦТП 6	0,12675	0,2535	2,4375	2024
Строителей-27	Узел ГВС	ЦТП 6	0,12675	0,2535	2,4375	2024
Строителей-25	Узел ГВС	ЦТП 6	0,12675	0,2535	2,4375	2024
Менделеева-2	Узел ГВС	ЦТП 6	0,42775	0,8555	2,75	2024
Юности-8	Узел ГВС	ЦТП 7	0,0837	0,1674	2,25	2024
Юности-10	Узел ГВС	ЦТП 7	0,0787	0,1574	2,25	2024
Тукая-30	Узел ГВС	ЦТП 7	0,0837	0,1674	2,25	2024
Тукая-32	Узел ГВС	ЦТП 7	0,0837	0,1674	2,25	2024
Тукая-34	Узел ГВС	ЦТП 7	0,1045	0,209	2,4375	2024
Юности-6	Узел ГВС	ЦТП 7	0,0818	0,1636	2,25	2024
Юности-6а	Узел ГВС	ЦТП 7	0,109	0,218	2,4375	2024

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
Юности-66	Узел ГВС	ЦТП 7	0,03	0,06	2,25	2024
Тукая-36	Узел ГВС	ЦТП 8	0,104625	0,20925	2,4375	2024
Тукая-38	Узел ГВС	ЦТП 8	0,0837	0,1674	2,25	2024
Тукая-40	Узел ГВС	ЦТП 8	0,104625	0,20925	2,4375	2024
Химиков-44	Узел ГВС	ЦТП 8	0,1109	0,2218	2,4375	2024
Химиков-44	Узел ГВС	ЦТП 8	0,1109	0,2218	2,4375	2024
Химиков-46	Узел ГВС	ЦТП 8	0,0837	0,1674	2,25	2024
Химиков-48	Узел ГВС	ЦТП 8	0,0918	0,1836	2,25	2024
Химиков-48а (кафе "Ред Хауз")	Узел ГВС	ЦТП 8	0,015	0,03	2,25	2024
Химиков-46а	Узел ГВС	ЦТП 8	0,0837	0,1674	2,25	2024
Химиков-46б	Узел ГВС	ЦТП 8	0,0837	0,1674	2,25	2024
Тукая-19/17	Узел ГВС	ЦТП 9	0,198	0,396	2,5625	2024
Юности-19	Узел ГВС	ЦТП 9	0,198	0,396	2,5625	2024
Юности-21/16	Узел ГВС	ЦТП 9	0,198	0,396	2,5625	2024
Корабельная-14	Узел ГВС	ЦТП 9	0,31	0,62	2,75	2024
Юности-21а	Узел ГВС	ЦТП 9	0,12	0,24	2,4375	2024
Юности-21б	Узел ГВС	ЦТП 9	0,12	0,24	2,4375	2024
Детский сад №15	Узел ГВС	ЦТП 9	0,1098	0,2196	2,4375	2024
Юности-21в	Узел ГВС	ЦТП 9	0,12	0,24	2,4375	2024
Корабельная-14а	Узел ГВС	ЦТП 9	0,12	0,24	2,4375	2024
Корабельная-12	Узел ГВС	ЦТП 9	0,0666	0,1332	2,25	2024
м-н	Узел ГВС	ЦТП 9	0,018	0,036	2,25	2024
м-н	Узел ГВС	ЦТП 9	0,018	0,036	2,25	2024
м-н	Узел ГВС	ЦТП 9	0,018	0,036	2,25	2024
Корабельная-10 (м-н "Домовой")	Узел ГВС	ЦТП 9	0,1056	0,2112	2,4375	2024
Корабельная-8	Узел ГВС	ЦТП 9	0,01863	0,03726	2,25	2024
Почта, Сбербанк, Аптека	Узел ГВС	ЦТП 9	0,023264	0,046528	2,25	2024
Корабельная-14б	Уз.ГВС	ЦТП 9	0,099	0,198	2,25	2024
Тукая-17	Узел ГВС	ЦТП 9	0,198	0,396	2,5625	2024
Тукая-15 (Школа-№6)	Узел ГВС	ЦТП 9	0,0645	0,129	2,25	2024
Тукая-13 (Пед. училище)	Узел ГВС	ЦТП 9	0,0645	0,129	2,25	2024

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
ДЮСШ-1	Уз.ГВС ДЮСШ-1	ЦТП 9	0,1275	0,255	2,4375	2024
Центр детского творчества	Узел ГВС	ЦТП 9	0,0645	0,129	2,25	2024
ДЮСШ-2	Узел ГВС	ЦТП 9	0,15	0,3	2,5625	2024
Юности-20	Узел ГВС	ЦТП 10	0,0493	0,0986	2,25	2024
Корабельная-20а	Узел ГВС	ЦТП 10	0,297	0,594	2,75	2024
Юности-26	Узел ГВС	ЦТП 10	0,198	0,396	2,5625	2024
Юности-24	Узел ГВС	ЦТП 10	0,132	0,264	2,4375	2024
Юности-22	Узел ГВС	ЦТП 10	0,0493	0,0986	2,25	2024
Юности-20а	Узел ГВС	ЦТП 10	0,0666	0,1332	2,25	2024
Корабельная-20	Узел ГВС	ЦТП 10	0,193058	0,386116	2,5625	2024
Корабельная-22 (м-н "Евролюкс)	Узел ГВС	ЦТП 10	0,010575	0,02115	2,25	2024
Корабельная-24	Узел ГВС	ЦТП 10	0,0666	0,1332	2,25	2024
Корабельная-26	Узел ГВС	ЦТП 10	0,198	0,396	2,5625	2024
Корабельная-28	Узел ГВС	ЦТП 10	0,155	0,31	2,5625	2024
Химиков-32	Узел ГВС	ЦТП 10	0,0666	0,1332	2,25	2024
Химиков-30	Узел ГВС	ЦТП 10	0,12	0,24	2,4375	2024
Химиков-30а	Узел ГВС	ЦТП 10	0,12	0,24	2,4375	2024
Химиков-30б	Узел ГВС	ЦТП 10	0,104625	0,20925	2,4375	2024
м-н №9	Узел ГВС	ЦТП 10	0,016	0,032	2,25	2024
Химиков-36а	Узел ГВС	ЦТП 10	0,12	0,24	2,4375	2024
Химиков-36	Узел ГВС	ЦТП 10	0,095329	0,190658	2,25	2024
Химиков-36 (м-н "Чингинсхан)	Узел ГВС	ЦТП 10	0,003	0,006	2,25	2024
м-н №9	Узел ГВС	ЦТП 10	0,019	0,038	2,25	2024
м-н №9	Узел ГВС	ЦТП 10	0,019	0,038	2,25	2024
т/ц Аркада	Узел ГВС	ЦТП 10	0,0125	0,025	2,25	2024
Юности 24б (Д/С №14)	Узел ГВС	ЦТП 10	0,1098	0,2196	2,4375	2024
Корабельная-20б (Д/С №16)	Узел ГВС	ЦТП 10	0,1098	0,2196	2,4375	2024
Химиков-34А	Уз.ГВС д.с.1	ЦТП 10	0,113	0,226	2,4375	2024
Тукая-39	Узел ГВС	ЦТП 11	0,099	0,198	2,25	2024
Химиков-36	Узел ГВС	ЦТП 11	0,0995	0,199	2,25	2024
Химиков-36	Узел ГВС	ЦТП 11	0,0995	0,199	2,25	2024
Химиков-36б	Узел ГВС	ЦТП 11	0,099	0,198	2,25	2024
Химиков-36в	Узел ГВС	ЦТП 11	0,099	0,198	2,25	2024
Химиков-36г	Узел ГВС	ЦТП 11	0,099	0,198	2,25	2024
Тукая-33	Узел ГВС	ЦТП 11	0,099	0,198	2,25	2024

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
Тукая-35	Узел ГВС	ЦТП 11	0,099	0,198	2,25	2024
Тукая-31	Узел ГВС	ЦТП 11	0,094238	0,188476	2,25	2024
Тукая-31	Узел ГВС	ЦТП 11	0,094238	0,188476	2,25	2024
Юности-14а	Узел ГВС	ЦТП 11	0,12	0,24	2,4375	2024
Юности-14а	Узел ГВС	ЦТП 11	0,12	0,24	2,4375	2024
Тукая-35 (Детский сад №17)	Узел ГВС	ЦТП 11	0,1095	0,219	2,4375	2024
Тукая-37	Узел ГВС	ЦТП 11	0,0665	0,133	2,25	2024
Юности-12	Узел ГВС	ЦТП 11	0,068	0,136	2,25	2024
Юности-14	Узел ГВС	ЦТП 11	0,0645	0,129	2,25	2024
Юности-16	Узел ГВС	ЦТП 11	0,0645	0,129	2,25	2024
Юности-18	Узел ГВС	ЦТП 11	0,0645	0,129	2,25	2024
Химиков-38	Узел ГВС	ЦТП 11	0,227	0,454	2,75	2024
Школа №8	Узел ГВС	ЦТП 11	0,0645	0,129	2,25	2024
Юности-16б	Уз.ГВС трактир "Амбар"	ЦТП 11	0,0248955	0,049791	2,25	2024
Юности-16а	Уз.ГВС кафе "ВДВ"	ЦТП 11	0,029575	0,05915	2,25	2024
30 Лет Победы-2	Узел ГВС	ЦТП 12	0,1	0,2	2,4375	2025
30 Лет Победы-2	Узел ГВС	ЦТП 12	0,1	0,2	2,4375	2025
30 Лет Победы-4	Узел ГВС	ЦТП 12	0,0989195	0,197839	2,25	2025
30 Лет Победы-4	Узел ГВС	ЦТП 12	0,0989195	0,197839	2,25	2025
30 Лет Победы-6	Узел ГВС	ЦТП 12	0,1285	0,257	2,4375	2025
30 Лет Победы-10	Узел ГВС	ЦТП 12	0,1	0,2	2,4375	2025
30 Лет Победы-10	Узел ГВС	ЦТП 12	0,1	0,2	2,4375	2025
30 Лет Победы-12/19	Узел ГВС	ЦТП 12	0,150302	0,300604	2,5625	2025
30 Лет Победы-3	Узел ГВС	ЦТП 12	0,153	0,306	2,5625	2025
30 Лет Победы-1 (д.с.Олимпийск	Узел ГВС	ЦТП 12	0,155	0,31	2,5625	2025
30 Лет Победы-7	Узел ГВС	ЦТП 12	0,1605915	0,321183	2,5625	2025
30 Лет Победы-9	Узел ГВС	ЦТП 12	0,150189	0,300378	2,5625	2025
30 Лет Победы-11	Узел ГВС	ЦТП 12	0,149965	0,29993	2,4375	2025
Студенческая-11 (НХТИ)	Узел ГВС	ЦТП 12	0,1765	0,353	2,5625	2025
Студенческая-11а	Узел ГВС	ЦТП 12	0,19575	0,3915	2,5625	2025
Студенческая-	Узел ГВС	ЦТП 12	0,1765	0,353	2,5625	2025

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
15						
Студенческая-13	Узел ГВС	ЦТП 12	0,1765	0,353	2,5625	2025
Студенческая-17	Узел ГВС	ЦТП 12	0,139	0,278	2,4375	2025
Студенческая-17	Узел ГВС	ЦТП 12	0,139	0,278	2,4375	2025
с/к "Нефтехимик"	Узел ГВС	ЦТП 12	0,15	0,3	2,5625	2025
УСС компрессорная	Узел ГВС	ЦТП 12	0,025	0,05	2,25	2025
Учкомбинат	Узел ГВС	ЦТП 12	0,025	0,05	2,25	2025
Студенческая-25	Узел ГВС	ЦТП 13	0,1	0,2	2,4375	2025
Студенческая-25а	Узел ГВС	ЦТП 13	0,1	0,2	2,4375	2025
Студенческая-27	Узел ГВС	ЦТП 13	0,094	0,188	2,25	2025
Студенческая-27а	Узел ГВС	ЦТП 13	0,04	0,08	2,25	2025
Студенческая-29	Узел ГВС	ЦТП 13	0,09	0,18	2,25	2025
Студенческая-29а	Узел ГВС	ЦТП 13	0,1	0,2	2,4375	2025
Студенческая-29	Узел ГВС	ЦТП 13	0,04	0,08	2,25	2025
Студенческая-31а	Узел ГВС	ЦТП 13	0,04	0,08	2,25	2025
Студенческая-33	Узел ГВС	ЦТП 13	0,1	0,2	2,4375	2025
Студенческая-35	Узел ГВС	ЦТП 13	0,100107	0,200214	2,4375	2025
Корабельная-36	Узел ГВС	ЦТП 13	0,1	0,2	2,4375	2025
Корабельная-36	Узел ГВС	ЦТП 13	0,1	0,2	2,4375	2025
Корабельная-38	Узел ГВС	ЦТП 13	0,109203	0,218406	2,4375	2025
Корабельная-40	Узел ГВС	ЦТП 13	0,1	0,2	2,4375	2025
30 Лет Победы-7а (ГПТУ-63)	Узел ГВС	ЦТП 13	0,2025	0,405	2,75	2025
Строителей-22	Узел ГВС	ЦТП 14	0,127	0,254	2,4375	2025
Строителей-20а	Уз.ГВС ж.д.20а	ЦТП 14	0,178	0,356	2,5625	2025
Строителей-22а	Уз.ГВС ж.д.22а	ЦТП 14	0,12675	0,2535	2,4375	2025
Тихая Аллея-9	Уз.ГВС ж.д.9	ЦТП 14	0,128	0,256	2,4375	2025
Строителей-24	Узел ГВС	ЦТП 14	0,12675	0,2535	2,4375	2025
Строителей-26	Узел ГВС	ЦТП 14	0,12675	0,2535	2,4375	2025
Строителей-	Узел ГВС	ЦТП 14	0,12675	0,2535	2,4375	2025

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
28						
Химиков-54	Узел ГВС	ЦТП 14	0,1783	0,3566	2,5625	2025
Тихая Аллея-11а	Узел ГВС	ЦТП 14	0,1092	0,2184	2,4375	2025
Тихая Аллея-13	Узел ГВС	ЦТП 14	0,1783	0,3566	2,5625	2025
Тихая Аллея-11	Узел ГВС	ЦТП 14	0,12675	0,2535	2,4375	2025
Тихая Аллея-9а	Узел ГВС	ЦТП 14	0,0015	0,003	2,25	2025
Школьный Бульвар-3а	Узел ГВС	ЦТП 15	0,178	0,356	2,5625	2025
Школьный Бульвар-3	Узел ГВС	ЦТП 15	0,2944325	0,588865	2,75	2025
Школьный Бульвар-5/1	Узел ГВС ж.д.5/1	ЦТП 15	0,1882955	0,376591	2,5625	2025
Тихая Аллея-3	Узел ГВС	ЦТП 15	0,1283	0,2566	2,4375	2025
Тихая Аллея-7	Узел ГВС	ЦТП 15	0,1283	0,2566	2,4375	2025
Тихая Аллея-5	Узел ГВС	ЦТП 15	0,1783	0,3566	2,5625	2025
Химиков-58а	Узел ГВС	ЦТП 16	0,155	0,31	2,5625	2025
Тихая Аллея-12	Узел ГВС	ЦТП 16	0,1795	0,359	2,5625	2025
Тихая Аллея-14	Узел ГВС	ЦТП 16	0,1192845	0,238569	2,4375	2025
Химиков-58	Узел ГВС	ЦТП 16	0,1014	0,2028	2,4375	2025
Химиков-60	Узел ГВС	ЦТП 16	0,2255895	0,451179	2,75	2025
50 Лет Октября-23/62	Узел ГВС	ЦТП 16	0,0918	0,1836	2,25	2025
50 Лет Октября-21	Узел ГВС	ЦТП 16	0,104625	0,20925	2,4375	2025
50 Лет Октября-19	Узел ГВС	ЦТП 16	0,104625	0,20925	2,4375	2025
50 Лет Октября-17	Узел ГВС	ЦТП 16	0,0918	0,1836	2,25	2025
50 Лет Октября-15	Узел ГВС	ЦТП 16	0,102742	0,205484	2,4375	2025
50 Лет Октября-13	Узел ГВС	ЦТП 16	0,102742	0,205484	2,4375	2025
50 Лет Октября-11	Узел ГВС	ЦТП 16	0,0818	0,1636	2,25	2025
50 Лет Октября-17а	Узел ГВС	ЦТП 16	0,1092	0,2184	2,4375	2025
Химиков-56	Узел ГВС	ЦТП 16	0,126	0,252	2,4375	2025
50 Лет Октября-3а	Узел ГВС	ЦТП 17	0,1092	0,2184	2,4375	2025
Тихая Аллея-8	Узел ГВС	ЦТП 17	0,104625	0,20925	2,4375	2025
50 Лет Октября-9	Узел ГВС	ЦТП 17	0,0837	0,1674	2,25	2025
Тихая Аллея-4	Узел ГВС	ЦТП 17	0,104625	0,20925	2,4375	2025
Тихая Аллея-6	Узел ГВС	ЦТП 17	0,1674	0,3348	2,5625	2025
50 Лет Октября-5	Узел ГВС	ЦТП 17	0,104625	0,20925	2,4375	2025

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
50 Лет Октября-7	Узел ГВС	ЦТП 17	0,0918	0,1836	2,25	2025
50 Лет Октября-3	Узел ГВС	ЦТП 17	0,104625	0,20925	2,4375	2025
Школьный Бульвар-1/11	Узел ГВС	ЦТП 17	0,0818	0,1636	2,25	2025
Школьный Бульвар-9	Узел ГВС	ЦТП 17	0,0835	0,167	2,25	2025
Школьный Бульвар-7/2	Узел ГВС	ЦТП 17	0,19575	0,3915	2,5625	2025
50 Лет Октября-6а	Узел ГВС	ЦТП 18	0,17	0,34	2,5625	2025
50 Лет Октября-6	Узел ГВС №1	ЦТП 18	0,1625	0,325	2,5625	2025
50 Лет Октября-6	Узел ГВС №2	ЦТП 18	0,1625	0,325	2,5625	2025
Химиков-66а	Узел ГВС	ЦТП 18	0,132	0,264	2,4375	2025
Химиков-66б	Узел ГВС	ЦТП 18	0,132	0,264	2,4375	2025
50 Лет Октября-2а	Узел ГВС	ЦТП 18	0,13175	0,2635	2,4375	2025
50 Лет Октября-4	Узел ГВС	ЦТП 18	0,155	0,31	2,5625	2025
50 Лет Октября-6в	Узел ГВС	ЦТП 18	0,093	0,186	2,25	2025
50 Лет Октября-6б	Узел ГВС	ЦТП 18	0,132	0,264	2,4375	2025
50 Лет Октября-8а	Узел ГВС	ЦТП 18	0,132	0,264	2,4375	2025
50 Лет Октября-8б	Узел ГВС	ЦТП 18	0,093	0,186	2,25	2025
50 Лет Октября-8	Узел ГВС	ЦТП 18	0,13175	0,2635	2,4375	2025
50 Лет Октября-10	Узел ГВС	ЦТП 18	0,17	0,34	2,5625	2025
50 Лет Октября-12	Узел ГВС	ЦТП 18	0,325	0,65	2,75	2025
Химиков-64а	Уз.ГВС	ЦТП 18	0,1098	0,2196	2,4375	2025
Химиков-70а	Узел ГВС	ЦТП 19	0,17	0,34	2,5625	2025
Химиков-68а	Узел ГВС	ЦТП 19	0,1098	0,2196	2,4375	2025
Химиков-70б	Узел ГВС	ЦТП 19	0,093	0,186	2,25	2025
Химиков-72а	Узел ГВС	ЦТП 19	0,132	0,264	2,4375	2025
Химиков-72б	Узел ГВС	ЦТП 19	0,132	0,264	2,4375	2025
Химиков-72в	Узел ГВС	ЦТП 19	0,132	0,264	2,4375	2025
Химиков-72г	Узел ГВС	ЦТП 19	0,132	0,264	2,4375	2025
Химиков-72д	Узел ГВС	ЦТП 19	0,132	0,264	2,4375	2025
Химиков-70в	Узел ГВС	ЦТП 19	0,099	0,198	2,25	2025
Химиков-70г	Узел ГВС	ЦТП 19	0,093	0,186	2,25	2025
Химиков-68б	Узел ГВС	ЦТП 19	0,1098	0,2196	2,4375	2025
Химиков-70д	Узел ГВС	ЦТП 19	0,099	0,198	2,25	2025
Вахитова-27	Узел ГВС	ЦТП 20	0,03	0,06	2,25	2025
Вахитова-31а	Узел ГВС	ЦТП 20	0,15645	0,3129	2,5625	2025

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
Химиков-80а	Узел ГВС	ЦТП 20	0,15645	0,3129	2,5625	2025
Химиков-82а	Узел ГВС	ЦТП 20	0,211	0,422	2,75	2025
Химиков-82б	Узел ГВС	ЦТП 20	0,211	0,422	2,75	2025
Вахитова-31б	Узел ГВС	ЦТП 20	0,1098	0,2196	2,4375	2025
Вахитова-27б	Узел ГВС	ЦТП 21	0,211	0,422	2,75	2026
Вахитова-25а	Узел ГВС	ЦТП 21	0,15645	0,3129	2,5625	2026
Вахитова-27а	Узел ГВС	ЦТП 21	0,211	0,422	2,75	2026
Химиков-80в	Узел ГВС	ЦТП 21	0,156	0,312	2,5625	2026
Гагарина-7а	Узел ГВС	ЦТП 21	0,09261	0,18522	2,25	2026
Гагарина-5а	Узел ГВС	ЦТП 21	0,1098	0,2196	2,4375	2026
Гагарина-7б	Узел ГВС	ЦТП 21	0,039	0,078	2,25	2026
Гагарина-9	Узел ГВС	ЦТП 21	0,211	0,422	2,75	2026
Гагарина-7	Узел ГВС	ЦТП 21	0,19575	0,3915	2,5625	2026
Гагарина-7в	Узел ГВС	ЦТП 21	0,0945	0,189	2,25	2026
Гагарина-7б	Узел ГВС	ЦТП 21	0,003	0,006	2,25	2026
Химиков-76г	Узел ГВС ж.д.76г	ЦТП 22	0,112	0,224	2,4375	2026
Химиков-76д	Узел ГВС	ЦТП 22	0,112	0,224	2,4375	2026
Химиков-78в	Уз.ГВС ж.д.78в	ЦТП 22	0,132	0,264	2,4375	2026
Химиков-78а	Уз.ГВС ж.д.78а	ЦТП 22	0,132	0,264	2,4375	2026
Химиков-78г	Уз.ГВС ж.д.78г	ЦТП 22	0,17	0,34	2,5625	2026
Химиков-74б	Уз.ГВС	ЦТП 22	0,1098	0,2196	2,4375	2026
Гагарина-1в	Уз.ГВС	ЦТП 22	0,0645	0,129	2,25	2026
Гагарина-3В	Уз.ГВС	ЦТП 22	0,0645	0,129	2,25	2026
Химиков-76а	Уз.ГВС	ЦТП 22	0,17	0,34	2,5625	2026
Химиков-76б	Уз.ГВС	ЦТП 22	0,112	0,224	2,4375	2026
Химиков-74а	Уз.ГВС	ЦТП 22	0,1098	0,2196	2,4375	2026
Спортивная-9	Узел ГВС	ЦТП 23	0,14955	0,2991	2,4375	2026
Спортивная-11	Узел ГВС	ЦТП 23	0,14955	0,2991	2,4375	2026
Спортивная-13	Узел ГВС	ЦТП 23	0,3854	0,7708	2,75	2026
Спортивная-13а	Узел ГВС	ЦТП 23	0,0975	0,195	2,25	2026
Спортивная-17а	Узел ГВС	ЦТП 23	0,253	0,506	2,75	2026
Спортивная-17	Узел ГВС	ЦТП 23	0,1302	0,2604	2,4375	2026
Спортивная-15	Узел ГВС	ЦТП 23	0,1431995	0,286399	2,4375	2026
Гагарина-1	Уз.ГВС	ЦТП 23	0,14955	0,2991	2,4375	2026
Гагарина-3а	Уз.ГВС	ЦТП 23	0,0975	0,195	2,25	2026
Гагарина-3	Уз.ГВС	ЦТП 23	0,268	0,536	2,75	2026
Гагарина-5	Уз.ГВС	ЦТП 23	0,253	0,506	2,75	2026
Гагарина-3б	Уз.ГВС	ЦТП 23	0,0975	0,195	2,25	2026
Гагарина-2	Узел ГВС	ЦТП 24	0,2395	0,479	2,75	2026
Гагарина-4	Уз.ГВС ж.д.4	ЦТП 24	0,2945	0,589	2,75	2026

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
Гагарина-2а	Уз.ГВС ж.д.2а	ЦТП 24	0,2896955	0,579391	2,75	2026
Спортивная-19а	Уз.ГВС	ЦТП 24	0,113	0,226	2,4375	2026
Спортивная-23	Уз.ГВС	ЦТП 24	0,1302	0,2604	2,4375	2026
Спортивная-21	Уз.ГВС	ЦТП 24	0,1799815	0,359963	2,5625	2026
Спортивная-20	Уз.ГВС	ЦТП 24	0,113	0,226	2,4375	2026
Спортивная-18	Уз.ГВС	ЦТП 24	0,0325	0,065	2,25	2026
Спортивная-12а	Уз.ГВС ср.шк-12	ЦТП 24	0,1799815	0,359963	2,5625	2026
Гагарина-8	Уз.ГВС ж.д.8	ЦТП 25	0,175	0,35	2,5625	2026
Вахитова-19	Уз.ГВС ж.д.19	ЦТП 25	0,1992285	0,398457	2,5625	2026
Вахитова-21/10	Уз.ГВС ж.д.21/10	ЦТП 25	0,2015	0,403	2,75	2026
Вахитова-13	Уз.ГВС ж.д.13	ЦТП 25	0,197916	0,395832	2,5625	2026
Вахитова-17	Уз.ГВС	ЦТП 25	0,1973305	0,394661	2,5625	2026
Вахитова-15а	Уз.ГВС	ЦТП 25	0,113	0,226	2,4375	2026
Чабьинская-7а	Уз.ГВС	ЦТП 25	0,113	0,226	2,4375	2026
Вахитова-11	Уз.ГВС	ЦТП 25	0,2015	0,403	2,75	2026
Вахитова-13а	Уз.ГВС ж.д.13а	ЦТП 25	0,2815	0,563	2,75	2026
Вахитова-15	Уз.ГВС ж.д.15	ЦТП 25	0,229	0,458	2,75	2026
Вахитова-19А	Уз.ГВС ж.д.19А	ЦТП 25	0,2815	0,563	2,75	2026
Гагарина-6	Уз.ГВС м-н "Хыял"	ЦТП 25	0,0162	0,0324	2,25	2026
Гагарина-6	Уз.ГВС	ЦТП 25	0,0210155	0,042031	2,25	2026
Строителей-4а	УГВС	ЦТП 26	0,1045775	0,209155	2,4375	2026
Строителей-4б	Узел ГВС	ЦТП 26	0,09475	0,1895	2,25	2026
Строителей-6	Узел ГВС	ЦТП 26	0,1955	0,391	2,5625	2026
Строителей-6б	Узел ГВС	ЦТП 26	0,09	0,18	2,25	2026
Строителей-8	Узел ГВС	ЦТП 26	0,1955	0,391	2,5625	2026
Строителей-6а	Узел ГВС	ЦТП 26	0,077	0,154	2,25	2026
Строителей-8а	Узел ГВС	ЦТП 26	0,0785	0,157	2,25	2026
Строителей-8б	Узел ГВС	ЦТП 26	0,09	0,18	2,25	2026
Строителей-10	Узел ГВС	ЦТП 26	0,1955	0,391	2,5625	2026
Строителей 6а-б (р-н Жемчюжина	УГВС	ЦТП 26	0,019607	0,039214	2,25	2026
Баня №1	УГВС	ЦТП 26	0,1	0,2	2,4375	2026
Строителей 8а-б (ст. Ашхана)	Узел ГВС	ЦТП 26	0,0195	0,039	2,25	2026
Строителей-12	УГВС Горсовет	ЦТП 26	0,0236875	0,047375	2,25	2026

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
Строителей - 10а	Уз.ГВС столовая "Тазалык"	ЦТП 26	0,01955	0,0391	2,25	2026
Спортивная-3а	Узел ГВС	ЦТП 27	0,113	0,226	2,4375	2026
Школьный Бульвар-4	Узел ГВС	ЦТП 27	0,2	0,4	2,75	2026
Школьный Бульвар-6	Узел ГВС	ЦТП 27	0,125	0,25	2,4375	2026
Школьный Бульвар-8	Узел ГВС	ЦТП 27	0,149	0,298	2,4375	2026
Спортивная-5	Узел ГВС	ЦТП 27	0,15	0,3	2,5625	2026
Спортивная-5а	Узел ГВС	ЦТП 27	0,1	0,2	2,4375	2026
Спортивная-3	Узел ГВС	ЦТП 27	0,1488	0,2976	2,4375	2026
Школьный Бульвар-2	Уз.ГВС ср.шк.3	ЦТП 27	0,080698	0,161396	2,25	2026
Школьный Бульвар-2а	Уз.ГВС	ЦТП 27	0,142	0,284	2,4375	2026
Спортивная-1а	Уз.ГВС стомат.поликлиника	ЦТП 27	0,0040625	0,008125	2,25	2026
Спортивная-1	Уз.ГВС Мед.училище	ЦТП 27	0,0807	0,1614	2,25	2026
Корабельная-21	Узел ГВС	ЦТП 28	0,1519025	0,303805	2,5625	2026
Корабельная-25	Узел ГВС	ЦТП 28	0,22852	0,45704	2,75	2026
Корабельная-23 (ст. "Ашхана")	Узел ГВС	ЦТП 28	0,0525	0,105	2,25	2026
Корабельная-19	Узел ГВС	ЦТП 28	0,2275	0,455	2,75	2026
Корабельная-15	Узел ГВС	ЦТП 28	0,155	0,31	2,5625	2026
Корабельная-11	Узел ГВС	ЦТП 28	0,155	0,31	2,5625	2026
Корабельная-13	Узел ГВС	ЦТП 28	0,2206135	0,441227	2,75	2026
Корабельная-11б	Узел ГВС	ЦТП 28	0,024	0,048	2,25	2026
Корабельная-21б	Узел ГВС	ЦТП 28	0,119	0,238	2,4375	2026
Корабельная-21а	Узел ГВС	ЦТП 28	0,1155	0,231	2,4375	2026
Корабельная-15а	Узел ГВС	ЦТП 28	0,1155	0,231	2,4375	2026
Корабельная-15б	Узел ГВС	ЦТП 28	0,119	0,238	2,4375	2026
Корабельная-11а	Узел ГВС	ЦТП 28	0,1155	0,231	2,4375	2026
Юности-32	Узел ГВС	ЦТП 28	0,119	0,238	2,4375	2026
Химиков-22а	Узел ГВС Д/с №27	ЦТП 29	0,113	0,226	2,4375	2026
Химиков-24	Узел ГВС	ЦТП 29	0,381	0,762	2,75	2026

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
Химиков-22	Узел ГВС	ЦТП 29	0,25	0,5	2,75	2026
Химиков-20	Узел ГВС	ЦТП 29	0,3779525	0,755905	2,75	2026
Химиков-20а	Узел ГВС	ЦТП 29	0,11375	0,2275	2,4375	2026
Юности-36в	ГВС д/с №33	ЦТП 29	0,113	0,226	2,4375	2026
Химиков-20б	Узел ГВС	ЦТП 29	0,08525	0,1705	2,25	2026
Химиков-18б	Узел ГВС	ЦТП 29	0,1881	0,3762	2,5625	2026
Химиков-18а	Узел ГВС	ЦТП 29	0,1881	0,3762	2,5625	2026
Юности-32	Узел ГВС	ЦТП 29	0,1635	0,327	2,5625	2026
Юности-36а	Узел ГВС	ЦТП 29	0,11375	0,2275	2,4375	2026
Юности-36	Узел ГВС-1	ЦТП 29	0,2238725	0,447745	2,75	2026
Юности-36б	Узел ГВС	ЦТП 29	0,08525	0,1705	2,25	2026
Юности-36	Узел ГВС-2	ЦТП 29	0,2238725	0,447745	2,75	2026
Вахитова-7	Узел ГВС	ЦТП 30	0,2015	0,403	2,75	2027
Вахитова-9	Уз.ГВС ж.д.9	ЦТП 30	0,185124	0,370248	2,5625	2027
Чабынская-1/25	Уз.ГВС ж.д.1/25	ЦТП 30	0,1302	0,2604	2,4375	2027
Чабынская-3	Уз.ГВС ж.д.3	ЦТП 30	0,1302	0,2604	2,4375	2027
Чабынская-5	Уз.ГВС ж.д.5	ЦТП 30	0,3137	0,6274	2,75	2027
Чабынская-5а	Уз.ГВС ж.д.5а	ЦТП 30	0,4597495	0,919499	2,75	2027
Чабынская-7	Уз.ГВС ж.д.7	ЦТП 30	0,35	0,7	2,75	2027
Чабынская-19	Уз.ГВС Детский дом	ЦТП 30	0,2571	0,5142	2,75	2027
Химиков-29 (ПЛ-66)	Узел ГВС	ЦТП 31	0,2763305	0,552661	2,75	2027
Химиков-33	Узел ГВС	ЦТП 31	0,4206	0,8412	2,75	2027
Корабельная-30	Узел ГВС-2	ЦТП 31	0,2816545	0,563309	2,75	2027
Корабельная-30	Узел ГВС-1	ЦТП 31	0,2816545	0,563309	2,75	2027
Химиков-31	Узел ГВС	ЦТП 31	0,18026	0,36052	2,5625	2027
Кайманова-3	Узел ГВС-2 ж.д.3	ЦТП 32	0,377321	0,754642	2,75	2027
Кайманова-3а	Узел ГВС	ЦТП 32	0,1565	0,313	2,5625	2027
Кайманова-5	Узел ГВС ж.д.5	ЦТП 32	0,11025	0,2205	2,4375	2027
Химиков-94	Узел ГВС ж.д.94	ЦТП 32	0,4492465	0,898493	2,75	2027
Химиков-96	Узел ГВС ж.д.96	ЦТП 32	0,1565	0,313	2,5625	2027
Химиков-100	Узел ГВС ж.д.100	ЦТП 32	0,34	0,68	2,75	2027
Химиков-94а	Узел ГВС д/с №29	ЦТП 32	0,113	0,226	2,4375	2027
Химиков-102б	Узел ГВС д/с №30	ЦТП 32	0,113	0,226	2,4375	2027
Кайманова-7	Узел ГВС ср.шк. №13	ЦТП 32	0,1785	0,357	2,5625	2027
Кайманова-1	Уз.ГВС СК ЗАО "Чулпан"	ЦТП 32	0,0081	0,0162	2,25	2027
Химиков-102	Узел ГВС ж.д.102	ЦТП 33	0,2808	0,5616	2,75	2027
Химиков-104	Узел ГВС ж.д.104	ЦТП 33	0,1565	0,313	2,5625	2027
Химиков-108	Узел ГВС ж.д.108	ЦТП 33	0,34	0,68	2,75	2027
Химиков-110	Узел ГВС ж.д.110	ЦТП 33	0,2808005	0,561601	2,75	2027

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
Химиков-112	Узел ГВС ж.д.112	ЦТП 33	0,15	0,3	2,5625	2027
Кайманова-11	Узел ГВС ж.д.11	ЦТП 33	0,357672	0,715344	2,75	2027
Лесная-25	Узел ГВС ж.д.25	ЦТП 33	0,121	0,242	2,4375	2027
Лесная-23	Узел ГВС ж.д.23	ЦТП 33	0,121	0,242	2,4375	2027
Химиков-110а	Узел ГВС д/с №32	ЦТП 33	0,113	0,226	2,4375	2027
Химиков-106	Узел ГВС ж.д.106	ЦТП 33	0,127	0,254	2,4375	2027
Менделеева-18/2	Узел ГВС ж.д.18	ЦТП 34	0,1566	0,3132	2,5625	2027
Менделеева-16	Узел ГВС ж.д.16	ЦТП 34	0,1566	0,3132	2,5625	2027
Менделеева-14	Узел ГВС ж.д.14	ЦТП 34	0,1566	0,3132	2,5625	2027
Менделеева-12	Узел ГВС ж.д.12	ЦТП 34	0,1566	0,3132	2,5625	2027
Кайманова-4	Узел ГВС ср.шк.№15	ЦТП 34	0,18	0,36	2,5625	2027
Гагарина-27	Узел ГВС ж.д.27	ЦТП 34	0,2630715	0,526143	2,75	2027
Гагарина-29	Уз.ГВС-1 ж.д.29	ЦТП 34	0,33065	0,6613	2,75	2027
Гагарина-29а	Узел ГВС д/с №31	ЦТП 34	0,113	0,226	2,4375	2027
Кайманова-6	Узел ГВС ж.д.6	ЦТП 35	0,11025	0,2205	2,4375	2027
Кайманова-8	Узел ГВС ж.д.8	ЦТП 35	0,11025	0,2205	2,4375	2027
Кайманова-12	Узел ГВС ж.д.12	ЦТП 35	0,11025	0,2205	2,4375	2027
Кайманова-14	Узел ГВС ж.д.14	ЦТП 35	0,11025	0,2205	2,4375	2027
Кайманова-18	Узел ГВС ж.д.18	ЦТП 35	0,35568	0,71136	2,75	2027
Кайманова-10	Узел ГВС д/с №34	ЦТП 35	0,113	0,226	2,4375	2027
Кайманова-16а	Узел ГВС ц-р "Милосердие"	ЦТП 35	0,040425	0,08085	2,25	2027
Кайманова-16	Узел ГВС	ЦТП 35	0,02964	0,05928	2,25	2027
Кайманова-18а	Узел ГВС ж.д.18а	ЦТП 35	0,19575	0,3915	2,5625	2027
Гагарина-31	Узел ГВС ж.д.31	ЦТП 35	0,173539	0,347078	2,5625	2027
Гагарина-35	Узел ГВС ж.д.35	ЦТП 35	0,1479735	0,295947	2,4375	2027
Гагарина-35а	Узел ГВС ж.д.35а	ЦТП 35	0,19575	0,3915	2,5625	2027
Гагарина-37	Узел ГВС ж.д.37	ЦТП 35	0,175	0,35	2,5625	2027
Гагарина-41	Узел ГВС ж.д.41	ЦТП 35	0,15	0,3	2,5625	2027
Гагарина-41а	Узел ГВС ж.д.41а	ЦТП 35	0,19575	0,3915	2,5625	2027
Гагарина-45	Узел ГВС ж.д.45	ЦТП 35	0,15075	0,3015	2,5625	2027
Гагарина-29	Уз.ГВС-2 ж.д.29	ЦТП 35	0,09445	0,1889	2,25	2027
Гагарина-16	Узел ГВС	ЦТП 36	0,474435	0,94887	2,75	2027
Гагарина-16а	Узел ГВС	ЦТП 36	0,42245	0,8449	2,75	2027
Гагарина-18	Узел ГВС	ЦТП 36	0,11025	0,2205	2,4375	2027
Гагарина-20	Узел ГВС	ЦТП 36	0,11025	0,2205	2,4375	2027
Гагарина-22	Узел ГВС	ЦТП 36	0,11025	0,2205	2,4375	2027
Гагарина-24	Узел ГВС	ЦТП 36	0,0405	0,081	2,25	2027
Гагарина-22а	Узел ГВС	ЦТП 37	0,15	0,3	2,5625	2027
Гагарина-26	Узел ГВС	ЦТП 37	0,11025	0,2205	2,4375	2027

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
Менделеева-7	Узел ГВС	ЦТП 37	0,3	0,6	2,75	2027
Вахитова-2а	Узел ГВС	ЦТП 37	0,18	0,36	2,5625	2027
Менделеева-5а	Узел ГВС	ЦТП 37	0,05375	0,1075	2,25	2027
Менделеева-3	Узел ГВС	ЦТП 37	0,175	0,35	2,5625	2027
Менделеева-3а	Узел ГВС	ЦТП 37	0,113	0,226	2,4375	2027
Менделеева-1б	Узел ГВС	ЦТП 37	0,175	0,35	2,5625	2027
Менделеева-1а	Узел ГВС	ЦТП 37	0,105	0,21	2,4375	2027
Менделеева-1	Узел ГВС -1	ЦТП 37	0,33878175	0,6775635	2,75	2027
Менделеева-1	Узел ГВС -2	ЦТП 37	0,33878175	0,6775635	2,75	2027
Гагарина-28	Узел ГВС	ЦТП 37	0,11025	0,2205	2,4375	2027
Химиков-16б	Узел ГВС	ЦТП 38	0,2303	0,4606	2,75	2027
Химиков-18г	Узел ГВС	ЦТП 38	0,009175	0,01835	2,25	2027
Химиков-18	Узел ГВС	ЦТП 38	0,5911435	1,182287	2,75	2027
Химиков-12а	Узел ГВС	ЦТП 38	0,142409	0,284818	2,4375	2027
Химиков-12б	Узел ГВС-1	ЦТП 38	0,1525	0,305	2,5625	2027
Химиков-12в	Узел ГВС-1	ЦТП 38	0,1525	0,305	2,5625	2027
Химиков-14	Узел ГВС	ЦТП 38	0,381	0,762	2,75	2027
Химиков-14а	Узел ГВС	ЦТП 38	0,145	0,29	2,4375	2027
Химиков-14б	Узел ГВС	ЦТП 38	0,155	0,31	2,5625	2027
Химиков-16	Узел ГВС	ЦТП 38	0,2285	0,457	2,75	2027
Химиков-16г	Узел ГВС	ЦТП 38	0,2285	0,457	2,75	2027
Типография Гузель	Узел ГВС	ЦТП 38	0,002	0,004	2,25	2027
Химиков-16в	Узел ГВС	ЦТП 38	0,0018	0,0036	2,25	2027
Химиков-12	Узел ГВС	ЦТП 39	0,26259	0,52518	2,75	2027
Химиков-8	Узел ГВС	ЦТП 39	0,45	0,9	2,75	2027
Химиков-6а	Узел ГВС №2	ЦТП 39	0,1725	0,345	2,5625	2027
Химиков-6	Узел ГВС	ЦТП 39	0,149	0,298	2,4375	2027
Химиков-4	Узел ГВС	ЦТП 39	0,149	0,298	2,4375	2027
Химиков-2	Узел ГВС	ЦТП 39	0,149	0,298	2,4375	2027
Химиков-2	Узел ГВС м-н Автозапчасти	ЦТП 39	0,01385	0,0277	2,25	2027
Химиков-6а	Узел ГВС №1	ЦТП 39	0,1725	0,345	2,5625	2027
Химиков-12в	Узел ГВС Д/С-39	ЦТП 39	0,113	0,226	2,4375	2027
Химиков-8б	ГВС школа №19	ЦТП 39	0,2148	0,4296	2,75	2027
Гагарина-4б	Узел ГВС ж.д.4б	ЦТП 40	0,1684	0,3368	2,5625	2027
Лесная-1	Узел ГВС ж.д.1	ЦТП 40	0,1733	0,3466	2,5625	2027
Лесная-1а	Узел ГВС ж.д.1а	ЦТП 40	0,1116	0,2232	2,4375	2027
Лесная-5	Узел ГВС ж.д.5	ЦТП 40	0,1115	0,223	2,4375	2027
Лесная-7	Узел ГВС ж.д.7	ЦТП 40	0,1115	0,223	2,4375	2027
Лесная-9	Узел ГВС ж.д.9	ЦТП 40	0,1115	0,223	2,4375	2027

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
Лесная-11	Узел ГВС ж.д.11	ЦТП 40	0,0488	0,0976	2,25	2027
Лесная-13/50	Узел ГВС ж.д.13	ЦТП 40	0,13625	0,2725	2,4375	2027
Менделеева-2а	Узел ГВС ж.д.2а	ЦТП 40	0,515	1,03	2,75	2027
Менделеева-2б	Узел ГВС ж.д.2б	ЦТП 40	0,1395	0,279	2,4375	2027
Гагарина-44	Узел ГВС	ЦТП 40	0,1763	0,3526	2,5625	2027
Гагарина-48	Узел ГВС ж.д.48	ЦТП 40	0,1116	0,2232	2,4375	2027
Гагарина-52	Узел ГВС ж.д.52	ЦТП 40	0,13405	0,2681	2,4375	2027
Гагарина-54	Узел ГВС ж.д.54	ЦТП 40	0,1175	0,235	2,4375	2027
Гагарина-50а	Узел ГВС д/с 42	ЦТП 40	0,113	0,226	2,4375	2027
Менделеева 8	Уз.ГВС ж.д.8	ЦТП 41	0,1395	0,279	2,4375	2028
Менделеева-4	Узел ГВС	ЦТП 41	0,253	0,506	2,75	2028
Менделеева 4а	Узел ГВС	ЦТП 41	0,1116	0,2232	2,4375	2028
Менделеева 6	Уз. ГВС ж.д.6	ЦТП 41	0,0975	0,195	2,25	2028
Гагарина-34	Узел ГВС	ЦТП 41	0,102436	0,204872	2,4375	2028
Гагарина 36	Узел ГВС ж.д.36	ЦТП 41	0,11025	0,2205	2,4375	2028
Гагарина-36	Узел ГВС пив-бар "Герса"	ЦТП 41	0,04775	0,0955	2,25	2028
Гагарина-38	Узел ГВС ж.д.38	ЦТП 41	0,11025	0,2205	2,4375	2028
Гагарина-38	Узел ГВС м-н "Ак Кош", Ляйсан"	ЦТП 41	0,08265	0,1653	2,25	2028
Гагарина-40	Узел ГВС м-н "Марта"	ЦТП 41	0,0928	0,1856	2,25	2028
Гагарина-42	Узел ГВС ср.школа №42	ЦТП 41	0,2316	0,4632	2,75	2028
Менделеева-2	Узел ГВС	ЦТП 41	0,42775	0,8555	2,75	2028
Строителей-30	Уз.ГВС ж.д.30	ЦТП 42	0,2268	0,4536	2,75	2028
Строителей-32	Уз.ГВС ж.д.32	ЦТП 42	0,4389485	0,877897	2,75	2028
Строителей-32Б	Уз.ГВС д.с.43	ЦТП 42	0,113	0,226	2,4375	2028
Строителей-32А	Уз.ГВС д.с.44	ЦТП 42	0,113	0,226	2,4375	2028
Химиков-51	Уз.ГВС ж.д.51	ЦТП 42	0,1624	0,3248	2,5625	2028
Корабельная-3	Узел ГВС	ЦТП 43	0,2095	0,419	2,75	2028
Корабельная-5	Узел ГВС	ЦТП 43	0,2095	0,419	2,75	2028
Корабельная-7	Узел ГВС	ЦТП 43	0,181065	0,36213	2,5625	2028
Юности-23	Узел ГВС	ЦТП 43	0,0425	0,085	2,25	2028
Юности-23	Узел ГВС	ЦТП 43	0,15	0,3	2,5625	2028
Юности-23	Узел ГВС	ЦТП 43	0,3255	0,651	2,75	2028
Вокзальная-18	Узел ГВС	ЦТП 43	0,115	0,23	2,4375	2028
Юности-25	Узел ГВС	ЦТП 43	0,115	0,23	2,4375	2028
Корабельная-1	Узел ГВС	ЦТП 43	0,234592	0,469184	2,75	2028
Вокзальная-28	Узел ГВС-2	ЦТП 44	0,375	0,75	2,75	2028
Вокзальная-28	Узел ГВС-1	ЦТП 44	0,375	0,75	2,75	2028

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
Вокзальная-30	Узел ГВС	ЦТП 44	0,325	0,65	2,75	2028
Юности-31	Узел ГВС	ЦТП 44	0,113	0,226	2,4375	2028
Юности-33	Узел ГВС	ЦТП 45	0,1244	0,2488	2,4375	2028
Юности-37	Узел ГВС	ЦТП 45	0,1244	0,2488	2,4375	2028
Вокзальная-32	Узел ГВС	ЦТП 45	0,28425	0,5685	2,75	2028
Юности-35	Узел ГВС	ЦТП 45	0,1259	0,2518	2,4375	2028
Вокзальная-32	Узел ГВС	ЦТП 45	0,28425	0,5685	2,75	2028
Менделеева-32	Узел ГВС-1 ж.д.32	ЦТП 46	0,494	0,988	2,75	2028
Менделеева-32	Узел ГВС-2 ж.д.32	ЦТП 46	0,2476515	0,495303	2,75	2028
Менделеева-32б	Узел ГВС ж.д.32	ЦТП 46	0,300978	0,601956	2,75	2028
Менделеева-34	Узел ГВС ж.д.34	ЦТП 46	0,1296115	0,259223	2,4375	2028
Менделеева-36а	Узел ГВС ж.д.36а	ЦТП 46	0,1625	0,325	2,5625	2028
Менделеева-36	Узел ГВС ж.д.36	ЦТП 46	0,1086	0,2172	2,4375	2028
Шинников-47	Узел ГВС ж.д.47	ЦТП 46	0,632	1,264	2,75	2028
Бызова-10б	Узел ГВС	ЦТП 46	0,18	0,36	2,5625	2028
Менделеева-32а	Узел ГВС	ЦТП 46	0,1548615	0,309723	2,5625	2028
Бызова-6	Узел ГВС	ЦТП 47	0,3321145	0,664229	2,75	2028
Бызова-10	Узел ГВС	ЦТП 47	0,3006	0,6012	2,75	2028
Бызова-12	Уз.ГВС ж.д.12	ЦТП 47	0,0637	0,1274	2,25	2028
Бызова-14	Уз.ГВС ж.д.14	ЦТП 47	0,0637	0,1274	2,25	2028
Бызова-16	Уз.ГВС ж.д.16	ЦТП 47	0,0637	0,1274	2,25	2028
Бызова-18	Уз.ГВС ж.д.18	ЦТП 47	0,556427	1,112854	2,75	2028
Бызова-6а	Уз.ГВС д.с.45	ЦТП 47	0,113	0,226	2,4375	2028
Бызова-22а	Уз.ГВС ж.д.22	ЦТП 47	0,130405	0,26081	2,4375	2028
Бызова-22	Уз.ГВС ж.д.22	ЦТП 47	0,07875	0,1575	2,25	2028
Бызова-8	Уз.ГВС м-н "Пятерочка"	ЦТП 47	0,0015	0,003	2,25	2028
Бызова-24	Узел ГВС	ЦТП 48	0,38	0,76	2,75	2028
Бызова-24а	Уз.ГВС ж.д.24а	ЦТП 48	0,0975	0,195	2,25	2028
Бызова-24б	Уз.ГВС ж.д.24б	ЦТП 48	0,1244	0,2488	2,4375	2028
Бызова-26	Уз.ГВС ж.д.26	ЦТП 48	0,5151	1,0302	2,75	2028
Бызова-28	Уз.ГВС ж.д.28	ЦТП 48	0,14835	0,2967	2,4375	2028
Бызова-30	Уз.ГВС ж.д.30	ЦТП 48	0,1335	0,267	2,4375	2028
Бызова-32	Уз.ГВС ж.д.32	ЦТП 48	0,14835	0,2967	2,4375	2028
Шинников-79	Уз.ГВС ж.д.79	ЦТП 48	0,1244	0,2488	2,4375	2028
Шинников-71	Уз.ГВС ж.д.71	ЦТП 48	0,0975	0,195	2,25	2028
Шинников-73	Уз.ГВС ж.д.73	ЦТП 48	0,12675	0,2535	2,4375	2028
Бызова-26а	Уз.ГВС ГУО	ЦТП 48	0,113	0,226	2,4375	2028
Лесная-37	Уз.ГВС д.с.69	ЦТП 48	0,148	0,296	2,4375	2028

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
Бызова-20	Уз.ГВС м-н "Сезам"	ЦТП 48	0,0103	0,0206	2,25	2028
Шинников-81	Узел ГВС	ЦТП 49	0,4716	0,9432	2,75	2028
Шинников-67	Уз.ГВС ж.д.67	ЦТП 49	0,0955	0,191	2,25	2028
Шинников-75	Уз.ГВС ж.д.75	ЦТП 49	0,5031	1,0062	2,75	2028
Шинников-75а	Уз.ГВС д.с.49	ЦТП 49	0,113	0,226	2,4375	2028
Шинников-65	Уз.ГВС м-н "Народный"	ЦТП 49	0,027	0,054	2,25	2028
Шинников-69	Уз.ГВС ж.д.69	ЦТП 49	0,141	0,282	2,4375	2028
Шинников-51	Уз.ГВС ж.д.51	ЦТП 50	0,3315135	0,663027	2,75	2028
Шинников-55	Уз.ГВС ж.д.55	ЦТП 50	0,0975	0,195	2,25	2028
Шинников-61	Уз.ГВС ж.д.61	ЦТП 50	0,6069	1,2138	2,75	2028
Шинников-63	Уз.ГВС ж.д.63	ЦТП 50	0,3137	0,6274	2,75	2028
Шинников-53	Уз.ГВС ж.д.53	ЦТП 50	0,3291	0,6582	2,75	2028
Шинников-57а	Уз.ГВС ЭБЦ	ЦТП 50	0,156	0,312	2,5625	2028
Шинников-49	Уз.ГВС женск.консультация	ЦТП 50	0,02328	0,04656	2,25	2028
Шинников-57	Уз.ГВС ж.д.57	ЦТП 50	0,092125	0,18425	2,25	2028
Вахитова-2	Узел ГВС №2	ЦТП 51	0,272233335	0,54446667	2,75	2029
Вахитова-2	Узел ГВС №3	ЦТП 51	0,272233335	0,54446667	2,75	2029
Вахитова-2	Узел ГВС №1	ЦТП 51	0,272233335	0,54446667	2,75	2029
Вахитова-4	Узел ГВС	ЦТП 52	0,4952	0,9904	2,75	2029
Вахитова-8/14	Узел ГВС-1 ж.д.8/14	ЦТП 52	0,171274875	0,34254975	2,5625	2029
Вахитова-8/14	Узел ГВС-6 ж.д.8/14	ЦТП 52	0,40479975	0,8095995	2,75	2029
Вахитова-8/14	Узел ГВС-5 ж.д.8/14	ЦТП 52	0,1245	0,249	2,4375	2029
Вахитова-8/14	Узел ГВС-7 ж.д.8/14	ЦТП 52	0,171274875	0,34254975	2,5625	2029
Вахитова-8/14	Узел ГВС-4 ж.д.8/14	ЦТП 52	0,06225	0,1245	2,25	2029
Вахитова-8/14	Узел ГВС-3 ж.д.8/14	ЦТП 52	0,06225	0,1245	2,25	2029
Вахитова-8/14	Узел ГВС-2 ж.д.8/14	ЦТП 52	0,06225	0,1245	2,25	2029
Вахитова-6	Узел ГВС	ЦТП 52	0,156	0,312	2,5625	2029
Бызова-3	Уз.ГВС ж.д.3	ЦТП 53	0,1181	0,2362	2,4375	2029
Бызова-5	Уз.ГВС ж.д.5	ЦТП 53	0,4958	0,9916	2,75	2029
Бызова-9	Уз.ГВС ж.д.9	ЦТП 53	0,3658	0,7316	2,75	2029
Бызова-7	Уз.ГВС ж.д.7	ЦТП 53	0,0975	0,195	2,25	2029
Бызова-7б	Уз.ГВС ж.д.7б	ЦТП 53	0,0975	0,195	2,25	2029
Бызова-5б	Уз.ГВС д.с. №8	ЦТП 53	0,156	0,312	2,5625	2029

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
Бызова-5в	Уз.ГВС д.с.63	ЦТП 53	0,141	0,282	2,4375	2029
Мурадяна-18а	Уз.ГВС ср.шк.21	ЦТП 53	0,2321	0,4642	2,75	2029
Бызова-17	Уз.ГВС ж.д.17	ЦТП 54	0,5007	1,0014	2,75	2029
Бызова-13	Узел ГВС-1	ЦТП 54	0,376675	0,75335	2,75	2029
Бызова-15	Уз.ГВС-3 ж.д.15	ЦТП 54	0,200375	0,40075	2,75	2029
Бызова-13	Узел ГВС-2	ЦТП 54	0,376675	0,75335	2,75	2029
Бызова-15	Уз.ГВС-1 ж.д.15	ЦТП 54	0,05009375	0,1001875	2,25	2029
Бызова-15	Уз.ГВС-2 ж.д.15	ЦТП 54	0,15028125	0,3005625	2,5625	2029
Лесная-45	Уз.ГВС ж.д.45	ЦТП 54	0,1269305	0,253861	2,4375	2029
Лесная-43	Уз.ГВС ж.д.43	ЦТП 54	0,1464555	0,292911	2,4375	2029
Лесная-49	Уз.ГВС Быз.ОВД	ЦТП 54	0,141	0,282	2,4375	2029
Бызова-17а	Уз.ГВС д/с №61	ЦТП 54	0,141	0,282	2,4375	2029
Бызова-11	Уз.ГВС шк.5	ЦТП 54	0,1215	0,243	2,4375	2029
Бызова-11а	Уз.ГВС ж.д.11а	ЦТП 54	0,0726	0,1452	2,25	2029
Бызова-11	Уз.ГВС ж.д.11	ЦТП 54	0,0726	0,1452	2,25	2029
Мурадяна-4	Узел ГВС	ЦТП 55	0,109722609	0,252362	2,4375	2029
Мурадяна-4а	Узел ГВС	ЦТП 55	0,116565217	0,2681	2,4375	2029
Бызова-1	Узел ГВС-2	ЦТП 55	0,186195652	0,42825	2,75	2029
Бызова-1	Узел ГВС-1	ЦТП 55	0,310326087	0,71375	2,75	2029
Бызова-1а	Узел ГВС	ЦТП 55	0,114130435	0,2625	2,4375	2029
Мурадяна-6	Узел ГВС	ЦТП 55	0,120869565	0,278	2,4375	2029
Мурадяна-8	Узел ГВС	ЦТП 55	0,289391304	0,6656	2,75	2029
Мурадяна-8а	Узел ГВС	ЦТП 55	0,271391304	0,6242	2,75	2029
Бызова-16	Узел ГВС	ЦТП 55	0,135652174	0,312	2,5625	2029
Мурадяна-14а	Узел ГВС	ЦТП 55	0,004347826	0,01	2,25	2029
Мурадяна-10	Узел ГВС	ЦТП 56	0,104347826	0,24	2,4375	2029
Мурадяна-12	Узел ГВС	ЦТП 56	0,116565217	0,2681	2,4375	2029
Мурадяна-14	Узел ГВС	ЦТП 56	0,120869565	0,278	2,4375	2029
Мурадяна-16	Узел ГВС	ЦТП 56	0,260869565	0,6	2,75	2029
Мурадяна-16а	Узел ГВС	ЦТП 56	0,271391304	0,6242	2,75	2029
Мурадяна-18	Узел ГВС	ЦТП 56	0,104347826	0,24	2,4375	2029
Мурадяна-20	Узел ГВС	ЦТП 56	0,116565217	0,2681	2,4375	2029
Лесная-69	Уз.ГВС ж.д.69	ЦТП 57	0,027413043	0,06305	2,25	2029

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
Лесная-71	Уз.ГВС ж.д.71	ЦТП 57	0,027413043	0,06305	2,25	2029
Лесная-73	Уз.ГВС ж.д.73	ЦТП 57	0,027413043	0,06305	2,25	2029
Лесная-63	Уз.ГВС ж.д.63	ЦТП 57	0,027413043	0,06305	2,25	2029
Лесная-57	Уз.ГВС ж.д.57	ЦТП 57	0,027413043	0,06305	2,25	2029
Лесная-65	Уз.ГВС ж.д.65	ЦТП 57	0,027413043	0,06305	2,25	2029
Лесная-67	Уз.ГВС ж.д.67	ЦТП 57	0,027413043	0,06305	2,25	2029
Лесная-59	Уз.ГВС ж.д.59	ЦТП 57	0,027413043	0,06305	2,25	2029
Лесная-61	Уз.ГВС ж.д.61	ЦТП 57	0,027413043	0,06305	2,25	2029
Мурадяна-28	Узел ГВС	ЦТП 57	0,164869565	0,3792	2,5625	2029
Мурадяна-30	Узел ГВС	ЦТП 57	0,653565217	1,5032	2,75	2029
Мурадяна-34	Узел ГВС	ЦТП 57	0,485217391	1,116	2,75	2029
Мурадяна-36	Узел ГВС	ЦТП 57	0,135652174	0,312	2,5625	2029
Лесная-55	Узел ГВС	ЦТП 57	0,135652174	0,312	2,5625	2029
Мурадяна-30а	Узел ГВС	ЦТП 57	0,020652174	0,0475	2,25	2029
Менделеева-39	Узел ГВС	ЦТП 58	0,121	0,242	2,4375	2029
Менделеева-39а	Узел ГВС	ЦТП 58	0,0045	0,009	2,25	2029
Менделеева-31	Уз.ГВС ж.д.31	ЦТП 58	0,1896	0,3792	2,5625	2029
Менделеева-33	Уз.ГВС ж.д.33	ЦТП 58	0,194854	0,389708	2,5625	2029
Менделеева-35	Уз.ГВС ж.д.35	ЦТП 58	0,1896	0,3792	2,5625	2029
Шинников-43а	Уз.ГВС КВД	ЦТП 58	0,0157735	0,031547	2,25	2029
Мурадяна-2а	Уз.ГВС д.с.53	ЦТП 58	0,156	0,312	2,5625	2029
Менделеева-41	Уз.ГВС ж.д.41	ЦТП 58	0,5647135	1,129427	2,75	2029
Шинников-43	Уз.ГВС ж.д.43	ЦТП 59	0,557146	1,114292	2,75	2029
Вахитова-32	Уз.ГВС ж.д.32	ЦТП 59	0,5031	1,0062	2,75	2029
Мурадяна-2	Уз.ГВС-2 ж.д.2	ЦТП 59	0,6878	1,3756	2,75	2029
Вахитова-14	Узел ГВС-2	ЦТП 60	0,3302	0,6604	2,75	2029
Вахитова-14	Узел ГВС-1	ЦТП 60	0,3302	0,6604	2,75	2029
Химиков-90	Уз.ГВС-1 ж.д.90	ЦТП 60	0,292	0,584	2,75	2029
Химиков-86	Уз.ГВС ж.д.86	ЦТП 60	0,5390175	1,078035	2,75	2029
Химиков-90	Уз.ГВС-3 ж.д.90	ЦТП 60	0,1725	0,345	2,5625	2029
Химиков-90	Уз.ГВС-2 ж.д.90	ЦТП 60	0,1115	0,223	2,4375	2029
Химиков-88	Уз.ГВС ж.д.88	ЦТП 60	0,52515	1,0503	2,75	2029

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
Вахитова-16	Уз.ГВС ж.д.16	ЦТП 60	0,628	1,256	2,75	2029
Менделеева-17	Уз.ГВС ж.д.17	ЦТП 60	0,6149645	1,229929	2,75	2029
Вахитова-14а	Уз.ГВС д.с.№58	ЦТП 60	0,22175	0,4435	2,75	2029
Вахитова-16а	Уз.ГВС д.с.№60	ЦТП 60	0,156	0,312	2,5625	2029
Гагарина-13	Уз.ГВС ж.д.13	ЦТП 60	0,13405	0,2681	2,4375	2029
Гагарина-15	Уз.ГВС ж.д.15	ЦТП 60	0,13405	0,2681	2,4375	2029
Гагарина-17	Уз.ГВС ж.д.17	ЦТП 60	0,13405	0,2681	2,4375	2029
Менделеева-15а	Уз.ГВС ср.шк.№22	ЦТП 60	0,142	0,284	2,4375	2029
Менделеева-15б	Уз.ГВС м-н "Ильдан"	ЦТП 60	0,006	0,012	2,25	2029
Гагарина-21	Узел ГВС Гор. Баня	ЦТП 61	0,9004	1,8008	2,75	2030
Менделеева-13а	Узел ГВС ж.д.13а	ЦТП 61	0,3391	0,6782	2,75	2030
Гагарина-23	Узел ГВС ж.д.23	ЦТП 61	0,3391	0,6782	2,75	2030
Менделеева-11	Узел ГВС	ЦТП 61	0,2892	0,5784	2,75	2030
Менделеева-13	Узел ГВС	ЦТП 61	0,2892	0,5784	2,75	2030
Гагарина-25	Уз.ГВС т/ц "ЭССЕН"	ЦТП 61	0,0755	0,151	2,25	2030
Химиков-64	Уз.ГВС ж.д.64	ЦТП 62	0,4494	0,8988	2,75	2030
Химиков-66	Уз.ГВС ж.д.66	ЦТП 62	0,2275	0,455	2,75	2030
Химиков-68	Уз.ГВС ж.д.68	ЦТП 62	0,2275	0,455	2,75	2030
Химиков-64	Уз.ГВС м-н	ЦТП 62	0,058	0,116	2,25	2030
Вокзальная-36	Узел ГВС	ЦТП 63	0,1817	0,3634	2,5625	2030
Вокзальная-34	Узел ГВС	ЦТП 63	0,40015	0,8003	2,75	2030
Вокзальная-38	Узел ГВС	ЦТП 63	0,5175	1,035	2,75	2030
Вокзальная-34	Узел ГВС	ЦТП 63	0,0105	0,021	2,25	2030
Тукая-11	Узел ГВС-1	ЦТП 64	0,12	0,24	2,4375	2030
Тукая-11	Узел ГВС-2	ЦТП 64	0,12	0,24	2,4375	2030
Тукая-9	Узел ГВС	ЦТП 64	0,12	0,24	2,4375	2030
Вокзальная-12	Узел ГВС	ЦТП 64	0,0666	0,1332	2,25	2030
Вокзальная-10а	Узел ГВС	ЦТП 64	0,12	0,24	2,4375	2030
Корабельная-4	Узел ГВС	ЦТП 64	0,12	0,24	2,4375	2030
Вокзальная-12а	Узел ГВС	ЦТП 64	0,1098	0,2196	2,4375	2030
Вокзальная-14/2	Узел ГВС	ЦТП 64	0,196	0,392	2,5625	2030
Вокзальная-10	Узел ГВС	ЦТП 64	0,196	0,392	2,5625	2030
Вокзальная - 8а	Узел ГВС	ЦТП 64	0,1098	0,2196	2,4375	2030
Вокзальная-6а	Узел ГВС	ЦТП 64	0,12	0,24	2,4375	2030
Корабельная-6	Узел ГВС	ЦТП 64	0,0666	0,1332	2,25	2030
Вокзальная-4	УГВС ж.д.4	ЦТП 64	0,13175	0,2635	2,4375	2030

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
Вокзальная-2	Узел ГВС	ЦТП 64	0,13175	0,2635	2,4375	2030
Вокзальная-6	Узел ГВС	ЦТП 64	0,2	0,4	2,75	2030
Менделеева-24а	Уз.ГВС ж.д.24а	ЦТП 65	0,121	0,242	2,4375	2030
Шинников-46	Узел ГВС	ЦТП 65	0,1274	0,2548	2,4375	2030
Шинников-56	Уз.ГВС ж.д.56	ЦТП 65	0,810838	1,621676	2,75	2030
Лесная-29	Уз.ГВС ж.д.29	ЦТП 65	0,3822	0,7644	2,75	2030
Химиков-83	Уз.ГВС ж.д.83	ЦТП 65	0,3185	0,637	2,75	2030
Химиков-87	Уз.ГВС ж.д.87	ЦТП 65	0,1274	0,2548	2,4375	2030
Лесная-27	Уз.ГВС ж.д.27	ЦТП 65	0,8089	1,6178	2,75	2030
Химиков-83а	Уз.ГВС д.с.65	ЦТП 65	0,141	0,282	2,4375	2030
Химиков-97а	Уз.ГВС д.с.66	ЦТП 65	0,141	0,282	2,4375	2030
Шинников-44а	Уз.ГВС д.с.68	ЦТП 65	0,141	0,282	2,4375	2030
Химиков-101	Уз.ГВС д.с.70	ЦТП 65	0,141	0,282	2,4375	2030
Шинников-60	Уз.ГВС ср.шк.25	ЦТП 65	0,30005	0,6001	2,75	2030
Шинников-60а	Уз.ГВС ДЮСШ-3	ЦТП 65	0,025	0,05	2,25	2030
Химиков-81/24	Уз.ГВС ж.д.81/24	ЦТП 65	0,242	0,484	2,75	2030
Химиков-99	Уз.ГВС ж.д.99	ЦТП 65	0,121	0,242	2,4375	2030
Химиков-97	Уз.ГВС ж.д.97	ЦТП 65	0,121	0,242	2,4375	2030
Химиков-95	Уз.ГВС ж.д.	ЦТП 65	0,3185	0,637	2,75	2030
Шинников-66	Уз.ГВС ж.д.66	ЦТП 65	0,1287	0,2574	2,4375	2030
Шинников-54	Узел ГВС	ЦТП 66	0,12995	0,2599	2,4375	2030
Шинников-44	Узел ГВС ж.д.44	ЦТП 66	1,3844255	2,768851	2,75	2030
Шинников-48	Уз.ГВС ж.д.48	ЦТП 66	0,129995	0,25999	2,4375	2030
Шинников-50	Уз.ГВС ж.д.50	ЦТП 66	0,129995	0,25999	2,4375	2030
Менделеева-26	Уз.ГВС ж.д.26	ЦТП 66	0,363	0,726	2,75	2030
Шинников-44А	Уз.ГВС институт ЭУиП	ЦТП 66	0,128405	0,25681	2,4375	2030
Шинников-42	Уз.ГВС ТЦ Панорама	ЦТП 66	0,0253	0,0582	2,25	2030
Вахитова-43	Узел ГВС	ЦТП 67	0,3544225	0,708845	2,75	2030
Мира-9	Узел ГВС	ЦТП 67	0,141	0,282	2,4375	2030
Мира-5	Уз.ГВС ж.д.5	ЦТП 67	0,63095	1,2619	2,75	2030
Мира-7	Узел ГВС	ЦТП 67	0,1015	0,203	2,4375	2030
Мира-3	Узел ГВС	ЦТП 67	0,37335	0,7467	2,75	2030
Вахитова-51	Узел ГВС	ЦТП 67	0,163891	0,327782	2,5625	2030
АТС	Узел ГВС	ЦТП 67	0,007305834	0,014611667	2,25	2030
Гаражи	Узел ГВС	ЦТП 67	0,014611667	0,029223333	2,25	2030
Торговый центр	Узел ГВС	ЦТП 67	0,027	0,054	2,25	2030
Вахитова-45	Узел ГВС	ЦТП 67	0,1015	0,203	2,4375	2030

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
Шинников-31	Уз.ГВС ж.д.31	ЦТП 67	0,317	0,634	2,75	2030
Шинников-29	Узел ГВС	ЦТП 67	0,141	0,282	2,4375	2030
Мира-17	Узел ГВС	ЦТП 67	0,5007	1,0014	2,75	2030
Мира-17а	Узел ГВС	ЦТП 67	0,141	0,282	2,4375	2030
Мира-21	Уз.ГВС	ЦТП 67	0,23441	0,46882	2,75	2030
Теплица	Узел ГВС	ЦТП 67	0,0005	0,001	2,25	2030
Гаражи	Узел ГВС	ЦТП 67	0,001	0,002	2,25	2030
Шинников пр-т, д. 35а	Узел ГВС	ЦТП 67	0,0087826	0,0202	2,25	2030
Шинников-17	Узел ГВС	ЦТП 68	0,1886	0,3772	2,5625	2030
Мира-23	Узел ГВС	ЦТП 68	0,51365	1,0273	2,75	2030
Мира-21	Узел ГВС	ЦТП 68	0,141	0,282	2,4375	2030
Мира-37	Узел ГВС	ЦТП 68	0,503772	1,007544	2,75	2030
Мира-39	Узел ГВС	ЦТП 68	0,141	0,282	2,4375	2030
Мира-45	Узел ГВС	ЦТП 68	0,23591	0,47182	2,75	2030
Шинников-15	Узел ГВС	ЦТП 68	0,235	0,47	2,75	2030
Шинников-21	Узел ГВС	ЦТП 68	0,32115	0,6423	2,75	2030
Шинников-19	Узел ГВС	ЦТП 68	0,1911	0,3822	2,5625	2030
Шинников-23а	Узел ГВС	ЦТП 68	0,141	0,282	2,4375	2030
Мира-41	Узел ГВС	ЦТП 69	0,141	0,282	2,4375	2030
Мира-43	Узел ГВС	ЦТП 69	0,50745	1,0149	2,75	2030
Шинников-3А	Узел ГВС	ЦТП 69	0,16375	0,3275	2,5625	2030
Шинников-3Б	Узел ГВС	ЦТП 69	0,16375	0,3275	2,5625	2030
Шинников-3В	Узел ГВС	ЦТП 69	0,2956	0,5912	2,75	2030
Мира-55, 57	Узел ГВС	ЦТП 69	0,23508	0,47016	2,75	2030
Шинников-3	Узел ГВС	ЦТП 69	0,203895	0,40779	2,75	2030
Баки Урманче-28	Узел ГВС	ЦТП 70	0,6167	1,2334	2,75	2030
Баки Урманче-14	Уз.ГВС ж.д.14	ЦТП 70	0,3708	0,7416	2,75	2030
Баки Урманче-22	Узел ГВС	ЦТП 70	0,1015	0,203	2,4375	2030
Баки Урманче-16	Уз.ГВС д.с74	ЦТП 70	0,141	0,282	2,4375	2030
Шинников-1	Уз.ГВС ж.д.1	ЦТП 70	0,567247	1,134494	2,75	2030
Баки Урманче-24	Уз.ГВС ж.д.24	ЦТП 70	0,1185	0,237	2,4375	2030
Баки Урманче-18	Уз.ГВС Банк Ак Барс	ЦТП 70	0,06	0,12	2,25	2030
Баки Урманче-26	Уз.ГВС д.с.76	ЦТП 70	0,141	0,282	2,4375	2030
Менделеева-46	Уз.ГВС морг	ЦТП 71	0,012	0,024	2,25	2030
Мурадяна-7	Уз.ГВС ОАО НПЗ (грязелечеб.)	ЦТП 71	0,073	0,146	2,25	2030
Менделеева 46	Уз.ГВС адм.зд.46	ЦТП 71	0,012	0,024	2,25	2030

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
Менделеево 48	Уз.ГВС-2 адм.зд.48	ЦТП 71	0,024	0,048	2,25	2030
Менделеево 48	Уз.ГВС-1 адм.зд.48	ЦТП 71	0,024	0,048	2,25	2030
Менделеево-46а	Уз.ГВС	ЦТП 71	0,12	0,24	2,4375	2030
Мурадьяна-7	Уз.ГВС ОАО НПЗ (гл.корпус)	ЦТП 71	0,2345	0,469	2,75	2030
Баки Урманче-29	Уз.ГВС-2 ж.д.29	ЦТП 74	0,3803925	0,760785	2,75	2031
Строителей-50	Уз.ГВС ж.д.50	ЦТП 74	0,3071	0,6142	2,75	2031
Строителей-56	Уз.ГВС ж.д.56	ЦТП 74	0,134	0,268	2,4375	2031
Баки Урманче-31	Узел ГВС	ЦТП 74	0,2459	0,4918	2,75	2031
Баки Урманче-29	Уз.ГВС-1 ж.д.29	ЦТП 74	0,525	1,267975	2,75	2031
Баки Урманче-33	Уз.ГВС ж.д.33	ЦТП 74	0,37335	0,7467	2,75	2031
Мира-73	Уз.ГВС ж.д.73	ЦТП 74	0,13405	0,2681	2,4375	2031
Мира-75	Уз.ГВС ж.д.75	ЦТП 74	0,13405	0,2681	2,4375	2031
Мира-77	Уз.ГВС ж.д.77	ЦТП 74	0,134	0,268	2,4375	2031
Мира-81	Уз.ГВС ж.д.81	ЦТП 74	0,298003	0,596006	2,75	2031
Мира-83	Уз.ГВС ж.д.83	ЦТП 74	0,4918	0,9836	2,75	2031
Строителей-52	Уз.ГВС ж.д.52	ЦТП 74	0,3708	0,7416	2,75	2031
Строителей-54	Уз.ГВС ж.д.54	ЦТП 74	0,1886	0,3772	2,5625	2031
Строителей-60	Уз.ГВС ж.д.60	ЦТП 74	0,1886	0,3772	2,5625	2031
Мира-79	Уз.ГВС ср.шк.29	ЦТП 74	0,29975	0,5995	2,75	2031
Строителей-58	Уз.ГВС центр "Надежда" к-2	ЦТП 74	0,141	0,282	2,4375	2031
Баки Урманче-29а	Уз.ГВС м-н "Раздолье"	ЦТП 74	0,027	0,054	2,25	2031
Баки Урманче-29а	Уз.ГВС д.с.80	ЦТП 74	0,141	0,282	2,4375	2031
Строителей-58	Уз.ГВС центр "Надежда" к-1	ЦТП 74	0,141	0,282	2,4375	2031
Баки Урманче-11	Узел ГВС	ЦТП 75	0,54072	1,08144	2,75	2031
Баки Урманче-3	Узел ГВС	ЦТП 75	0,48275	0,9655	2,75	2031
Баки Урманче-9	Узел ГВС	ЦТП 75	0,57358	1,14716	2,75	2031
Химиков-57	Узел ГВС	ЦТП 75	0,8326355	1,665271	2,75	2031
Строителей-36	Узел ГВС	ЦТП 75	0,2096	0,4192	2,75	2031
Строителей-38	Узел ГВС	ЦТП 75	0,20237	0,40474	2,75	2031
Строителей-40	Узел ГВС	ЦТП 75	0,0905	0,181	2,25	2031
Строителей-	Узел ГВС	ЦТП 75	0,10602	0,21204	2,4375	2031

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
42						
Строителей-42	Узел ГВС	ЦТП 75	0,00947	0,01894	2,25	2031
Строителей-44	Узел ГВС	ЦТП 75	0,10602	0,21204	2,4375	2031
Строителей-44	Узел ГВС	ЦТП 75	0,004495	0,00899	2,25	2031
Строителей-46	Узел ГВС	ЦТП 75	0,106	0,212	2,4375	2031
Строителей-46	Узел ГВС	ЦТП 75	0,0015	0,003	2,25	2031
Баки Урманче-13	Узел ГВС	ЦТП 75	0,29955	0,5991	2,75	2031
Химиков-55	Узел ГВС	ЦТП 75	0,141	0,282	2,4375	2031
Баки Урманче-5	Узел ГВС	ЦТП 75	0,141	0,282	2,4375	2031
Мира-6	Узел ГВС	ЦТП 76	0,1945	0,389	2,5625	2031
Мира-8	Узел ГВС	ЦТП 76	0,3179	0,6358	2,75	2031
Мира-26	Узел ГВС	ЦТП 76	0,15515	0,3103	2,5625	2031
Мира-28	Узел ГВС	ЦТП 76	0,1328	0,2656	2,4375	2031
Мира-12	Узел ГВС	ЦТП 76	0,141	0,282	2,4375	2031
Мира-10	Узел ГВС	ЦТП 76	0,206118	0,412236	2,75	2031
Мира-20	Узел ГВС	ЦТП 76	0,2011	0,4022	2,75	2031
Мира-18	Узел ГВС	ЦТП 76	0,1215	0,243	2,4375	2031
Мира-22	Узел ГВС	ЦТП 76	0,10055	0,2011	2,4375	2031
Мира-24	Узел ГВС	ЦТП 76	0,150825	0,30165	2,5625	2031
Мира-24	Узел ГВС	ЦТП 76	0,10055	0,2011	2,4375	2031
Сююмбике-72	Уз.ГВС ж.д.72	ЦТП 77	0,784	1,568	2,75	2031
Мира-14	Уз.ГВС ж.д.14	ЦТП 77	0,5975	1,195	2,75	2031
Мира-16	Уз.ГВС ср.шк.31	ЦТП 77	0,3795	0,759	2,75	2031
Мира-30	Узел ГВС	ЦТП 78	0,3184	0,6368	2,75	2031
Мира-48	Узел ГВС	ЦТП 78	0,248117	0,496234	2,75	2031
Мира-38	Узел ГВС	ЦТП 78	0,208118	0,416236	2,75	2031
Мира-40	Узел ГВС	ЦТП 78	0,10055	0,2011	2,4375	2031
Мира-42	Узел ГВС	ЦТП 78	0,10055	0,2011	2,4375	2031
Мира-34	Уз.ГВС д.с.84	ЦТП 78	0,141	0,282	2,4375	2031
Мира-38а	Уз.ГВС ж.д.38а	ЦТП 78	0,121	0,242	2,4375	2031
Мира-46	Уз.ГВС ж.д.46	ЦТП 78	0,14815	0,2963	2,4375	2031
Мира-50	Уз.ГВС ж.д.50	ЦТП 78	0,3185	0,637	2,75	2031
Чулман-2	Уз.ГВС ж.д.2	ЦТП 78	0,13259	0,26518	2,4375	2031
Мира-50а	Уз.ГВС д.с.86	ЦТП 78	0,141	0,282	2,4375	2031
Мира-32	Уз.ГВС ж.д.32	ЦТП 78	0,1978655	0,395731	2,5625	2031
Сююмбике-54	Уз.ГВС д.с.87	ЦТП 78	0,141	0,282	2,4375	2031
Сююмбике-66	Уз.ГВС ж.д.66	ЦТП 78	0,2366	0,4732	2,75	2031
Сююмбике-64	Уз.ГВС ж.д.64	ЦТП 78	0,1185	0,237	2,4375	2031
Чулман-4	Уз.ГВС ж.д.4	ЦТП 78	0,13259	0,26518	2,4375	2031

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
Сююмбике-62	Уз.ГВС ж.д.62	ЦТП 79	0,121	0,242	2,4375	2031
Чулман-12	Узел ГВС	ЦТП 79	0,121	0,242	2,4375	2031
Чулман-10	Уз.ГВС ж.д.10	ЦТП 79	0,1915	0,383	2,5625	2031
Чулман-8	Уз.ГВС ж.д.8	ЦТП 79	0,121	0,242	2,4375	2031
Чулман-6	Уз.ГВС ж.д.6	ЦТП 79	0,121	0,242	2,4375	2031
Сююмбике-44	Уз.ГВС ж.д.44	ЦТП 79	0,114327	0,228654	2,4375	2031
Чулман-16	Уз.ГВС ж.д.16	ЦТП 79	0,121	0,242	2,4375	2031
Сююмбике-50	Уз.ГВС ж.д.50	ЦТП 79	0,3735	0,747	2,75	2031
Сююмбике-56	Уз.ГВС ж.д.56	ЦТП 79	0,121	0,242	2,4375	2031
Сююмбике-58	Уз.ГВС ж.д.58	ЦТП 79	0,121	0,242	2,4375	2031
Сююмбике-60	Уз.ГВС ж.д.60	ЦТП 79	0,121	0,242	2,4375	2031
Чулман-11	Уз.ГВС ж.д.11	ЦТП 80	0,129995	0,25999	2,4375	2031
Чулман-9	Уз.ГВС т.ц."Айкон"	ЦТП 80	0,027	0,054	2,25	2031
Мира-52	Уз.ГВС ж.д.52	ЦТП 80	0,514764	1,029528	2,75	2031
Чулман-1	Уз.ГВС ж.д.1	ЦТП 80	0,0612	0,1224	2,25	2031
Чулман-3	Уз.ГВС ж.д.3	ЦТП 80	0,121	0,242	2,4375	2031
Чулман-5	Уз.ГВС ж.д.5	ЦТП 80	0,121	0,242	2,4375	2031
Чулман-7	Уз.ГВС ж.д.7	ЦТП 80	0,121	0,242	2,4375	2031
Мира-60	Уз.ГВС	ЦТП 80	0,0107	0,0214	2,25	2031
Мира-64	Уз.ГВС ж.д.64	ЦТП 80	0,4335	0,867	2,75	2031
Мира-58	Уз.ГВС-1 ж.д.58	ЦТП 80	0,315	0,63	2,75	2031
Мира-58	Уз.ГВС-2 ж.д.58	ЦТП 80	0,128865	0,25773	2,4375	2031
Сююмбике-6	Уз.ГВС ж.д.6	ЦТП 81	0,4335	0,867	2,75	2031
Мира-66/2	Уз.ГВС ж.д.66/2	ЦТП 81	0,46732	0,93464	2,75	2031
Сююмбике-30	Уз.ГВС-1 ж.д.30	ЦТП 82	0,049631875	0,09926375	2,25	2031
Сююмбике-28	Узел ГВС	ЦТП 82	0,194661	0,389322	2,5625	2031
Сююмбике-14	Узел ГВС	ЦТП 82	0,053745	0,10749	2,25	2031
Сююмбике-38	Уз.ГВС шк.32	ЦТП 82	0,299965	0,59993	2,75	2031
Сююмбике-36	Уз.ГВС ж.д.36	ЦТП 82	0,121	0,242	2,4375	2031
Сююмбике-34	Уз.ГВС ж.д.34	ЦТП 82	0,121	0,242	2,4375	2031
Сююмбике-32	Уз.ГВС ж.д.32	ЦТП 82	0,121	0,242	2,4375	2031
Сююмбике-26	Уз.ГВС ж.д.26	ЦТП 82	0,13259	0,26518	2,4375	2031
Сююмбике-22	Уз.ГВС ж.д.22	ЦТП 82	0,13259	0,26518	2,4375	2031
Сююмбике-12	Уз.ГВС ж.д.12	ЦТП 82	0,327251	0,654502	2,75	2031
Сююмбике-16	Уз.ГВС ж.д.16	ЦТП 82	0,1013445	0,202689	2,4375	2031
Сююмбике-30	Уз.ГВС-3 ж.д.30	ЦТП 82	0,09926375	0,1985275	2,25	2031
Чулман-17	Уз.ГВС ж.д.17	ЦТП 82	0,21	0,42	2,75	2031
Сююмбике-42	Уз.ГВС ж.д.42	ЦТП 82	0,21	0,42	2,75	2031
Чулман-15	Уз.ГВС ж.д.15	ЦТП 82	0,21	0,42	2,75	2031
Сююмбике-30	Уз.ГВС-2 ж.д.30	ЦТП 82	0,248159375	0,49631875	2,75	2031
Чишмале-11	Уз.ГВС ж.д.11	ЦТП 83	0,2434	0,4868	2,75	2031

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
Чишмале-13	Уз.ГВС ж.д.13	ЦТП 83	0,216	0,432	2,75	2031
Чишмале-15	Уз.ГВС ж.д.15	ЦТП 83	0,121	0,242	2,4375	2031
Сююмбике-59	Уз.ГВС ж.д.59	ЦТП 83	0,5545	1,109	2,75	2031
Сююмбике-61	Уз.ГВС ж.д.61	ЦТП 83	0,5903555	1,180711	2,75	2031
Сююмбике-55	Уз.ГВС-1 ж.д.55	ЦТП 83	0,08630825	0,1726165	2,25	2031
Сююмбике-55	Уз.ГВС-2 ж.д.55	ЦТП 83	0,08630825	0,1726165	2,25	2031
Сююмбике-53	Уз.ГВС ж.д.53	ЦТП 83	0,3644	0,7288	2,75	2031
Чишмале-17	Уз.ГВС ж.д.17	ЦТП 83	0,121	0,242	2,4375	2031
Чишмале-19	Уз.ГВС ж.д.19	ЦТП 83	0,506	1,012	2,75	2031
Чишмале-21. ДС №99	Уз.ГВС 21	ЦТП 83	0,240252	0,242	2,4375	2031
Сююмбике-63	Узел ГВС	ЦТП 84	0,48739	0,97478	2,75	2031
Сююмбике-65	Узел ГВС	ЦТП 84	0,2685	0,537	2,75	2031
Сююмбике-69	Узел ГВС	ЦТП 84	0,4384	0,8768	2,75	2031
Сююмбике-67	Узел ГВС	ЦТП 84	0,13	0,26	2,4375	2031
Чишмале-7	Узел ГВС	ЦТП 84	0,1927975	0,385595	2,5625	2031
Чишмале-7	Узел ГВС	ЦТП 84	0,1926975	0,385395	2,5625	2031
Чулман-18	Узел ГВС	ЦТП 84	0,15045	0,3009	2,5625	2031
Сююмбике-71	Узел ГВС	ЦТП 85	0,4401	0,8802	2,75	2031
Сююмбике-73	Узел ГВС	ЦТП 85	0,1	0,2	2,4375	2031
Сююмбике-75	Узел ГВС ж.д.75	ЦТП 85	0,8029	1,6058	2,75	2031
Сююмбике-79	Узел ГВС	ЦТП 86	0,165	0,33	2,5625	2031
Менделеева-47	Узел ГВС	ЦТП 86	0,23	0,46	2,75	2031
Ямле-2	Узел ГВС	ЦТП 86	0,255	0,51	2,75	2031
Менделеева-55	Узел ГВС	ЦТП 86	0,1822	0,3644	2,5625	2031
Ямле-4	Узел ГВС	ЦТП 86	0,255	0,51	2,75	2031
Чишмале-2	Узел ГВС	ЦТП 86	0,205	0,41	2,75	2031
Чишмале-4	Узел ГВС	ЦТП 86	0,09	0,18	2,25	2031
Чишмале-1	Узел ГВС	ЦТП 86	0,1994	0,3988	2,5625	2031
Сююмбике-77	Узел ГВС	ЦТП 86	0,227	0,454	2,75	2031
Чишмале-3	Узел ГВС	ЦТП 86	0,225	0,45	2,75	2031
Корабельная-45	Узел ГВС	ЦТП 87	0,448085	0,89617	2,75	2031
Корабельная-29	Узел ГВС	ЦТП 87	0,52	1,04	2,75	2031
Корабельная-27+ с-н "Анастасия"	Узел ГВС	ЦТП 87	0,211	0,422	2,75	2031
Корабельная-31	Узел ГВС	ЦТП 87	0,4895	0,979	2,75	2031
Химиков-25	Узел ГВС	ЦТП 87	0,5745	1,149	2,75	2031
Корабельная-37	Узел ГВС	ЦТП 87	0,2165	0,433	2,75	2031
Корабельная-35	Узел ГВС	ЦТП 87	0,2165	0,433	2,75	2031

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
Корабельная-39	Узел ГВС	ЦТП 87	0,2165	0,433	2,75	2031
Корабельная-41	Узел ГВС	ЦТП 87	0,2165	0,433	2,75	2031
Корабельная-43	Узел ГВС	ЦТП 87	0,2165	0,433	2,75	2031
Химиков-15	Узел ГВС	ЦТП 88	0,3845	0,769	2,75	2031
Химиков-21	Узел ГВС	ЦТП 88	0,1038	0,2076	2,4375	2031
Химиков-23	Узел ГВС	ЦТП 88	0,0885	0,177	2,25	2031
Студенческая-51	Узел ГВС	ЦТП 88	0,2165	0,433	2,75	2031
Химиков-17	Узел ГВС	ЦТП 88	0,459	0,918	2,75	2031
Химиков-13	Узел ГВС	ЦТП 88	0,142	0,284	2,4375	2031
Химиков-21а (СберБанк)	Узел ГВС	ЦТП 88	0,0125	0,025	2,25	2031
Студенческая-63	Узел ГВС	ЦТП 88	0,2165	0,433	2,75	2031
Студенческая-61	Узел ГВС	ЦТП 88	0,2045	0,409	2,75	2031
Студенческая-59	Узел ГВС	ЦТП 88	0,217	0,434	2,75	2031
Корабельная-15Б - "Безопасность"	Узел ГВС	ЦТП 88	0,0081	0,0162	2,25	2031
Химиков-9	Узел ГВС	ЦТП 89	0,584793	1,169586	2,75	2031
Химиков-9в	Узел ГВС	ЦТП 89	0,1	0,2	2,4375	2031
Химиков-9б	Узел ГВС	ЦТП 89	0,1	0,2	2,4375	2031
Химиков-5	Узел ГВС	ЦТП 89	0,1	0,2	2,4375	2031
Химиков-7	Узел ГВС	ЦТП 89	0,1	0,2	2,4375	2031
Южная-6	Узел ГВС	ЦТП 90	0,1435	0,287	2,4375	2031
Южная-2	Узел ГВС	ЦТП 90	0,4635	0,927	2,75	2031
Южная-4	Узел ГВС	ЦТП 90	0,2925	0,585	2,75	2031
Химиков-1	Узел ГВС	ЦТП 90	0,228915	0,45783	2,75	2031
Химиков-1б	Узел ГВС	ЦТП 90	0,132125	0,26425	2,4375	2031
Студенческая-8	Узел ГВС	ЦТП 91	0,3238	0,6476	2,75	2031
Мира-89	Уз.ГВС ж.д.89	ЦТП 91	0,3688	0,7376	2,75	2031
Строителей-51	Уз.ГВС ж.д.51	ЦТП 91	0,10755	0,2151	2,4375	2031
Строителей-53	Уз.ГВС ж.д.53	ЦТП 91	0,10755	0,2151	2,4375	2031
Мира-95	Уз.ГВС ж.д.95	ЦТП 91	0,458325	0,91665	2,75	2031
Студенческая-14	Уз.ГВС ж.д.14	ЦТП 91	0,2651	0,5302	2,75	2031
Студенческая-12	Уз.ГВС ж.д.12	ЦТП 91	0,241	0,482	2,75	2031
Студенческая-10	Уз.ГВС ж.д.10	ЦТП 91	0,23432	0,46864	2,75	2031
Студенческая-8б	Уз.ГВС ж.д. 8Б	ЦТП 91	0,2973	0,5946	2,75	2031
Студенческая-10б	Уз.ГВС ж.д. 10Б	ЦТП 91	0,3854	0,7708	2,75	2031

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
Чишмале-6	Узел ГВС	ЦТП 92	0,181215	0,36243	2,5625	2032
Чишмале-6/1	Узел ГВС	ЦТП 92	0,181215	0,36243	2,5625	2032
Чишмале-8	Узел ГВС	ЦТП 92	0,10764	0,21528	2,4375	2032
Чишмале-10	Узел ГВС	ЦТП 92	0,12465	0,2493	2,4375	2032
Чишмале-12	Узел ГВС	ЦТП 92	0,181215	0,36243	2,5625	2032
Ямье ул, д.6	Узел ГВС	ЦТП 92	0,8	1,6058	2,75	2032
Центральная-4а	Узел ГВС	ЦТП 95	0,016603913	0,038189	2,25	2032
Советская-14а	Узел ГВС	ЦТП 95	0,010764783	0,024759	2,25	2032
Садовая-10	Узел ГВС	ЦТП 95	0,001304348	0,003	2,25	2032
Центральная-6	Узел ГВС	ЦТП 95	0,031304348	0,072	2,25	2032
Центральная-7	Узел ГВС	ЦТП 95	0,031304348	0,072	2,25	2032
Центральная-8	Узел ГВС	ЦТП 95	0,031304348	0,072	2,25	2032
Центральная-9	Узел ГВС	ЦТП 95	0,031304348	0,072	2,25	2032
Центральная-10	Узел ГВС	ЦТП 95	0,031304348	0,072	2,25	2032
Центральная-11	Узел ГВС	ЦТП 95	0,031304348	0,072	2,25	2032
Центральная-12	Узел ГВС	ЦТП 95	0,031304348	0,072	2,25	2032
Центральная-13	Узел ГВС	ЦТП 95	0,031304348	0,072	2,25	2032
Центральная-14	Узел ГВС	ЦТП 95	0,031304348	0,072	2,25	2032
Центральная-15	Узел ГВС	ЦТП 95	0,031304348	0,072	2,25	2032
Центральная-17	Узел ГВС	ЦТП 95	0,031304348	0,072	2,25	2032
Советская-20	Узел ГВС	ЦТП 95	0,031304348	0,072	2,25	2032
Советская-22	Узел ГВС	ЦТП 95	0,031304348	0,072	2,25	2032
Советская-23	Узел ГВС	ЦТП 95	0,031304348	0,072	2,25	2032
Советская-25	Узел ГВС	ЦТП 95	0,031304348	0,072	2,25	2032
Советская-26	Узел ГВС	ЦТП 95	0,031304348	0,072	2,25	2032
Тукая-2	Узел ГВС	ЦТП 2	0,064726	0,129452	2,25	2033
Тукая-4	Узел ГВС	ЦТП 2	0,07759	0,15518	2,25	2033
Тукая-6	Узел ГВС	ЦТП 2	0,132	0,264	2,4375	2033
Тукая-8	Узел ГВС	ЦТП 2	0,132	0,264	2,4375	2033
Тукая-10	Узел ГВС	ЦТП 2	0,132	0,264	2,4375	2033
Тукая-12	Узел ГВС	ЦТП 2	0,132	0,264	2,4375	2033
Тукая-14	Узел ГВС	ЦТП 2	0,099	0,198	2,25	2033
Тукая-16	Узел ГВС	ЦТП 2	0,0666	0,1332	2,25	2033

Адрес узла ввода	Наименование узла	Номер источника	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Капитальные вложения, млн. руб.	Срок реализации
Тукая-18	Узел ГВС	ЦТП 2	0,046	0,092	2,25	2033
Строителей-9	Узел ГВС	ЦТП 2	0,1146	0,2292	2,4375	2033
Строителей-7а	Узел ГВС	ЦТП 2	0,0048715	0,009743	2,25	2033
Строителей-1А	Уз.ГВС-1 ж.д.1А	ЦТП 1	0,099	0,198	2,25	2033
Строителей-1А	Уз.ГВС-2 ж.д.1А	ЦТП 1	0,099	0,198	2,25	2033
Вокзальная-2а	Уз.ГВС-2 ж.д.2А	ЦТП 1	0,099	0,198	2,25	2033
Тукая-7	Узел ГВС	ЦТП 1	0,0666	0,1332	2,25	2033
Вокзальная-2а	Уз.ГВС-1 ж.д.2А	ЦТП 1	0,12	0,24	2,4375	2033
Тукая-1	Узел ГВС	ЦТП 1	0,264	0,528	2,75	2033
ИТОГО					2397,69	

Табл. 4.14. Инвестиционный план реализации проекта по переходу на ИТП

Внедрение ИТП	Всего	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Узлов требуется оснастить, шт	962	130	113	109	114	81	92	104	177	25	17
Капитальные вложения, млн. руб.	2 397,69	307,50	276,31	270,56	290,00	204,00	232,00	263,13	456,25	58,16	39,79
в том числе за счет прибыли на развитие (экономия затрат при отказе от ЦТП), млн. руб.	1 024,20	25,73	51,46	77,19	102,92	128,65	154,38	180,10	205,83	58,16	39,79
за счет программы кап. ремонта, млн. руб	1 373,50	281,77	224,85	193,37	187,08	75,35	77,63	83,02	250,42		

Необходимый объем капитальных вложений 2,4 млрд. рублей. Реализация проекта возможна при условии наличия финансирования за счет республиканских, городских программ в размере 1,4 млрд. рублей в текущих ценах.

В связи со значительным объемом капитальных вложений и неопределенностью с источником финансирования, реализация проекта не учитывается в остальных разделах схемы теплоснабжения. В случае определения источника финансирования, проект должен быть учтен при следующих актуализациях.

В настоящее время для оценки экономического эффекта, а так же отработки схемы взаимодействия между задействованными сторонами, выполнены 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 -61 (4 жилых домов), ЦТП-63 (3 жилых домов) 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.

4.4 Выбор сценария развития системы теплоснабжения города Нижнекамска

На основании анализа:

- балансов тепловой мощности источников теплоснабжения;
- объема капитальных вложений на строительство тепловых сетей;
- объема капитальных вложений на увеличение диаметров тепловых сетей, в связи с подключением новых потребителей;
- обеспечения надежности теплоснабжения существующих и перспективных потребителей;
- тарифных последствий для потребителей актуализированной на 2023-ый год схемой теплоснабжения города Нижнекамска выбирается

сценарий №2 развития системы теплоснабжения города - с перераспределением нагрузок между станциями.

В соответствии с выбранным сценарием определены прогнозы отпуска тепловой энергии от Нижнекамских ТЭЦ, потребление топлива, а также рассчитаны тарифно-балансовые модели ТСО – см. Главы 10 и 14 Обосновывающих материалов.

При этом необходимо отметить, что в случае, если фактическое строительство жилых и общественно-деловых зданий будет отличаться от перспективы, учтенной в генеральном плане города, распределение отпуска тепловой энергии между Нижнекамскими ТЭЦ будет необходимо пересмотреть при следующей актуализации.

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

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

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

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

В соответствии с данными о корректировке на 2021 год инвестиционная программа включает в себя мероприятия (отнесенные к деятельности в области теплогенерации и теплоснабжения), представленные в Табл. 5.1., а также дополнительные мероприятия в развитие теплоисточника, которые в последствии будут включены в инвестиционную программу при очередной корректировке.

В Табл. 5.2. представлены предложения по реконструкции оборудования ООО «Нижнекамская ТЭЦ».

Табл. 5.1 Перечень мероприятий, предлагаемых для реализации на источнике тепловой энергии филиала АО "ТГК-16" - "Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)", без НДС тыс. руб.

№ п/п	Наименование мероприятий	Потребность в финансировании (полная стоимость)	Всего 2022-2027 гг.:	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
Всего по филиалу АО "ТГК-16" - "Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)", в том числе:		16 427 342,00	15 273 536,00	1 152 320,50	2 847 644,10	5 379 274,80	3 325 821,00	1 685 001,00	883 474,60
1	Котлоагрегат ТГМ-96Б ст.№12 КТЦ-1. Техническое перевооружение газопроводов котла и горелочных устройств	93 294,80	93 294,80			93 294,80			
2	Котлоагрегат ТГМ-96Б ст.№15 КТЦ-1. Техническое перевооружение газопроводов котла и горелочных устройств	101 597,70	101 597,70			5 108,30	96 489,40		
3	Котлоагрегат ТГМ-96Б ст.№13 КТЦ-1. Техническое перевооружение газопроводов котла и горелочных устройств	103 093,30	103 093,30		2 329,40	100 763,90			
4	Котлоагрегат ТГМ-84Б ст.№8 КТЦ-1. Техническое перевооружение газопроводов котла	48 791,90	48 791,90		2 329,40	46 462,50			
5	Котлоагрегат ТГМ-96Б ст.№16 КТЦ-1. Техническое перевооружение газопроводов котла и горелочных устройств	110 692,60	110 692,60			5 565,60	105 127,00		
6	Котлоагрегат ТГМ-84А ст.№5 КТЦ-1. Техническое перевооружение газопроводов котла и горелочных устройств	115 374,90	115 374,90				5 801,00	109 573,90	
7	Котлоагрегат ТГМ-84Б ст.№11 КТЦ-1. Техническое перевооружение газопроводов котла	54 166,50	54 166,50					1 902,50	52 264,00

№ п/п	Наименование мероприятий	Потребность в финансирован ии (полная стоимость)	Всего 2022- 2027 гг.:	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
8	Котлоагрегат ТГМ-84А ст.№3 КТЦ-1. Техническое перевооружение газопроводов котла	56 333,20	1 978,60						1 978,60
9	Паровая турбина Р-70/100-130-15 с генератором №9. Техническое перевооружение системы регулирования с внедрением ЭГСП	27 151,90	26 851,90		26 851,90				
10	Дымовая труба №1 с газоходами. Реконструкция газоходов котлов ст.№1-5 (1,2 этапы)	76 652,20	75 712,20	38 697,40	37 014,80				
11	Хозпротивопожарный трубопровод..Техническое перевооружение хозпротивопожарного водовода	89 792,40	88 492,40	88 492,40					
12	Локальная вычислительная сеть. Техническое перевооружение ЛВС ИБК	18 861,20	18 411,20		18 411,20				
13	Котлоагрегат №2 ТГМ-84А в к-те. Техническое перевооружение экранов	149 631,00	147 811,00	147 811,00					
14	Котлоагрегат №3 ТГМ-84А в к-те. Техническое перевооружение экранов	149 209,70	147 314,70	147 314,70					
15	Котлоагрегат №7 ТГМ-84Б в к-те. Техническое перевооружение КПП	189 607,60	188 407,60		188 407,60				
16	Котлоагрегат №13 ТГМ-96Б в к-те. Техническое перевооружение экранов	141 218,90	139 776,10	139 776,10					
17	Котлоагрегат №14 ТГМ-96Б в к-те. Техническое перевооружение НППП	63 760,00	62 810,00	62 810,00					
18	Котлоагрегат №1 ТГМ-84 в к-те. Техническое перевооружение ШПП и экранов	133 513,30	133 513,30		2 300,00	131 213,30			

№ п/п	Наименование мероприятий	Потребность в финансирован ии (полная стоимость)	Всего 2022- 2027 гг.:	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
19	Котлоагрегат №6 ТГМ-84Б в к-те. Техническое перевооружение экранов	115 883,80	115 883,80		115 883,80				
20	Котлоагрегат №12 ТГМ-96Б в к-те. Техническое перевооружение КПП	172 271,80	172 271,80		172 271,80				
21	Котлоагрегат №15 ТГМ-96Б в к-те. Техническое перевооружение НППП, ШПП	116 266,90	116 266,90		116 266,90				
22	Котлоагрегат №8 ТГМ-84Б в к-те. Техническое перевооружение ШПП, экранов	99 824,10	99 824,10		2 425,60	97 398,50			
23	Котлоагрегат №13 ТГМ-96Б в к-те. Техническое перевооружение НППП, ШПП	120 366,30	120 366,30		2 035,40	118 330,90			
24	Котлоагрегат №16 ТГМ-96Б в к-те. Техническое перевооружение КПП	138 583,30	138 583,30		3 500,20	135 083,10			
25	Котлоагрегат №4 ТГМ-84А в к-те. Техническое перевооружение ШПП, экранов	143 246,50	143 246,50			3 958,70	139 287,80		
26	Котлоагрегат №7 ТГМ-84Б в к-те. Техническое перевооружение экранов	63 631,50	63 631,50			1 979,40	61 652,10		
27	Котлоагрегат №16 ТГМ-96Б в к-те. Техническое перевооружение ШПП	108 649,20	108 649,20			1 979,40	106 669,80		
28	Котлоагрегат №5 ТГМ-84А в к-те. Техническое перевооружение ШПП, экранов	148 983,40	148 983,40				4 129,90	144 853,50	
29	Котлоагрегат №9 ТГМ-84Б в к-те. Техническое перевооружение ШПП, экранов	148 983,40	148 983,40				4 129,90	144 853,50	
30	Котлоагрегат №13 ТГМ-96Б в к-те. Техническое перевооружение КПП	203 454,90	203 454,90				2 065,00	201 389,90	

№ п/п	Наименование мероприятий	Потребность в финансирован ии (полная стоимость)	Всего 2022- 2027 гг.:	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
31	Котлоагрегат №10 ТГМ-84Б в к-те. Техническое перевооружение ШПП, экранов	154 740,80	154 740,80					4 304,60	150 436,20
32	Котлоагрегат №11 ТГМ-84Б в к-те. Техническое перевооружение ШПП, экранов	154 740,80	154 740,80					4 304,60	150 436,20
33	Котлоагрегат №14 ТГМ-96Б в к-те. Техническое перевооружение КПП	210 935,70	210 935,70					2 152,30	208 783,40
34	Котлоагрегат №3 ТГМ-84А в к-те. Техническое перевооружение КПП, ШПП	308 603,40	4 482,60						4 482,60
35	Котлоагрегат №12 ТГМ-96Б в к-те. Техническое перевооружение ШПП, экранов	196 424,50	4 482,60						4 482,60
36	Паропровод высокого давления. Техпереворужение тепловой схемы станции с установкой БРОУ-140/30 ст.№6	137 484,40	99 284,00	99 284,00					
37	Химобессоливающая установка. Техническое перевооружение узла откачки регенерационных вод в ХЦ №1	175 544,50	152 794,50	152 794,50					
38	Система пожаротушения кабельного хозяйства Нижнекамской ТЭЦ (ПТК- 1). Дооборудование помещений Нижнекамской ТЭЦ (ПТК-1) автоматической пожарной сигнализацией	175 544,50	13 219,90	13 219,90					
39	Автоматизированная система коммерческого учёта теплотенергии. Техническое перевооружение АСКУТ	97 648,40	96 668,20		96 668,20				
40	Насос питательный ПЭ-580 СТ N15. Техническое перевооружение с	68 366,80	66 606,80		66 606,80				

№ п/п	Наименование мероприятий	Потребность в финансирован ии (полная стоимость)	Всего 2022- 2027 гг.:	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
	заменой насоса.								
41	Деаэрационная установка ДПТС-1. Техническое перевооружение схемы подпитки теплосети	61 532,20	60 624,70	60 624,70					
42	Питательный насос ПЭ-580-180 станционный N2. Техническое перевооружение с заменой питательного насоса и электродвигателя	36 084,30	36 084,30		2 196,10	33 888,20			
43	Паровая турбина Т-110/120-130/3 с генератором №10. Техническое перевооружение АСКВД.	15 428,30	15 387,20	15 387,20					
44	Паровая турбина Р-100-130/15 с генератором №8. Техническое перевооружение АСКВД.	8 856,00	8 856,00				624,00	8 232,00	
45	Установка нейтрализации сборной воды. Техническое перевооружение бакового хозяйства.	110 465,00	110 465,00	1 377,00	109 088,00				
46	Градирня №2. Техническое перевооружение водораспределительной системы и вытяжной башни градирни №2	77 205,30	77 205,30	989,00	76 216,30				
47	Здание Главного корпуса. Техническое перевооружение ЗиС главного корпуса с заменой стеновых панелей облегченной конструкции	75 750,00	75 750,00			50 750,00	25 000,00		
48	Паровая турбина Р-70/100-130/15 с генератором №9. Техническое перевооружение генератора с заменой системы возбуждения и защит.	66 715,50	66 715,50			66 715,50			
49	Насос ПЭН ст. №9. Техническое перевооружение с заменой	36 855,60	36 855,60			36 855,60			

№ п/п	Наименование мероприятий	Потребность в финансирован ии (полная стоимость)	Всего 2022- 2027 гг.:	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
	питательного насоса и электродвигателя.								
50	Паровая турбина Р-70/100-130/15 с генератором №6. Техническое переворужение АСКВД.	14 490,10	14 490,10		14 490,10				
51	Общестанционное оборудование. Техническое перевооружение станционных трубопроводов питательной воды (1,2,3 этапы)	71 581,20	71 581,20			20 725,20	23 778,00	27 078,00	
52	Паровая турбина Р-100-130/15 с генератором №11. Техническое переворужение АСКВД.	9 578,60	9 578,60			9 578,60			
53	Паровая турбина Р-100-130/15 с генератором №11. Техническое переворужение системы технологической защиты и сигнализации.	35 380,80	35 380,80			35 380,80			
54	Котлоагрегат ст.№4. Тех. переворужение ДС-4А, ДС-4Б с заменой элек- тродвигателей механизмов	18 923,70	18 923,70			700,90	18 222,80		
55	Насос ПЭН ст. №3. Техническое переворужение с заменой питательного насоса	33 355,70	33 355,70			1 778,20	31 577,50		
56	Градирня №1 Техническое переворужение водораспределительной системы и вытяжной башни градирни №1	82 211,50	82 211,50			2 844,10	79 367,40		
57	Паровая турбина ПТ-60-130/13 с генератором №4. Техническое переворужение генератора с заменой системы возбуждения и защит и токоограничивающего реактора.	67 665,00	67 665,00				1 916,00	65 749,00	

№ п/п	Наименование мероприятий	Потребность в финансирован ии (полная стоимость)	Всего 2022- 2027 гг.:	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
58	Котлоагрегат ст.№9. Тех. переворужение ДС-9А, ДС-9Б с заменой электродвигателей механизмов	19 651,50	19 651,50				727,80	18 923,70	
59	Насос ПЭН ст. №8. Техническое переворужение с заменой питательного насоса.	26 899,80	26 899,80				1 855,20	25 044,60	
60	Котлоагрегат ТГМ-84А ст.№5. Техническое перевооружение системы технологической защиты и сигнализации.	35 433,20	35 433,20				1 687,30	33 745,90	
61	Паровая турбина Р-100-130/15 с генератором №8. Техническое переворужение ЭГСП.	19 715,40	19 715,40				938,80	18 776,60	
62	Паровая турбина ПТ-60-130/13 с генератором №4. Техническое переворужение ЭГСП.	19 715,40	19 715,40				938,80	18 776,60	
63	Паровая турбина Т-105/120-130/2 с генератором №7. Техническое переворужение генератора с заменой системы возбуждения и защит.	99 196,50	99 196,50					1 842,30	97 354,20
64	Насос ПЭН ст. №12. Техническое переворужение с заменой питательного насоса.	27 980,00	27 980,00					1 933,70	26 046,30
65	Деаэрационная установка ДПТС-2. Техническое перевооружение схемы подпитки теплосети	44 916,60	44 916,60					1 400,50	43 516,10
66	Паровая турбина Т-105/120-130/2 с генератором №7. Техническое переворужение турбины с заменой ПСГ-1	68 343,00	68 343,00					2 500,00	65 843,00
67	Паровая турбина Т-105/120-130/2 с генератором №7. Техническое переворужение ЭГСП.	24 094,60	24 094,60					1 147,40	22 947,20

№ п/п	Наименование мероприятий	Потребность в финансирован ии (полная стоимость)	Всего 2022- 2027 гг.:	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
68	Паровая турбина Р-100-130/15 с генератором №11. Техническое перевооружение ЭГСР.	24 094,60	24 094,60					1 147,40	22 947,20
69	Паровая турбина Т-105/120-130/2 с генератором №7. Техническое перевооружение АСКВД.	10 015,80	10 015,80					755,90	9 259,90
70	Паровая турбина Р-70/100-130/15 с генератором №6. Техническое перевооружение генератора с заменой системы возбуждения и защит.	90 557,10	1 928,70						1 928,70
71	Паровая турбина Т-110/120-130/3 с генератором №10. Техническое перевооружение турбины с заменой ПСГ-1	71 077,60	2 600,00						2 600,00
72	Котлоагрегат ТГМ-96Б ст.№12. Техническое перевооружение системы технологической защиты и сигнализации.	38 324,60	1 825,00						1 825,00
73	Паровая турбина Р-70/100-130/15 с генератором №6. Техническое перевооружение ЭГСР.	25 058,40	1 193,30						1 193,30
74	ОНМ	56 122,90	56 122,90	7 976,70	10 878,60	7 012,90	10 000,00	10 245,60	10 009,10
75	Система паро-водотушения, промывки, паровой обдувки РВП. Техническое перевооружение систем паро-водотушения, промывки, паровой обдувки РВП	10 078,50	10 078,50			10 078,50			
76	Техническое перевооружение системы подачи пара на калориферы котлоагрегатов и отвода качественного конденсата (1,2 этапы)	106 406,80	105 284,40	1 683,50		64 964,20	38 636,70		

№ п/п	Наименование мероприятий	Потребность в финансирован ии (полная стоимость)	Всего 2022- 2027 гг.:	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
77	Здание Главного корпуса. Техническое перевооружение растворного узла	15 864,50	15 864,50	2 619,80	13 244,70				
78	Техническое перевооружение мазутных подогревателей	27 000,00	27 000,00			27 000,00			
79	Создание системы обеспечения информационной безопасности объектов критической информационной инфраструктуры филиала АО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)	19 708,70	18 526,00		18 526,00				
80	Здание Главного корпуса. Техническое перевооружение кровли главного корпуса (1,2,3,4 этапы)	467 528,80	465 928,80	97 184,80	90 757,60	138 993,20	138 993,20		
81	Котлоагрегат ТГМ-96Б ст.№14 КТЦ-1. Техническое перевооружение горелочных устройств	97 325,10	97 325,10			97 325,10			
82	Котел ПТВМ-100 №2. Техническое перевооружение элементов поверхностей нагрева котла (змеевиков конвективного пучка, экранов и коллекторов)	52 534,10	52 534,10		52 534,10				
83	Система непрерывного контроля загазованности воздуха в КТЦ-1. Техническое перевооружение системы контроля загазованности воздуха (1,2 этапы)	172 850,50	172 850,50	567,50		172 283,00			
84	Система автоматического непрерывного контроля выбросов Нижнекамской ТЭЦ (ПТК-1)	53 055,80	53 055,80			22 848,40	30 207,40		
85	Здание главного корпуса. Техническое перевооружение потолочного освещения КТЦ-1,2 с заменой на	18 787,80	18 714,80		18 714,80				

№ п/п	Наименование мероприятий	Потребность в финансирован ии (полная стоимость)	Всего 2022- 2027 гг.:	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
	светодиодное.								
86	Система видеонаблюдения главного корпуса. Техническое перевооружение системы технологического видеонаблюдения главного корпуса	34 416,90	33 356,70		33 356,70				
87	Частотный регулируемый привод на механизмы собственных нужд БУ ТГ-7. Техническое перевооружение ЧРП СН-13	17 381,60	17 381,60	298,20	17 083,40				
88	Дымовая труба №2 с газоходами. Техническое перевооружение газоходов котлов ст.№6-11 к дымовой трубе №2	60 821,90	60 821,90			1 060,20		59 761,70	
89	Техническое перевооружение РРОУ-4 с переводом в БРОУ-140/14	43 071,50	43 071,50			43 071,50			
90	Корпоративная система передачи данных.. Серверный Кластер.Модернизация системы виртуализации	24 717,70	24 717,70			24 717,70			
91	Техническое перевооружение поисковой громкоговорящей связи	13 700,00	13 700,00			13 700,00			
92	Техническое перевооружение оперативной телефонной связи	10 400,00	10 400,00			10 400,00			
93	Дооборудование системы противопожарной сигнализации	5 500,00	5 500,00			500,00	5 000,00		
94	Дооборудование системы охранной сигнализации	5 100,00	5 100,00				600,00	4 500,00	

№ п/п	Наименование мероприятий	Потребность в финансирован ии (полная стоимость)	Всего 2022- 2027 гг.:	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
95	Дымовая труба №3 с газоходами. Техническое перевооружение газоходов котлов ст.№№12-16 к дымовой трубе №3	53 371,80	1 211,80				1 211,80		
96	Химобессоливающая установка №1. Техническое перевооружение осветлителя №6 с реализацией САУ.	34 393,80	34 393,80				1 637,80	32 756,00	
97	Котлоагрегат ТГМ-84А ст.№3 КТЦ-1 Техническое перевооружение автоматизированной системы контроля и регулирования.	60 761,60	3 369,60						3 369,60
98	Химобессоливающая установка №1. Техническое перевооружение осветлителя №8 с реализацией САУ.	35 837,60	1 771,40						1 771,40
99	Паровая турбина Р-100-130/15 с генератором №3. Комплексная замена паровой турбины (НкТЭЦ (ПТК-1))	2 219 930,80	2 219 930,80	15 531,20	76 612,30	1 300 822,10	826 965,20		
100	Паровая турбина ПТ-60-130/13 с генератором №2. Техническое перевооружение турбины с заменой ЦВД и регенеративных подогревателей (НкТЭЦ (ПТК-1))	1 964 793,00	1 964 793,00	28 966,30	1 316 860,60	618 966,10			
101	Паровая турбина Т-100/120-130-2 с генератором №5. Техническое перевооружение турбины с заменой ЦВД (НкТЭЦ (ПТК-1))	1 894 299,30	1 894 299,30	28 914,60	120 814,70	1 744 570,00			
102	Паровая турбина Р-100-130/15 с генератором №8. Комплексная замена паровой турбины (НкТЭЦ (ПТК-1))	2 401 506,20	2 401 506,20		22 967,10	80 606,40	1 560 583,40	737 349,30	

Табл. 5.2 Перечень мероприятий, предлагаемых для реализации на источнике тепловой энергии ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2), тыс. руб. с НДС

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

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.

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 «Нижнекамская ТЭЦ» должно было начать реализовываться с 2014 года и к 2020 году реконструкция должна была быть завершена. Однако, в силу высокой стоимости проекта основной этап реализации пока не начат. Так как выполнение данного мероприятия предполагается за счет внебюджетных источников финансирования, решение о реализации столь масштабной

реконструкции принимается ООО «Нижекамская ТЭЦ» самостоятельно в зависимости от внутренней ликвидности и конъюнктуры рынка.

5.11 Капитальные вложения в реализацию мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии МО г. Нижегородск

Капитальные вложения в реализацию мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии МО г. Нижегородск составили 18,548 млрд. руб. с НДС.

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)

В соответствии с документом «Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения г. Нижнекамска на период до 2040 года. Глава 5. Мастер-план развития систем теплоснабжения», подобные предложения отсутствуют.

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

Объемы нового строительства тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки (присоединения новых потребителей тепловой энергии) приведены в таблицах ниже.

Мероприятия по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки запланированы в соответствии с анализом возможности их обеспечения:

- в Главе 4 Обосновывающих материалов по наличию резерва/дефицита установленной мощности источника тепловой энергии;
- в электронной модели и Главе 3 Обосновывающих материалов по возможности обеспечения гидравлических режимов тепловых сетей;
- по нахождению перспективной зоны застройки в радиусе эффективного теплоснабжения от источника тепловой энергии.

Табл. 6.1 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	Протяженность участка, м	Год строительства	Условный диаметр, мм	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты с НДС, тыс. руб.	Источник финансирования
ООО "Нижнекамская ТЭЦ"	тепловод №3	Амбулаторно - поликлинического обслуживания	Амбулаторно-поликлинического обслуживания	112	2022	38	подземная канальная	ППУ	1 619,04	Средства за присоединение потребителей
ООО "Нижнекамская ТЭЦ"	тепловод №3 ТК-88 Баки Урманче	тепловод №2 ТК-55 Вахитова	ЖК "Манзара", застройка 15 микрорайона	2075	2024-2027	425	подземная канальная	ППУ	473 624,89	Средства за присоединение потребителей
Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)	тепловод №1 от ТК-4 по ул. Корабельная	до пересечения с тепловодом АО «ВК и ЭХ» по пр. Мира (dy600)	застройка	1500	2027-2028	630	подземная канальная	ППУ	455 500,44	Средства за присоединение потребителей
ООО "Нижнекамская ТЭЦ"	тепловод №3 от ТК-10 Сююмбике	29 микрорайона	застройка ЖК "АЛАН"	1600	2028-2029	630	подземная канальная	ППУ	485 867,14	Средства за присоединение потребителей
ИТОГО									1 416 611,51	

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 выгодный источник теплоснабжения.

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

В соответствии с документом «Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения г. Нижнекамска на период до 2040 года. Глава 5. Мастер-план развития систем теплоснабжения», подобные предложения отсутствуют.

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

Объемы реконструкции тепловых для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки (подключения новых потребителей тепловой энергии), в том числе с увеличением диаметров трубопроводов представлены в таблицах ниже.

Мероприятия по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки запланированы в соответствии с анализом возможности их обеспечения:

- в Главе 4 Обосновывающих материалов по наличию резерва/дефицита установленной мощности источника тепловой энергии;
- в электронной модели и Главе 3 Обосновывающих материалов по возможности обеспечения гидравлических режимов тепловых сетей;
- по нахождению перспективной зоны застройки в радиусе эффективного теплоснабжения от источника тепловой энергии.

Табл. 6.4 Объемы реконструкции тепловых сетей АО «ВК и ЭХ» 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

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Год строительства/реконструкции	Существующий условный диаметр, мм	Перспективный условный диаметр, мм	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты с НДС, тыс. руб.	Источник финансирования
УТ-10сущ.	УТ-1	87,5	2022-2023	150	300	подземная	ППУ	2 600,00	Средства за присоединение потребителей
УТ-1	УТ-3	707,6	2022-2023	150	300	подземная	ППУ	21 800,00	Средства за присоединение потребителей
УТ-3	УТ-20	378	2022-2023	200	250	подземная	ППУ	8 200,00	Средства за присоединение потребителей
ИТОГО								32 600,00	

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

Мероприятия по реконструкции тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с истощением эксплуатационного ресурса представлены в таблицах ниже.

В перечень мероприятий включены участки тепловых сетей, имеющих наибольший срок службы и повреждаемость в процессе эксплуатации. Необходимость реконструкции подтверждена расчетами надёжности в Главе 11.

Табл. 6.5 Предложения по реконструкции тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» - Нижнекамские тепловые сети, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Источник	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Год строительства/реконструкции	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты с НДС, тыс. руб.	Источник финансирования
НкТЭЦ-1	МТВ№2 от филиала АО "ТГК-16" НкТЭЦ-1	МТВ№2 до павильона задвижек №1 (1этап)	1522,26	2026	надземная	ппу	89 785,00	прибыль на развитие, ценовые зоны
НкТЭЦ-1	МТВ№2 от филиала АО "ТГК-16" НкТЭЦ-1	МТВ№2 до павильона задвижек №1 (2этап)	1306,28	2027	надземная	ппу	80 359,71	прибыль на развитие, ценовые зоны
НкТЭЦ-1	МТВ№2 от павильона задвижек №1	МТВ№2 до павильона задвижек №3	4252	2028	надземная	ппу	273 083,91	прибыль на развитие, ценовые зоны
НкТЭЦ-1	МТВ№2 от павильона задвижек №3	до павильона задвижек №5	1482	2029	надземная	ппу	370 388,00	прибыль на развитие, ценовые зоны
НкТЭЦ-1	МТВ№4 от филиала АО "ТГК-16" НкТЭЦ-1	до павильона задвижек КПД – 1 этап	585,34	2029	надземная	ппу	59 194,00	прибыль на развитие, ценовые зоны

Источник	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Год строительства/реконструкции	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты с НДС, тыс. руб.	Источник финансирования
НкТЭЦ-1	МТВ№2 от павильона задвижек №5	до ПНС-5	1716	2030	надземная	ппу	120 121,00	прибыль на развитие, ценовые зоны
НкТЭЦ-1	МТВ№4 от филиала АО "ТГК-16" НкТЭЦ-1	до павильона задвижек КПД – 2 этап	2467	2031	надземная	ппу	207 330,00	прибыль на развитие, ценовые зоны
ИТОГО							1 200 261,62	

Табл. 6.6 Предложения по реконструкции тепловых сетей филиала АО "ВК и ЭХ", подлежащих замене в связи с истощением эксплуатационного ресурса

№ п/п	Наименование объекта	Длина трассы, м	Год строительства/реконструкции	Условный диаметр, мм	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Затраты с НДС, тыс. руб.	Источник финансирования
1	Комплексный капитальный ремонт сетей тепловодоснабжения от ЦТП-87 к ж.д Корабельная 31	126	2025	110-160-219	подземный	ППУ	1 836,33	амортизация

№ п/п	Наименование объекта	Длина трассы, м	Год строительства/ реконструкции	Условный диаметр, мм	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляцио нный материал	Затраты с НДС, тыс. руб.	Источник финансирования
2	Комплексный капитальный ремонт соединительный теплотрассы к ЦТП-46	497	2025	273	подземный	ППУ	13 485,82	амортизация
3	Комплексный капитальный ремонт соединительный теплотрассы к ЦТП-64	238,0	2025	219	подземный	ППУ	6 680,39	амортизация
4	Комплексный капитальный ремонт соединительный теплотрассы к ЦТП-31	449	2024	219	подземный	ППУ	10 339,92	амортизация
5	Комплексный капитальный ремонт соединительный теплотрассы к ЦТП-44	158,2	2023	273	подземный	ППУ	4 394,57	амортизация
6	Капитальный ремонт сетей тепловодоснабжения от ЦТП-39	1000	2023	63-90-89-108	подземный	ППУ	6 512,28	амортизация
7	Капитальный ремонт сетей тепловодоснабжения от ЦТП-1	3808	2026	57-76-89-108-159-63-75-90-110-140-160	подземный	ППУ	25 872,44	амортизация
8	Капитальный ремонт сетей тепловодоснабжения ЦТП-44 от ТК-3а до ж/д Вокзальная-26, ТК-4 до ж/д Вокзальная-28	774	2026	75-110-89	подземный	ППУ	4 673,13	амортизация

№ п/п	Наименование объекта	Длина трассы, м	Год строительства/ реконструкции	Условный диаметр, мм	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляцио нный материал	Затраты с НДС, тыс. руб.	Источник финансирования
9	Капитальный ремонт сетей тепловодоснабжения от ЦТП пос.Кр.Ключ	712	2027	57-63-159	надземный	прошивные маты	2 385,01	амортизация
10	Капитальный ремонт сетей тепловодоснабжения от ЦТП пос.Афанасово	1200	2027	57-63-160-219	надземный	прошивные маты	4 225,42	амортизация
11	Капитальный ремонт соединительной теплотрассы к ЦТП-50	200	2025	273	подземный	ППУ	7 286,83	амортизация
12	Капитальный ремонт соединительной теплотрассы к ЦТП-57	543	2027	219	подземный	ППУ	10 977,67	амортизация
13	Капитальный ремонт соединительной теплотрассы к ЦТП-30	567	2027	219	подземный	ППУ	10 767,13	амортизация
14	Капитальный ремонт соединительной теплотрассы к ЦТП-1	370	2028	219	подземный	ППУ	6 949,17	амортизация
15	Капитальный ремонт соединительной теплотрассы к ЦТП-88	349	2028	273	подземный	ППУ	11 368,75	амортизация
16	Капитальный ремонт соединительной теплотрассы к ЦТП-38	370	2029	377	подземный	ППУ	16 867,63	амортизация

№ п/п	Наименование объекта	Длина трассы, м	Год строительства/ реконструкции	Условный диаметр, мм	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляцио нный материал	Затраты с НДС, тыс. руб.	Источник финансирования
17	Капитальный ремонт соединительной теплотрассы к ЦТП-74	450	2029	325	подземный	ППУ	17 654,59	амортизация
ИТОГО							162 277,09	

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 м3/час на 2000 м3/час в количестве 3 шт. – 2026 год.
- реконструкция насосной ПНС-7 с увеличением производительности перекачивающих насосов с 1250 м3/час на 2000 м3/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 филиала АО «Татэнерго» - Нижнекамские тепловые сети представлены в Табл. 6.7

Предложения по реконструкции и модернизации центральных тепловых пунктов АО «ВК и ЭХ» представлены в Табл. 6.8.

Табл. 6.7. Предложения по реконструкции и модернизации ПНС филиала АО «Татэнерго» - Нижнекамские тепловые сети

Наименование насосной станции, место установки	Год строительства/реконструкции	Затраты с НДС, тыс. руб.	Источник финансирования
Реконструкция электротехнической части и автоматизация подкачивающей насосной станции №4 (СМР)	2022	87 395,45	Амортизация + прибыль на развитие
Реконструкция электротехнической части и автоматизация подкачивающей насосной станции №5	2024	56 280,32	Ценовые зоны

Наименование насосной станции, место установки	Год строительства/реконструкции	Затраты с НДС, тыс. руб.	Источник финансирования
Реконструкция электротехнической части и автоматизация подкачивающей насосной станции №6	2024	47 118,46	Амортизация + прибыль на развитие
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)	2025	49 294,06	Ценовые зоны
Реконструкция теплотехнического оборудования ПНС-2 с увеличением производительности перекачивающих насосов с 1250 м3/час на 2000 м3/час в количестве 3 шт. (СМР)	2026	50 700,94	Ценовые зоны
ИТОГО		290 789,23	

Табл. 6.8. - Предложения по реконструкции и модернизации центральных тепловых пунктов АО «ВК и ЭХ»

Наименование мероприятия	Год реализации	Затраты с НДС, тыс. руб.	Источник финансирования
Установка в ЦТП теплосчетчиков на расход тепловой энергии для производства горячего водоснабжения, 95 ед.	2023	20 481,92	Амортизация
	2024	20 481,92	
Итого:		40 963,84	

6.9 Капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них МО г. Нижнекамск

Капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них по МО г. Нижнекамск составили 4,062 млрд. руб. с НДС.

**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

Динамика изменения перспективного потребления топлива зависит от изменения присоединенной тепловой нагрузки, а также режимов загрузки того или иного генерирующего оборудования станции.

В таблицах ниже представлен топливно-энергетический баланс источников тепловой энергии Филиала АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ» и ООО «Нижекамская ТЭЦ» на период 2027-2040 гг.

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.

Код зоны деятельности	Источники тепловой энергии						Тепловые сети					Утвержденная ЕТО	Основание для присвоения статуса ЕТО (пункт Правил организации теплоснабжения)
	Наименование источника тепловой энергии	Располагаемая тепловая мощность источника, 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, м³	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		
4	ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2)	1 580,00	ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2)	В собственности	5 409 960	-	АО «Танеко»	882,36	В собственности	н/д	-	АО «Танеко»	п. 6 ПП РФ от 08.08.2012 №808

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

В рамках выполнения данной актуализации схемы теплоснабжения муниципального образования город Нижнекамск на период до 2040 года заявок на присвоение статуса ЕТО в адрес исполнительного комитета г. Нижнекамска подано не было.

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

№	Наименование источника, на базе которого образована система теплоснабжения	Наименование сетевой организации	Изолированная зона теплоснабжения
01	Филиал АО "ТГК-16" - "Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)", ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-2)	Филиал АО «Татэнерго» - Нижнекамские тепловые сети, АО «ВКиЭХ»	Зона действия тепловых сетей филиала АО «Татэнерго»- Нижнекамские тепловые сети, 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 (ПТК-1)", ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-2), котельная ПАО «Нижнекамскнефтехим»	ПАО «Нижнекамскнефтехим»	Зона действия тепловых сетей ПАО «Нижнекамскнефтехим» - территория предприятий ПАО «НКНХ», АО «ТАИФ-НК», ТЭЦ филиала АО «ТГК-16»
03	Филиал АО "ТГК-16" - "Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)"	ООО «Энергошинсервис»	Зона действия тепловых сетей ООО «Энергошинсервис» - территория предприятий ПАО «Нижнекамскшина»
04	ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-2)	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 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», 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.

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.

11.2 Предложение по реализации сценария №2

Сценарий №2 развития системы теплоснабжения города Нижнекамска основывается на проекте Генерального плана города до 2040 года. Генеральный план предполагается утвердить в мае 2022 года.

Первая очередь Генерального плана имеет горизонт планирования до 2025 года. Расчетный срок действия Генерального плана 2040 год. С учетом того, что на момент разработки схемы теплоснабжения Генеральный план не утвержден, данная схема, в соответствии с Техническим заданием является актуализацией.

Новый Генеральный план предусматривает значительно большую перспективу жилой и общественно-деловой застройки города, чем это предполагалось утвержденной схемой теплоснабжения. Значительная перспектива заложена по новым кварталам с 61 по 72.

В таблице 11.1. приведено сравнение перспективных показателей в соответствии с утвержденной схемой теплоснабжения и новым Генеральным планом.

Прирост площадей жилой и общественно-деловой застройки на период 2022-2034 года по утвержденной схеме составил 737,7 тыс. м²; за тот же период в соответствии с новым Генеральным планом – 3 377,83 тыс.м². За период 2022-2040 годов прирост площадей в соответствии с Генеральным планом составит 4 916,43 тыс.м².

Прирост тепловой нагрузки за период 2022-2034 годы:

- по утвержденной схеме – 46,82 Гкал/ч;
- в соответствии с Генеральным планом – 301,86 Гкал/ч;

Прирост тепловой нагрузки за период 2022 -2040 годы, по новому Генеральному плану – 440,63 Гкал/ч.

Прирост потребления тепловой энергии за период 2022-2034 годы:

- по утвержденной схеме – 121,69 тыс. Гкал/год;
- в соответствии с Генеральным планом – 358,12 тыс. Гкал/год;

Прирост потребления тепловой энергии за период 2022 -2040 годы, по новому Генеральному плану – 542,3 тыс. Гкал/год.

Значительное увеличение прогнозных показателей требует пересмотра перспективного распределения тепловой нагрузки и отпуска тепловой энергии между ТЭЦ, с учетом фактической присоединенной нагрузки и располагаемой мощности источников тепловой энергии.

Табл. 11.1. Сравнение перспективы по утвержденной схеме теплоснабжения и Генеральному плану до 2040 года.

		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Утвержденная схема теплоснабжения	Ввод в эксплуатацию жилых зданий, тыс. кв. м.	23,80	28,00	22,20	32,10	32,00	21,10	31,20	36,40	30,30	30,80	22,80	41,40	24,30						
	Ввод в эксплуатацию общественно-деловых зданий, тыс. м2	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						
	Всего, тыс.кв.м	49,60	56,80	48,90	57,70	58,20	48,60	59,00	65,00	57,80	58,40	48,90	71,20	50,60						
Актуализация на 2023 год, с учетом нового Генерального плана	Ввод в эксплуатацию жилых зданий, тыс. кв. м.	21,47	31,35	49,97	232,44	253,44	268,55	239,15	252,43	252,43	225,01	240,64	255,16	279,52	256,11	250,16	223,61	246,37	199,23	227,96
	Ввод в эксплуатацию общественно-деловых зданий, тыс. м2	69,91	6,36	127,85	122,23	63,70	62,55	61,90	63,65	54,50	63,80	21,02	41,00	17,80	25,90	6,20	20,90	35,17	5,70	41,29
	Всего, тыс.кв.м	91,38	37,71	177,82	354,67	317,14	331,10	301,05	316,08	306,93	288,81	261,66	296,16	297,32	282,01	256,36	244,51	281,54	204,93	269,25

		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Утвержденная схема теплоснабжения	Общий прирост тепловой нагрузки, Гкал/час	3,26	3,69	3,26	3,60	3,66	3,29	3,74	4,04	3,68	3,71	3,23	4,35	3,31						
Актуализация на 2023 год, с учетом нового Генерального плана	Общий прирост тепловой нагрузки, Гкал/час	7,88	3,38	15,39	31,46	28,40	29,67	26,95	28,30	27,52	25,82	23,61	26,62	26,86	25,43	23,22	22,06	25,33	18,55	24,18
Утвержденная схема теплоснабжения	Общий прирост потребления тепловой энергии, тыс. Гкал	8,34	9,49	8,24	9,54	9,67	8,23	9,79	10,73	9,61	9,69	8,21	11,70	8,47						
Актуализация на 2023 год, с учетом нового Генерального плана	Общий прирост потребления тепловой энергии, тыс. Гкал	3,31	6,78	9,39	24,74	34,97	35,86	37,06	35,74	36,21	34,82	32,78	32,34	34,13	33,70	32,09	30,04	30,31	29,36	28,70

По филиалу АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-1) на 2021 год резерв тепловой мощности 950,09 Гкал/ч, в то числе по нагрузке по пару – 320,98 Гкал/ч; по горячей воде – 629,11 Гкал/ч.

По ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2) на 2021 год резерв тепловой мощности 384,88 Гкал/ч, в то числе по нагрузке по пару – 245,58 Гкал/ч; по горячей воде – 139,30 Гкал/ч.

Распределение перспективной нагрузки между ТЭЦ осуществляется по следующим принципам. По кварталам существующей застройки подключение новых потребителей осуществляется в соответствии с существующими зонами действия ТЭЦ. По перспективным кварталам распределение тепловой нагрузки и отпуска тепловой энергии осуществляется с учетом:

- балансов тепловой мощности источников теплоснабжения;
- минимизации капитальных вложений на строительство тепловых сетей;
- минимизации капитальных вложений на увеличение диаметров тепловых сетей, в связи с подключением новых потребителей;
- обеспечения надежности теплоснабжения существующих и перспективных потребителей;
- тарифных последствий для потребителей.

В таблице ниже приведен перспективный баланс отпуска тепловой энергии потребителям, с учетом перераспределения тепловых нагрузок между ТЭЦ.

12 РАЗДЕЛ 12. РЕШЕНИЯ ПО БЕСХОЗЯЙНЫМ ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ

В настоящее время в городе определен перечень бесхозных сетей по состоянию на 2021 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»

Наименование участка	L, м	D_н, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети	Год ввода в эксплуатацию	Назначение тепловой сети (отопление/ ГВС)	Температурный график работы тепловой сети с указанием температуры срезки, °С
от ТК-5 до Лицея №63 ул.30л.Победы кв.СУЗ	33,145	76	мин.вата	канальная		транспортировка тепловой энергии	150-70 со срезкой 135-65
от УТ-1 до Бызова-20а "Медтехника" мкр.17	23	76	мин.вата	канальная		транспортировка тепловой энергии	150-70 со срезкой 135-65
Тепловые сети от УТ-24 до УТ-25 ул.Студенческая мкр.34	115,45	159	ППУ	бесканальная	2013	транспортировка тепловой энергии	150-70 со срезкой 135-65
Тепловые сети от УТ-25 до УТ-26 ул.Студенческая мкр.34	106,3	133	ППУ	бесканальная	2013	транспортировка тепловой энергии	150-70 со срезкой 135-65
Тепловые сети от УТ-26 до УТ-27 ул.Студенческая мкр.34	105	108	ППУ	бесканальная	2013	транспортировка тепловой энергии	150-70 со срезкой 135-65

Наименование участка	L, м	D_н, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети	Год ввода в эксплуатацию	Назначение тепловой сети (отопление/ ГВС)	Температурный график работы тепловой сети с указанием температуры срезки, °C
Тепловые сети от УТ-15 до УТ-156 мкр.34	155,5	159	ППУ	бесканальная	2016	транспортировка тепловой энергии	150-70 со срезкой 135-65
Тепловые сети от УТ-156 до ж.д.стр.№19 (Корабельная-21) мкр.34	25,94	108	ППУ	бесканальная	2016	транспортировка тепловой энергии	150-70 со срезкой 135-65
Тепловые сети от УТ-1а до ж.д.стр.№9 (Мира-89) мкр.44	528,6 176,2 9 3	219 159 108 89	мин.вата	канальная	2008	транспортировка тепловой энергии и горячей воды	150-70 со срезкой 135-65

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
<u>Энергосистема Саратовской области</u>										
<u>Саратовская ГРЭС</u>	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
<u>Саратовская ТЭЦ-1</u>	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
<u>Энергосистема Республики Татарстан</u>										
<u>Казанская ТЭЦ-2</u>	АО "Татэнерго"									
6 Р-25-90		Газ природный			25,0					25,0
ОЭС Средней Волги, всего			65,0	75,0	135,7	25,0				300,7
ТЭС-всего			65,0	75,0	135,7	25,0				300,7
<u>ОЭС Юга</u>										
<u>Энергосистема Ростовской области</u>										
<u>Новочеркасская ГРЭС*</u>	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
<u>Энергосистема Республики Татарстан</u>										
<u>Казанская ТЭЦ-2</u>	АО "Татэнерго"									
6 Р-25-90/1,2		Уголь Кузнецкий					25,0			25,0
<u>Энергосистема Ульяновской области</u>										
<u>Ульяновская ТЭЦ-1</u>	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
<u>Ульяновская ТЭЦ-2</u>	ПАО "Т Плюс"									
1 ПТ-142/165-130/15-2		Газ природный					142,0			142,0
<u>Энергосистема Республики Чувашия</u>										
<u>Новочебоксарская ТЭЦ-3</u>	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).

В таблицах ниже представлены индикаторы развития систем теплоснабжения города Нижнекамска.

Наименование показателя	Единицы измерения	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	2,084	2,847	3,722	3,720	3,805	3,712	3,719	3,740	3,796	3,874	3,955	4,038	4,118	4,199	4,278	4,351	4,424	4,500	4,576	4,648	4,715	4,783	4,849	4,914
Количество повреждений (отказов) в тепловых сетях, приводящих к прекращению теплоснабжения потребителей	ед./год	626	472	434	463	475	466	456	443	434	425	416	408	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Удельная повреждаемость тепловых сетей	ед./км/год	1,12	0,84	0,74	0,79	0,80	0,78	0,76	0,74	0,73	0,71	0,70	0,68	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67
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	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	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 2022-2040-е 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, без учета суммы по корректировке необходимой валовой выручки за отчетный период.

Табл. 15.1. Тарифно-балансовая модель источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1 АО "Татэнерго" - АО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» с учетом предложений по техническому перевооружению.

Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Электрическая мощность	МВт	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880
Установленная электрическая мощность, в том числе:	МВт	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880
Располагаемая электрическая мощность	МВт	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880
Электрическая энергия	тыс. МВт-ч																			
Выработка электрической энергии всего, в том числе:	тыс. МВт-ч	4 674	4 674	4 674	4 674	4 674	4 674	4 674	4 674	4 674	4 674	4 674	4 674	4 674	4 674	4 674	4 674	4 674	4 674	4 674
по теплофикационному циклу	тыс. МВт-ч	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200
Собственные нужды, всего, в том числе:	тыс. МВт-ч	534	534	534	534	534	534	534	534	534	534	534	534	534	534	534	534	534	534	534
то же, %	%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%
на отпуск тепловой энергии	тыс. МВт-ч	346	346	346	346	346	346	346	346	346	346	346	346	346	346	346	346	346	346	346
УРУТ на отпущенную электрическую энергию																				
Расход топлива на отпущенную электрическую энергию	тыс. т.у.т	1 012	1 012	1 012	1 012	1 012	1 012	1 012	1 012	1 012	1 012	1 012	1 012	1 012	1 012	1 012	1 012	1 012	1 012	1 012
Удельный расход условного топлива на отпущенную электрическую энергию	кг у.т/кВт-ч	285,9	285,9	285,9	285,9	285,9	285,9	285,9	285,9	285,9	285,9	285,9	285,9	285,9	285,9	285,9	285,9	285,9	285,9	285,9
Тепловая мощность и тепловая нагрузка																				
Установленная тепловая мощность, в том числе:	Гкал/ч	3 746	3 746	3 746	3 746	3 746	3 746	3 746	3 746	3 746	3 746	3 746	3 746	3 746	3 746	3 746	3 746	3 746	3 746	3 746
ПВК	Гкал/ч	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740

Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
РОУ	Гкал/ч	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Установленная тепловая мощность в том числе:	Гкал/ч	3 746	3 746	3 746	3 746	3 746	3 746	3 746	3 746	3 746	3 746	3 746	3 746	3 746	3 746	3 746	3 746	3 746	3 746	3 746
Расчетная тепловая нагрузка собственных нужд	Гкал/ч	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
Тепловая энергия																				
Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ, всего, в том числе:	тыс. Гкал	15 791	15 793	15 795	15 803	15 816	15 830	15 849	15 869	15 892	15 915	15 938	15 960	15 988	16 020	16 051	16 081	16 112	16 141	16 170
Расход тепловой энергии на собственные нужды	тыс. Гкал	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
то же, %	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
УРУТ отпущенную тепловую энергию	кг у.т/Гкал	143,60	143,60	143,60	143,60	143,60	143,60	143,60	143,60	143,60	143,60	143,60	143,60	143,60	143,60	143,60	143,60	143,60	143,60	143,60
Потребность в топливе	тыс. т у.т.	2 268	2 268	2 268	2 269	2 271	2 273	2 276	2 279	2 282	2 285	2 289	2 292	2 296	2 300	2 305	2 309	2 314	2 318	2 322
Расход топлива, всего, в том числе	тыс. т у.т.	3 280	3 280	3 280	3 282	3 283	3 285	3 288	3 291	3 294	3 298	3 301	3 304	3 308	3 313	3 317	3 322	3 326	3 330	3 334
на отпущенную электрическую энергию	тыс. т у.т.	1 012	1 012	1 012	1 012	1 012	1 012	1 012	1 012	1 012	1 012	1 012	1 012	1 012	1 012	1 012	1 012	1 012	1 012	1 012
природного газа	тыс. т у.т.	993	993	993	993	993	993	993	993	993	993	993	993	993	993	993	993	993	994	994
мазута	тыс. т у.т.	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
на отпущенную тепловую энергию	тыс. т у.т.	2 268	2 268	2 268	2 269	2 271	2 273	2 276	2 279	2 282	2 285	2 289	2 292	2 296	2 300	2 305	2 309	2 314	2 318	2 322

Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
тариф (в ценах соответствующих лет)	руб./Гкал	756,39	784,88	814,52	844,91	876,16	908,60	942,04	976,48	1 012,25	1 049,42	1 088,03	1 128,30	1 169,81	1 212,53	1 257,11	1 303,65	1 352,07	1 402,57	1 455,20

Табл. 15.2. Тарифно-балансовая модель источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1 АО "Татэнерго" - ООО «Нижекамская ТЭЦ» с учетом предложений по техническому перевооружению.

Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Электрическая мощность	МВт	724	724	724	724	724	724	724	724	724	724	724	724	724	724	724	724	724	724	724
Установленная электрическая мощность, в том числе:	МВт	724	724	724	724	724	724	724	724	724	724	724	724	724	724	724	724	724	724	724
Располагаемая электрическая мощность	МВт	724	724	724	724	724	724	724	724	724	724	724	724	724	724	724	724	724	724	724
Электрическая энергия	тыс. МВт-ч																			
Выработка электрической энергии всего, в том числе:	тыс. МВт-ч	1 328	1 630	1 630	1 630	1 630	1 630	1 630	1 630	1 630	1 630	1 630	1 630	1 630	1 630	1 630	1 630	1 630	1 630	1 630
на отпуск тепловой энергии	тыс. МВт-ч	119	119	119	119	119	119	119	119	119	119	119	119	119	119	119	119	119	119	119
УРУТ на отпущенную электрическую энергию																				
Расход топлива на отпущенную электрическую энергию	тыс. т.у.т	542	542	542	542	542	542	542	542	542	542	542	542	542	542	542	542	542	542	542
Удельный расход условного топлива на отпущенную электрическую энергию	кг у.т/кВт-ч	386,90	386,90	386,90	386,90	386,90	386,90	386,90	386,90	386,90	386,90	386,90	386,90	386,90	386,90	386,90	386,90	386,90	386,90	386,90
Тепловая мощность и тепловая нагрузка																				
Установленная тепловая мощность, в том числе:	Гкал/ч	1 580	1 580	1 580	1 580	1 580	1 580	1 580	1 580	1 580	1 580	1 580	1 580	1 580	1 580	1 580	1 580	1 580	1 580	1 580
ПВК	Гкал/ч	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360
Установленная тепловая мощность в том числе:	Гкал/ч	1 580	1 580	1 580	1 580	1 580	1 580	1 580	1 580	1 580	1 580	1 580	1 580	1 580	1 580	1 580	1 580	1 580	1 580	1 580
Расчетная тепловая нагрузка собственных нужд	Гкал/ч	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Тепловая энергия																				
Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ, всего, в том числе:	тыс. Гкал	4 249	4 254	4 261	4 278	4 300	4 321	4 340	4 355	4 369	4 380	4 390	4 400	4 407	4 408	4 409	4 409	4 409	4 409	4 409
Расход тепловой энергии на собственные нужды	тыс. Гкал	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
то же, %	%	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%

Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
УРУТ отпущенную тепловую энергию	кг у.т/Гкал	144,44	144,44	144,44	144,44	144,44	144,44	144,44	144,44	144,44	144,44	144,44	144,44	144,44	144,44	144,44	144,44	144,44	144,44	144,44
Потребность в топливе	тыс. т у.т.	614	614	615	618	621	624	627	629	631	633	634	636	637	637	637	637	637	637	637
Расход топлива, всего, в том числе	тыс. т у.т.	1 156	1 156	1 157	1 160	1 163	1 166	1 169	1 171	1 173	1 175	1 176	1 177	1 178	1 179	1 179	1 179	1 179	1 179	1 179
на отпущенную электрическую энергию	тыс. т у.т.	542	542	542	542	542	542	542	542	542	542	542	542	542	542	542	542	542	542	542
топливного газа	тыс. т у.т.	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	42	42	42	42	42	42	42	42
природного газа	тыс. т у.т.	497	497	497	497	497	497	497	497	497	497	497	498	498	498	498	498	498	498	498
мазута	тыс. т у.т.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
на отпущенную тепловую энергию	тыс. т у.т.	614	614	615	618	621	624	627	629	631	633	634	636	637	637	637	637	637	637	637
топливного газа	тыс. т у.т.	49	49	49	49	49	49	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
природного газа	тыс. т у.т.	563	563	564	567	570	573	575	577	579	581	582	584	585	585	585	585	585	585	585
мазута	тыс. т у.т.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Цены на топливо																				
Средневзвешенная среднегодовая цена на топливо	руб./т у.т.	4,31	4,48	4,66	4,84	5,03	5,22	5,43	5,64	5,86	6,09	6,32	6,57	6,83	7,09	7,37	7,66	7,95	8,26	8,59
Расчет НВВ																				
На отпуск тепловой энергии (без НДС)																				
Материальные затраты	тыс. руб.	862	896	932	969	1 008	1 049	1 091	1 134	1 180	1 227	1 276	1 327	1 380	1 435	1 492	1 552	1 614	1 679	1 746
Услуги сторонних организаций	тыс. руб.	1 541	1 603	1 667	1 734	1 803	1 875	1 950	2 028	2 109	2 194	2 282	2 373	2 468	2 566	2 669	2 776	2 887	3 002	3 122
услуги по подрядному ремонту	тыс. руб.	260	271	282	293	305	317	329	343	356	371	385	401	417	433	451	469	488	507	527
Эксплуатация	тыс. руб.																			
вода на технологические цели	тыс. руб.	2 867	2 982	3 101	3 225	3 354	3 488	3 628	3 773	3 924	4 081	4 244	4 414	4 591	4 774	4 965	5 164	5 370	5 585	5 809
Энергия всех видов со стороны	тыс. руб.	28 038	29 276	30 651	32 421	34 457	36 590	38 729	40 840	42 987	45 171	47 378	49 679	51 926	54 021	56 170	58 364	60 641	63 006	65 463
энергия на производственные нужды	тыс. руб.	28 038	29 276	30 651	32 421	34 457	36 590	38 729	40 840	42 987	45 171	47 378	49 679	51 926	54 021	56 170	58 364	60 641	63 006	65 463
Топливо	тыс. руб.	577 504	603 002	631 310	667 770	709 705	753 647	797 693	841 191	885 395	930 394	975 848	1 023 231	1 069 516	1 112 670	1 156 931	1 202 133	1 249 016	1 297 728	1 348 340
Расходы на оплату труда	тыс. руб.	5 349	5 734	6 141	6 571	7 038	7 538	8 073	8 614	9 208	9 834	10 483	11 186	11 946	12 747	13 601	14 512	15 484	16 522	17 629
Страховые взносы	тыс. руб.	1 594	1 708	1 830	1 958	2 097	2 246	2 405	2 566	2 743	2 930	3 123	3 333	3 559	3 798	4 052	4 324	4 613	4 922	5 252
Амортизация основных фондов	тыс. руб.	872	872	872	872	872	872	872	872	872	872	872	872	872	872	872	872	872	872	872

Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Прочие расходы, не распределяемые по элементам	тыс. руб.	1 009	1 009	1 009	1 009	1 009	1 009	1 009	1 009	1 009	1 009	1 009	1 009	1 009	1 009	1 009	1 009	1 009	1 009	1 009
ИТОГО затраты на производство	тыс. руб.	619 898	647 354	677 795	716 822	761 649	808 631	855 779	902 370	949 784	998 083	1 046 901	1 097 824	1 147 684	1 194 325	1 242 213	1 291 175	1 341 995	1 394 833	1 449 769
Себестоимость всей товарной продукции	тыс. руб.	619 898	647 354	677 795	716 822	761 649	808 631	855 779	902 370	949 784	998 083	1 046 901	1 097 824	1 147 684	1 194 325	1 242 213	1 291 175	1 341 995	1 394 833	1 449 769
Прибыль	тыс. руб.	40 393	40 393	40 393	40 393	40 393	40 393	40 393	40 393	40 393	40 393	40 393	40 393	40 393	40 393	40 393	40 393	40 393	40 393	40 393
налог на прибыль		8 079	8 079	8 079	8 079	8 079	8 079	8 079	8 079	8 079	8 079	8 079	8 079	8 079	8 079	8 079	8 079	8 079	8 079	8 079
НВВ	тыс. руб.	660 291	695 827	726 267	765 294	810 121	857 103	904 251	950 843	998 256	1 046 555	1 095 373	1 146 296	1 196 156	1 242 797	1 290 685	1 339 647	1 390 467	1 443 305	1 498 241
тариф (в ценах соответствующих лет)	руб./Гкал	712,23	746,86	773,61	800,73	828,65	857,79	888,35	920,37	953,82	988,72	1 025,12	1 063,00	1 102,62	1 144,13	1 187,32	1 232,28	1 279,03	1 327,63	1 378,17

Табл. 15.3. Тарифно-балансовая модель передачи тепловой энергии в системе теплоснабжения г.Нижнекамск в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1 – филиал АО «Татэнерго» Нижнекамские тепловые сети с учетом предложений по техническому перевооружению.

Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Принято тепловой энергии с коллекторов источников	тыс. Гкал	1 879	1 885	1 895	1 919	1 954	1 990	2 027	2 063	2 099	2 134	2 167	2 199	2 233	2 267	2 299	2 329	2 360	2 389	2 418
Полезно отпущено потребителям	тыс. Гкал	1 496	1 502	1 509	1 530	1 558	1 588	1 618	1 647	1 677	1 706	1 732	1 759	1 787	1 815	1 841	1 865	1 890	1 914	1 938
Потери при передаче по тепловым сетям	тыс. Гкал	382	384	387	394	404	414	425	435	445	455	464	474	483	493	502	510	519	527	535
Тоже в %	%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	28%	28%
Расходы по содержанию теплосетевого хозяйства	тыс. руб.	373 236	394 832	418 943	444 881	472 311	503 965	541 387	592 181	639 143	665 928	697 476	713 550	732 242	753 016	776 434	801 081	831 094	866 079	899 407
Расходы на приобретение материалов для эксплуатации и текущего ремонта оборудования	тыс. руб.	22 714	23 622	24 567	25 550	26 572	27 635	28 740	29 890	31 085	32 329	33 622	34 967	36 365	37 820	39 333	40 906	42 542	44 244	46 014
Услуги производственного характера, в том числе передача тепловой энергии по сетям АО "ВКиЭХ"	тыс. руб.	545 956	567 794	590 506	614 126	638 691	664 239	690 808	718 441	747 178	777 065	808 148	840 474	874 093	909 057	945 419	983 236	1 022 565	1 063 468	1 106 006
Капитальный ремонт (нормативный)	тыс. руб.	64 811	67 403	70 099	72 903	75 819	78 852	82 006	85 286	88 698	92 246	95 935	99 773	103 764	107 914	112 231	116 720	121 389	126 245	131 294
Покупная энергия	тыс. руб.	116 657	121 323	126 176	131 223	136 472	141 931	147 608	153 513	159 653	166 039	172 681	179 588	186 772	194 243	202 012	210 093	218 497	227 236	236 326
Затраты на оплату труда	тыс. руб.	52 770	56 569	60 585	64 826	69 429	74 358	79 638	84 974	90 837	97 014	103 417	110 345	117 849	125 745	134 170	143 159	152 751	162 985	173 905
Страховые взносы	тыс. руб.	14 775	15 839	16 964	18 151	19 440	20 820	22 299	23 793	25 434	27 164	28 957	30 897	32 998	35 209	37 568	40 085	42 770	45 636	48 693
Амортизация, в том числе:	тыс. руб.	41 659	49 483	59 186	70 059	81 576	96 497	116 322	149 012	176 745	183 430	194 101	188 117	183 489	179 892	177 691	175 403	177 092	182 290	184 286

Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Проекты инвестиционной программы	тыс. руб.		7 824	17 527	28 400	39 916	54 837	74 662	107 353	135 085	141 770	152 442	146 458	141 830	138 233	136 031	133 744	135 433	140 631	142 626
Прочие расходы, в том числе:	тыс. руб.	41 290	41 290	41 290	41 290	41 290	41 290	41 290	41 290	41 290	41 290	41 290	41 290	41 290	41 290	41 290	41 290	41 290	41 290	41 290
Прибыль, всего	тыс. руб.	96 156	24 677	41 164	61 172	61 194	61 216	61 240	61 264	61 289	61 315	61 342	61 371	61 400	61 431	61 462	61 496	61 530	61 566	61 603
Расходы из прибыли в составе тарифа, в том числе	тыс. руб.	56	58	61	63	66	68	71	74	77	80	83	86	90	93	97	101	105	109	113
Капитальные вложения ИП по строительству тепловых сетей	тыс. руб.		59 963	19 988	39 975	39 975	39 975	39 975	39 975	39 975	39 975	39 975	39 975	39 975	39 975	39 975	39 975	39 975	39 975	39 975
Процент за пользование кредитом	тыс. руб.																			
налоги	тыс. руб.	20 660	20 660	20 660	20 660	20 660	20 660	20 660	20 660	20 660	20 660	20 660	20 660	20 660	20 660	20 660	20 660	20 660	20 660	20 660
На прочие цели	тыс. руб.	422	439	456	475	494	513	534	555	577	601	625	650	676	703	731	760	790	822	855
Корректировка за счет фактической НВВ	тыс. руб.	32 362																		
Избыток (недостаток) средств, выявленный по результатам анализа итогов ПХД за предшествующий период регулирования	тыс. руб.	- 62 661	- 62 661																	
Необходимая валовая выручка (НВВ) от осуществления деятельности по оказанию услуг по передаче тепловой энергии, в том числе:	тыс. руб.	966 489	905 339	1 030 538	1 099 302	1 150 483	1 206 838	1 269 951	1 347 461	1 422 209	1 477 891	1 539 493	1 586 822	1 638 019	1 692 600	1 751 175	1 812 387	1 880 426	1 954 959	2 029 418
На содержание объектов теплосетевого хозяйства	тыс. руб.	373 236	394 832	418 943	444 881	472 311	503 965	541 387	592 181	639 143	665 928	697 476	713 550	732 242	753 016	776 434	801 081	831 094	866 079	899 407
НВВ с инвестиционной составляющей	тыс. руб.	966 489	980 293	1 055 523	1 149 270	1 200 452	1 256 807	1 319 920	1 397 430	1 472 178	1 527 860	1 589 462	1 636 791	1 687 988	1 742 569	1 801 144	1 862 356	1 930 395	2 004 928	2 079 386
Одноставочный тариф на услуги по передаче тепловой энергии	руб./Гкал	644,30	602,86	682,73	718,63	738,26	760,10	784,83	817,93	848,03	866,49	888,62	902,14	916,67	932,80	951,29	971,55	994,78	1 021,22	1 047,24
Одноставочный тариф на услуги по передаче тепловой энергии с инвестиционной составляющей	руб./Гкал	644,30	652,77	699,28	751,30	770,33	791,57	815,71	848,26	877,83	895,79	917,46	930,54	944,63	960,33	978,44	998,34	1 021,22	1 047,32	1 073,03

Табл. 15.4. Тарифно-балансовая модель конечного тарифа в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1 (АО "Татэнерго") с учетом предложений по техническому перевооружению, для потребителей, подключенных к сетям АО "Татэнерго"руб./Гкал (без НДС)

Показатели	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Тариф на генерацию	руб./Гкал		896,44	961,79	997,00	1032,60	1069,05	1107,00	1146,53	1187,70	1230,65	1275,42	1322,08	1370,69
Тариф на услугу по передаче	руб./Гкал		644,30	652,77	699,28	751,30	770,33	791,57	815,71	848,26	877,83	895,79	917,46	930,54
Тариф на сбыт	руб./Гкал		25,00	26,75	28,47	30,09	31,64	33,26	34,82	36,56	38,35	40,20	42,23	44,42
Тариф поставки тепловой энергии	руб./Гкал	1466,00	1565,74	1641,31	1724,75	1813,99	1871,02	1931,82	1997,06	2072,52	2146,83	2211,41	2281,76	2345,66

Показатели	Ед. изм.	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Тариф на генерацию	руб./Гкал	1421,29	1473,98	1528,89	1586,15	1645,69	1707,68	1772,21
Тариф на услугу по передаче	руб./Гкал	944,63	960,33	978,44	998,34	1021,22	1047,32	1073,03
Тариф на сбыт	руб./Гкал	46,66	49,02	51,56	54,29	57,17	60,23	63,49
Тариф поставки тепловой энергии	руб./Гкал	2412,57	2483,34	2558,89	2638,78	2724,07	2815,23	2908,73

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

Реконструкция тепловых сетей является мероприятием, направленным на преодоление износа и повышение надежности. Для реализации социально-значимых проектов, связанных с реконструкцией тепловых сетей по причине истощения ресурса, предполагается использование тарифных источников финансирования амортизации и прибыли на развитие. При частичном финансировании мероприятий инвестиционной программы за счет прибыли рост тарифа в первый год реализации (2022г.) превысит индекс-дефлятор, уже с 2026 г. тариф с учетом инвестиционной составляющей растет меньшими темпами, чем тариф, рассчитанный путем индексации. Эффект снижения тарифа для потребителей достигается за счет прироста потребления тепловой энергии.

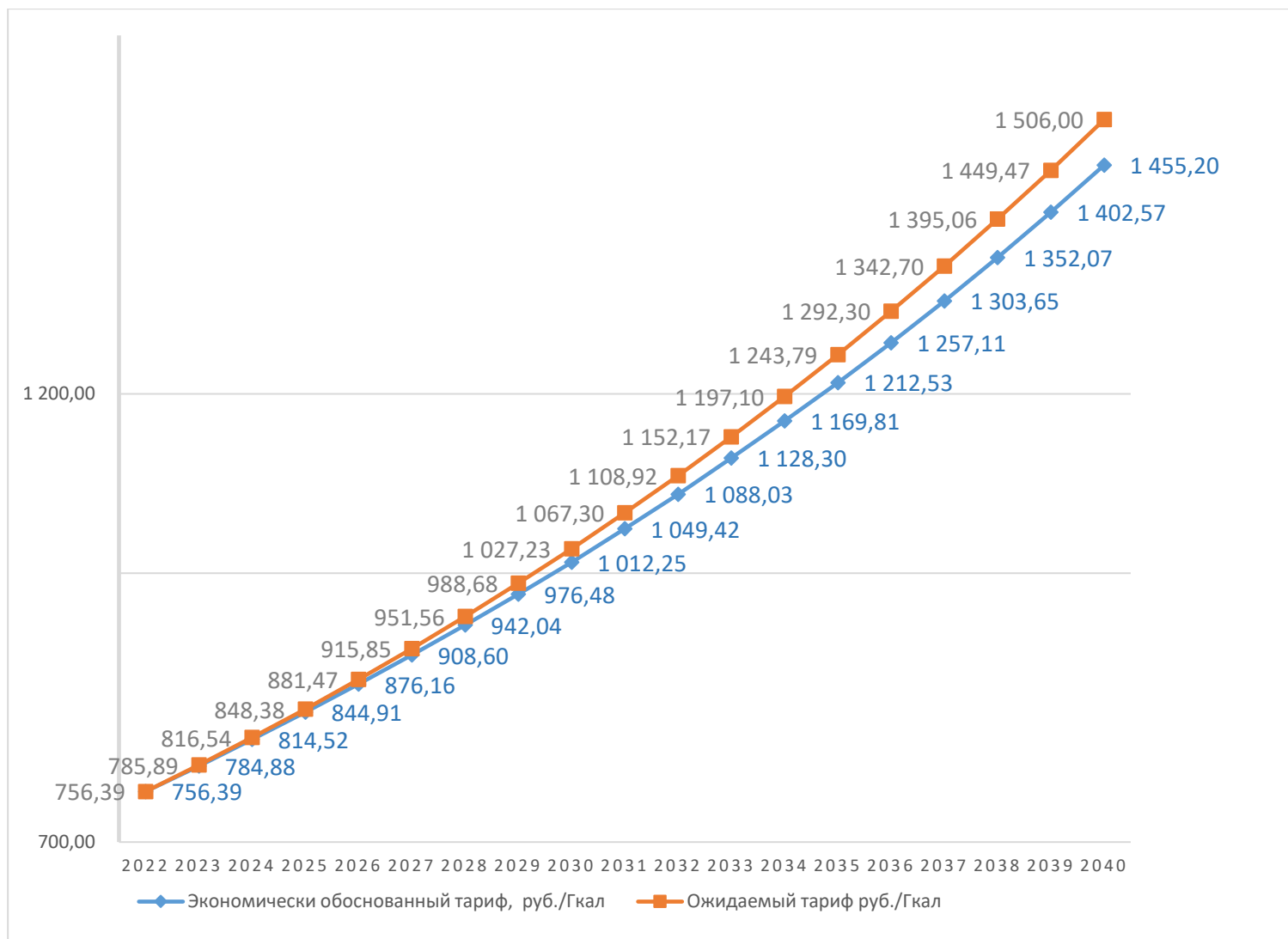


Рис. 15.1. Прогноз тарифа на тепловую энергию (горячую воду), отпускаемую с коллекторов АО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ».

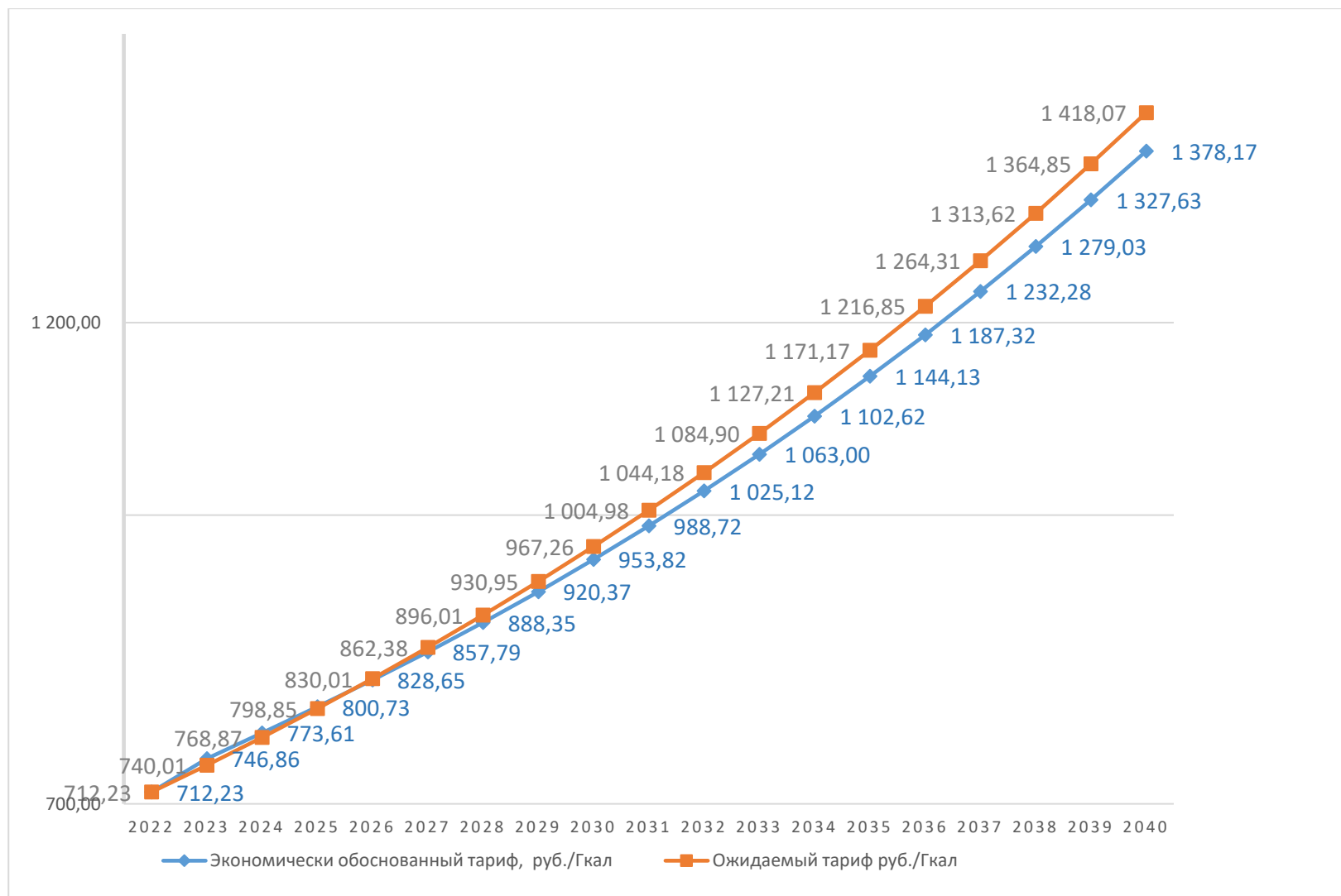


Рис. 15.2. Прогноз тарифа на тепловую энергию (горячую воду), отпускаемую с коллекторов ООО «Нижекамская ТЭЦ»

Прогноз тарифа на тепловую энергию для конечных потребителей, руб./Гкал

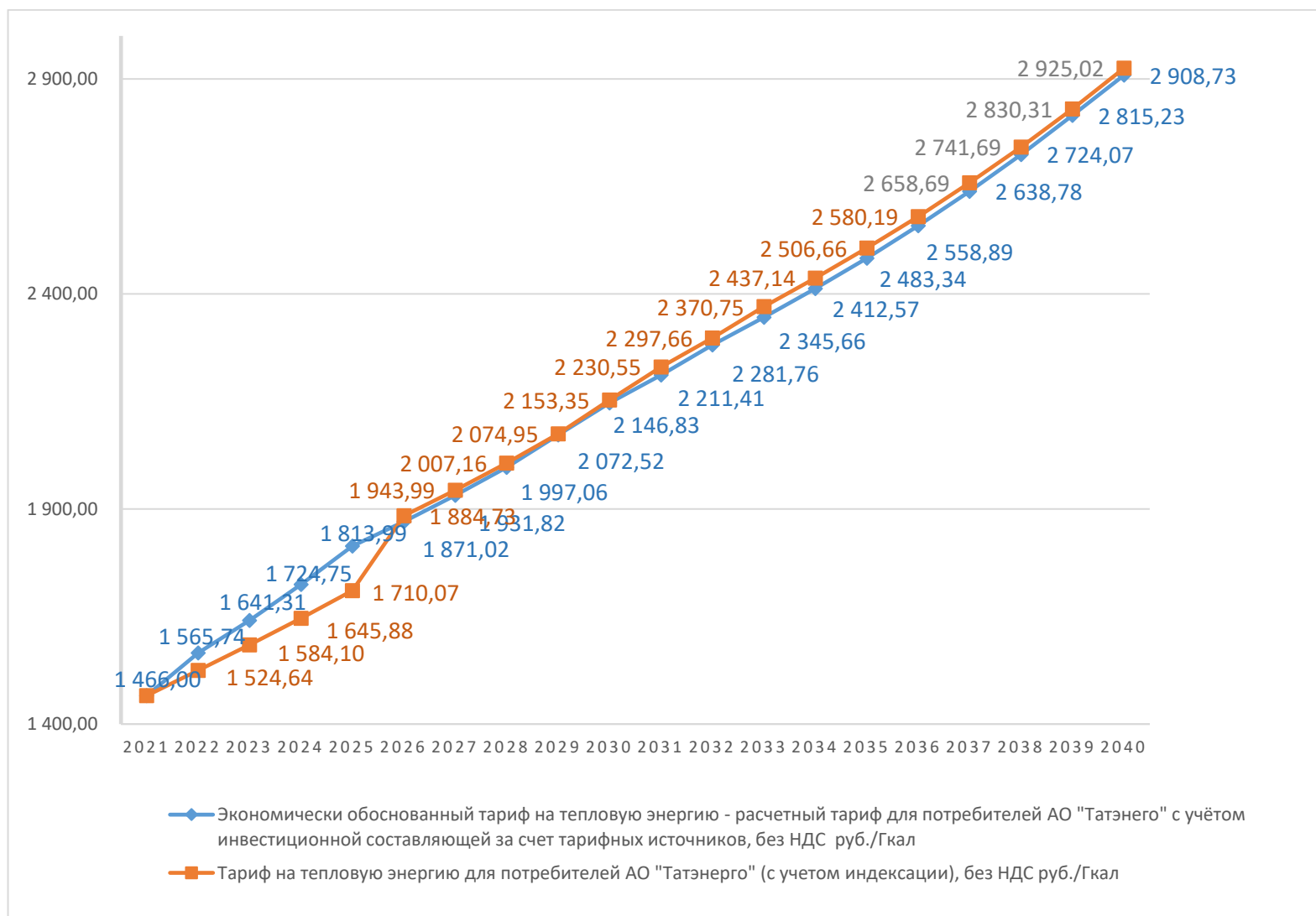


Рис. 15.3. Прогноз тарифа для конечного потребителя, руб./Гкал

16 РАЗДЕЛ 16. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ Г.НИЖНЕКАМСК

16.1 Общие положения

Обеспечение экологической безопасности теплоснабжения является одним из общих принципов организации отношений и основы государственной политики в сфере теплоснабжения, установленных ст.3 Федерального Закона от 27.10.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении».

Бережное отношение к окружающей среде – один из стратегических приоритетов теплоснабжающих компаний. Организации осознают свою ответственность перед обществом в данном вопросе, объективно оценивают и стремятся минимизировать экологические риски, наращивают инвестиции в природоохранные программы.

Стратегическими целями обеспечения экологической безопасности и рационального природопользования являются:

- снижение техногенной нагрузки и поддержание благоприятного состояния природной среды и среды обитания человека;
- недопущение экологического ущерба от хозяйственной деятельности;
- сохранение биологического разнообразия в условиях нарастающей антропогенной нагрузки;
- рациональное использование, восстановление и охрана природных ресурсов.

В соответствии с этими целями теплоснабжающие организации выделяют следующие приоритетные направления деятельности:

- управление рисками в области обеспечения экологической безопасности;
- экологический мониторинг и производственный экологический контроль;
- управление системой предупреждения, локализации аварийных ситуаций и ликвидации их последствий;
- развитие программ по утилизации/обезвреживанию отходов производства;
- обучение и развитие персонала в области экологической безопасности.

Задача, решаемая в результате разработки настоящей главы - оценить, каким образом мероприятия, предусмотренные Схемой теплоснабжения, повлияют на состояние загрязнения атмосферного воздуха г. Нижнекамск.

Для решения указанной задачи:

- проведен анализ нормативной природоохранной документации по источникам теплоснабжения, расположенных в г. Нижнекамск;
- определены объекты, осуществляющие наибольшую выработку тепловой энергии, и соответственно, значительно больше осуществляющие выбросы

загрязняющих веществ в атмосферу, что в свою очередь, приводит к большему негативному воздействию на атмосферный воздух;

- определены изменения объемов валовых (годовых) выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от рассматриваемых источников теплоснабжения при развитии схемы теплоснабжения по предпочтительному варианту;

- проведена оценка существующего состояния (по данным о параметрах источников выбросов из проектов нормативов ПДВ загрязняющих веществ в атмосферный воздух);

- определено прогнозируемое перспективное состояние (с учетом прироста нагрузок, топливопотребления и других мероприятий по схеме развития теплоснабжения).

При определении оценки воздействия системы теплоснабжения на экологию использованы действующие нормативно правовые акты и нормативно-технические документы, в сфере экологии и природопользования:

- Федеральный закон от 04.05.1999 г. № 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха;

- При Минприроды России от 06.06.2017 г. № 273 «Об утверждении методов расчетов рассеивания выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферном воздухе»;

- Распоряжение Правительства РФ от 08.07.2015 г. № 1316-р «Об утверждении перечня загрязняющих веществ, в отношении которых применяются меры государственного регулирования в области охраны окружающей среды»;

- Приказ Минприроды России от 07.08.2018 года № 352 «Об утверждении Порядка проведения инвентаризации стационарных источников и выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух, корректировки ее данных, документирования и хранения данных, полученных в результате проведения и хранения данных, полученных в результате проведения таких инвентаризации и корректировки»;

- Приказ Минприроды России от 11.08.2020 N 581 "Об утверждении методики разработки (расчета) и установления нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух";

- «Методика определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании топлива в котлах производительностью менее 30 тонн пара в час или менее 20 Гкал в час» (утв. Госкомэкологией России 09.07.1999).

При выполнении разработки настоящих обосновывающих материалов использованы исходные данные из проектов нормативов ПДВ загрязняющих

веществ в атмосферный воздух, представленных теплоснабжающими организациями по запросам разработчика схемы теплоснабжения.

16.2 Краткая характеристика метеорологических условий и их влияние на рассеивание вредных веществ в атмосфере

Климат Нижнекамска умеренно-континентальный с теплым летом и умеренно холодной зимой. Наиболее солнечным является период с апреля по август. Наиболее облачным месяцем является ноябрь. Погода и климат в большей степени определяются атмосферной циркуляцией, и особенно преобладанием западных потоков воздуха, что обуславливает существенное влияние на местный климат атлантических воздушных течений, которые смягчают и увлажняют его. Вместе с тем сюда поступают и воздушные массы, сформировавшиеся в других, в том числе арктических и резко континентальных районов. По северо-западным, северным и северо-восточным траекториям на территорию входит холодный воздух из Арктики. Иногда он поступает и с юго-востока, огибая с юга Уральские горы. С юго-запада, юга, а летом и с юго-востока обычно приходит тропический воздух, обуславливающий резкие потепления. Из районов Сибири зимой вторгается холодный континентальный воздух умеренных широт, приводящий к установлению малооблачной, морозной погоды. В целом же западные и юго-западные потоки преобладают, поэтому климат здесь менее континентальный, чем к востоку и юго-востоку. На процессы погоды и формирование особенностей климата большое влияние оказывают циклонические и антициклонические макроциркуляционные формы движения атмосферы. Они обуславливают как зональные, так и меридиональные движения различных воздушных масс. Циклоны сопровождаются обычно быстрыми и резкими изменениями погоды с сильно развитой облачностью, осадками и порывистыми ветрами. В антициклонах преобладает более спокойная и малооблачная погода. Повторяемость циклонических процессов в Ср. Поволжье составляет в среднем за год 173 дня (47%), антициклонических — 192 дня (53%).

Важной особенностью климата г. Нижнекамска, как, впрочем, и большей части территории России, является наличие двух резко различающихся между собой периодов — теплого (апрель-октябрь) с положительными температурами воздуха и холодного (ноябрь-март) с отрицательными температурами и образованием устойчивого снежного покрова

По количеству осадков район относится к зоне умеренного увлажнения. Наибольшее количество осадков приходится на июль, а наименьшее — на март. Суммы осадков в отдельные годы могут значительно

отклоняться от среднего значения. Количество осадков, выпадающих в жидком виде (дожди), составляет около 70%, в твердом (снег) — 20%, смешанные осадки — 10%. В июне, июле, августе осадки выпадают только в жидком виде, за исключением случаев града. В период отрицательных среднесуточных температур осадки выпадают в виде снега, образуя снежный покров. Он формируется не сразу, так как наступающие обычно потепления быстро разрушают его. Период между появлением первого снежного покрова (конец октября — начало ноября) и образованием устойчивого снежного покрова (вторая декада ноября) составляет в Нижнекамске около 20 дней. Число дней со снежным покровом около 150. Высота снежного покрова достигает наибольших значений в марте.

Преобладающими направлениями ветра за год и в холодный период в районе Нижнекамска являются южное, западное и юго-восточное. В летний период увеличивается повторяемость северных и северо-западных ветров. Зимний период характеризуется более сильными ветрами, чем летний. Средние скорости ветра невелики (так среднегодовая скорость ветра составляет порядка 3 м/с), однако в отдельных случаях порывы ветра могут превышать 30 м/с.

В Нижнекамске возможны такие опасные метеорологические явления как шквал, сильные ветры, метели, дожди, ливни, снег, туман, жара, мороз и крупный град. Наиболее высока вероятность сильных ливней, дождей и ветра (20-30%).

На процессы погоды и формирования особенностей климата большое влияние оказывают циклонические и антициклонические макроциркуляционные формы движения атмосферы. Они обуславливают как зональные, так и меридиональные движения различных воздушных масс. В осенне-зимний период циклонические процессы на территории РТ связаны преимущественно с вторжением западных и северо-западных циклонов. Летом преобладают местные и западные процессы. Антициклонические процессы зимой обязаны прежде всего влиянию восточных антициклонов, летом — западных. Сезонные изменения барико-циркуляционных процессов вызывают изменения ветрового режима. С сентября по апрель, в целом за год, в республике преобладают южные и юго-западные ветры, тогда как летом больше повторяемость ветров северо-западных направлений. Скорость ветра, вероятность превышения которой составляет 5%, равна 7 м/с.

Коэффициент стратификации (целое число от 140 до 250), зависящий от температурной стратификации атмосферы и используемый в расчетах рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, для Среднего Поволжья принят 160.

16.3 Описание текущего и перспективного объема (массы) выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, образующихся на стационарных объектах производства тепловой энергии (мощности), в том числе функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, размещенных на территории г. Нижнекамск

Описание текущего и перспективного объема (массы) выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, образующихся на стационарных объектах производства тепловой энергии (мощности), в том числе функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, размещенных на территории г. Нижнекамск приведено в Табл. 16.1.

Сведения об объемах выбросов вредных веществ по существующему состоянию приняты в соответствии с данными о фактических выбросах, приведенных в проектах нормативов ПДВ загрязняющих веществ в атмосферный воздух для источников тепловой энергии (мощности) с учетом изменений потребления топлива в (исходя из фактических сведений по расходу топлива).

Расчет рассеивания вредных веществ в атмосферу для прогнозируемого состояния до 2040 года выполнен с учетом реализации мероприятий схемы теплоснабжения. При расчете учитывался рост расхода топлива, связанный с ростом подключенной тепловой нагрузки, а также увеличение установленной тепловой мощности источников тепловой энергии.

Производственный контроль в области охраны окружающей среды (производственный экологический контроль) на предприятии осуществляется в целях соблюдения требований в области охраны окружающей среды согласно ст. 67 Федерального закона от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды».

Производственный контроль за уровнями загрязнения атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны (далее - производственный контроль) проводится согласно требований ст. 20, ст. 32 Федерального закона от 30.03.99. № 52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения», Санитарных правил СП 1.1.1058-01 «Организация и проведение производственного контроля за соблюдением санитарных правил и выполнением санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий» и Санитарных правил и норм СанПиН 2.1.3684-21 "Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и питьевому водоснабжению, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям,

эксплуатации производственных, общественных помещений, организации и проведению санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятия.

Расчет объема валовых выбросов источников тепловой энергии осуществляется в соответствии с:

Методикой определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании топлива в котлах производительностью менее 30 тонн пара в час или менее 20 Гкал в час, Москва, 1999;

Приказом Минприроды России от 11.08.2020 N 581 "Об утверждении методики разработки (расчета) и установления нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух".

Расчет объема дымовых газов, выделяющихся при сжигании природного газа при избытке воздуха в зоне горения, производится по формуле:

$$V_{сг} = V_r + (\alpha - 1) * V - V_v$$

Значения V_r , V , V_v берутся из таблицы для соответствующего газопровода.

Расчет выбросов загрязняющих веществ.

Оксид углерода.

Расчет проводится по формулам:

$$M_{co} = q_3 * R * Q_i * B * (1 - q_4 / 100) * K_p$$

где:

q_3 - потери теплоты вследствие химической неполноты сгорания топлива, (%) = 0.2,

q_4 - потери теплоты вследствие механической неполноты сгорания топлива, (%) = 0,

R - коэффициент, для газа = 0.5,

Q_i - низшая теплота сгорания топлива, (Мдж/м³),

B - расход топлива, (тыс.м³/год, м³/сек),

K_p - коэффициент пересчета: при расчете выбросов в г/сек $K_p = 1$ при расчете выбросов в т/год $K_p = 0,001$.

Оксиды азота.

Расчет суммарного количества проводится по формуле:

$$M(N_{ox}) = B_r * Q_i * K * \beta_k * \beta_t * \beta_a * (1 - \beta_r) * (1 - \beta) * K_p$$

где:

B_r - расчетный расход топлива, м³/сек (тыс. м³/год): при работе котла с режимной картой может быть принято $B_r = B$ - фактическому расходу топлива на котел;

K - удельный выброс оксидов азота при сжигании газа, (г/МДж): для водогрейных котлов:

$$K = 0,0113 * \sqrt{Q_T} + 0,03;$$

Q_T - фактическая тепловая мощность котла по введенному в топку теплу, (МВт):

определяется по формуле: $Q_T = B_p * Q_i$

β_k - безразмерный коэффициент, учитывающий принципиальную конструкцию горелки,

для данного типа горелки $\beta_k = 0.7$ β_t - безразмерный коэффициент, учитывающий температуру воздуха, подаваемого для горения, = 1;

β_α - безразмерный коэффициент, учитывающий влияние избытка воздуха на образование оксидов азота: $\beta_\alpha = 1$;

β_r - безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции дымовых газов через горелки на образование оксидов азота: $\beta_r = 0,16 * \sqrt{r} = 0$;

β - безразмерный коэффициент, учитывающий ступенчатый ввод воздуха в топочную камеру: $\beta = 0,022 * \delta = 0$;

K_p - коэффициент пересчета: при расчете выбросов в г/сек: $K_p = 1$ при расчете выбросов в т/год: $K_p = 0.001$.

В связи с установленными отдельными ПДК для оксида и диоксида азота с учетом трансформации оксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяются на составляющие:

$$M(NO_2) = 0,8 * M(NO_x)$$

$$M(NO) = (1-0,8) * M(NO_x) * \mu(NO) / \mu(NO_2) = 0,13 * M(NO_x)$$

Бенз(а)пирен.

Расчет проводится по формуле 53 {1}:

$$C_{бп} = 0,000001 * R * (0,13 * q - 5) * K_d * K_r * K_{ст} / [1,3 * e^{(3,5 * (\alpha - 1))}]$$

где:

q - теплонапряжение топочного объема, кВт/м³;

K_r - коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции дымовых газов на концентрацию бенз(а)пирена в продуктах сгорания = 1;

K_d - коэффициент, учитывающий влияние нагрузки котла на концентрацию бенз(а)пирена в продуктах сгорания = 1.25;

$K_{ст}$ - коэффициент, учитывающий влияние ступенчатого сжигания на концентрацию бенз(а)пирена в продуктах сгорания - коэффициент, для газа = 1.

Суммарное количество бенз(а)пирена (г/сек, т/год) рассчитывается по уравнению:

$$M_{бп} = C_{бп}' * V * B * K_p$$

где:

K_p - коэффициент пересчета: при расчете выбросов в г/сек $K_p = 0.0000278$ при расчете выбросов в т/год $K_p = 0.0000001$

Значения суммарных годовых (валовых) выбросов определенного ЗВ из ИЗАВ (т/год) рассчитываются исходя из определенной на основании

инструментальных методов средней мощности выброса ЗВ из конкретного ИЗАВ при данном режиме и суммарной продолжительности (в часах) работы ИЗАВ в данном режиме в течение года.

При использовании расчетных способов значения суммарных годовых (валовых) выбросов определяются исходя из расчетных средних за год значений выбросов (выделений) конкретного ЗВ (в г/час или г/кг), определенных по расходу сырья, материалов, топлива, энергии или по выпущенной продукции, и наибольшей продолжительности (в часах) работы источника выделения или ИЗАВ в течение года или расхода сырья, материалов, топлива, энергии и выпущенной продукции за год.

Суммарный годовой (валовый) выброс ЗВ (т/год) определяется с учетом нестационарности выбросов ЗВ во времени, в том числе остановок на профилактический ремонт технологического оборудования и ГОУ.

При производственном процессе циклического характера и работе с конкретной, характерной для данного производства нагрузкой, годовой выброс конкретного ЗВ рассчитывается исходя из числа повторений рассматриваемого производственного цикла за год и среднегодовой величины выброса рассматриваемого ЗВ для одного производственного цикла.

Годовой выброс ЗВ (т/год) от всего объекта ОНВ рассчитывается как сумма годовых выбросов этого ЗВ из всех ИЗАВ данного объекта ОНВ.

Табл. 16.1 Описание текущего и перспективного объема (массы) выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух

Источник теплоснабже ния	Основн ой вид топлива	Расход натурального топлива, тыс. м³/тонн натурального топлива												Валовый выброс по источнику тепловой энергии, тыс.т/год.																											
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
ООО «Нижекамска я ТЭЦ»	Природный газ	1 030 005	905 717	906 331	906 986	908 556	910 980	913 334	915 372	917 071	918 695	920 142	921 379	922 592	923 391	923 565	923 666	923 675	923 675	923 675	923 675	7293,37	6413,3	6417,65	6422,29	6433,41	6450,57	6467,24	6481,67	6493,69	6505,19	6515,44	6524,2	6532,79	6538,45	6539,68	6540,39	6540,46	6540,46	6540,46	
Филиал АО «ТГК-16» «Нижекамска я ТЭЦ»	Природный газ	2 780 827	2 754 277	2 754 723	2 755 407	2 756 900	2 758 784	2 760 847	2 763 372	2 766 072	2 768 904	2 771 741	2 774 536	2 777 302	2 780 700	2 784 667	2 788 509	2 792 190	2 795 913	2 799 520	2 803 046	19690,8	19502,8	19505,9	19510,8	19521,4	19534,7	19549,3	19567,2	19586,3	19606,4	19626,4	19646,2	19665,8	19689,9	19718	19745,2	19771,2	19797,6	19823,1	19848,1

16.4 Оценка снижения объема (массы) выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух

На источниках комбинированной выработки электрической и тепловой энергии в г.Нижнекамск производится 100% тепловой энергии. Соответственно основной объем (массы) выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферу в целом по городу приходится на данные источники тепловой энергии. Снижение объемов выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферу зависит только от снижения расхода топлива, которое в свою очередь, зависит или от погодных условий (снижение температуры наружного воздуха), уменьшения заявленного объема потребления тепловой энергии или сокращения объектов теплопотребления.

16.5 Предложения по снижению объема (массы) выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух

Мероприятий, заложенных в рамках строительства новых теплоисточников и программы модернизации (переворужения) основного оборудования на существующих теплоисточниках, реализуемых в рамках схемы теплоснабжения, достаточно для обеспечения требуемых экологических и санитарных норм.

16.6 Предложения по величине необходимых инвестиций для снижения выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух

Дополнительные инвестиции для снижения выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух при текущей актуализации не предусмотрены.