



Муниципальное образование город Нижнекамск

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

(Актуализация на 2026 год)

Том 2. Обосновывающие материалы

**Глава 5. Мастер-план развития систем теплоснабжения
ШИФР 009.16.СТ-ОМ.005.000**

г. Казань, 2025 г.

Состав документов

Наименование документа	ШИФР
Схема теплоснабжения муниципального образования город Нижнекамск на период до 2040 года (Актуализация) Том 1. Утверждаемая часть	009.16.СТ-УЧ.001.000
Схема теплоснабжения муниципального образования город Нижнекамск на период до 2040 года (Актуализация) 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 теплоснабжающими 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
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	Описание существующего положения для разработки сценариев развития.....	4
1.1	Общие положения.....	4
1.2	Решения по строительству генерирующих мощностей с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии, утвержденных в региональных схемах и программах перспективного развития электроэнергетики	4
1.3	Анализ загрузки Нижнекамских ТЭЦ в составе энергосистемы Республики Татарстан	6
2	Описание вариантов перспективного развития системы теплоснабжения города Нижнекамск	8
2.1	Строительство новых котельных в целях замещения изношенных магистральных сетей Город-1 и 2, М-3 и БСИ в различной конфигурации	9
2.2	Строительство перемычки на тепловых сетях, при котором создается возможность перераспределения тепловой энергии в целях обеспечения бесперебойного теплоснабжения и оптимизации загрузки источников	21
2.3	Оптимизация количества и длин магистральных тепловодов путем строительства нового тепловода диаметром 1020 мм взамен тепловодов Город-1 и БСИ.....	24
2.4	Установка АИТП в разрезе планов по ремонту (реконструкции) центральных тепловых пунктов	27
2.5	Строительство отдельно стоящих котельных в н.п. Красный Ключ и Большое Афанасово, Строителей.....	45
3	Технико-экономическое сравнение сценариев перспективного развития системы теплоснабжения города Нижнекамск.....	53
4	Индикаторы, характеризующие реализацию инвестиционных планов развития системы теплоснабжения.....	55
5	Выбор варианта развития системы теплоснабжения города Нижнекамск.....	57
6	Описание изменений в мастер-плане развития систем теплоснабжения города Нижнекамск за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	60

1 Описание существующего положения для разработки сценариев развития

1.1 Общие положения

Мастер-план в схеме теплоснабжения выполняется в соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения (ПП РФ № 154 от 22.02.2012) для формирования нескольких вариантов развития системы теплоснабжения г. Нижнекамск, из которых будет отобран рекомендуемый вариант развития системы теплоснабжения.

Настоящая актуализация схемы теплоснабжения произведена с учетом Генерального плана г. Нижнекамск. Расчетный срок действия Генерального плана до 2040 года.

Мастер-план схемы теплоснабжения предназначен для описания, обоснования отбора и представления заказчику нескольких вариантов её реализации, из которых будет выбран рекомендуемый вариант. Выбор рекомендуемого варианта выполняется на основе технико-экономического сравнения вариантов перспективного развития системы теплоснабжения.

Каждый вариант развития системы теплоснабжения должен обеспечивать покрытие перспективного спроса на тепловую мощность.

Мастер-план при рассмотрении нескольких вариантов развития основывается на:

1) Решениях по строительству генерирующих мощностей с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии, утвержденных в региональных схемах и программах перспективного развития электроэнергетики, разработанных в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;

2) Решениях «Схемы и программы развития электроэнергетики Республики Татарстан на 2023-2028 годы»

3) Решениях о теплофикационных турбоагрегатах, не прошедших конкурентный отбор мощности в соответствии с постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 г. №437 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства РФ по вопросам функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности»;

4) Решениях по строительству объектов с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии, утвержденных в соответствии с договорами поставки мощности.

5) Решениях по строительству объектов генерации тепловой энергии, утвержденных в программах газификации поселение, городских округов.

1.2 Решения по строительству генерирующих мощностей с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии, утвержденных в региональных схемах и программах перспективного развития электроэнергетики

Фактические показатели потребления электрической энергии в 2024 году определяются сложившейся динамикой основных показателей социально-экономического развития страны. Согласно Схеме и программе развития электроэнергетических систем России на 2025–2030 годы, утвержденной приказом Минэнерго России от 29.11.2025 № 2328 объем потребления электрической энергии по ЕЭС России в целом в 2024 году составил 1 174,1 млрд, превысив уровень потребления 2023 года на 52,375 млрд кВт·ч или на 4,67%.

Прогноз потребления электрической энергии по синхронным зонам ЕЭС России на 2025–2030 годы (среднегодовой темп прироста потребления электрической энергии ЕЭС России на прогнозный период 2024–2029 годов –1,75 %) сформирован на основе базового варианта «Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и

прогнозируемые изменения цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющие регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов» (далее – Прогноз социально-экономического развития РФ), разработанного Министерством экономического развития РФ (опубликован 26.04.2024 года) с учетом внутренних и внешних тенденций предстоящего экономического развития.

Величина спроса на электрическую энергию по ЕЭС России к концу 2025 года оценивается в размере 1191,052 млрд. кВтч, что больше объема потребления электрической энергии 2024 года на 25,186 млрд.кВтч (2,16%) (согласно оценочным данным за 2024 год (согласно Схеме и программе развития электроэнергетических систем России на 2025–2030 годы). Информация по прогнозу потребления электрической энергии в период 2023–2030 по годам представлена на Рис.1.1.



Рис. 1.1. Прогнозные значения показателей режима потребления электрической энергии ЕЭС России

Энергосистема Республики Татарстан является крупнейшей энергосистемой ОЭС Средней Волги. Потребление электроэнергии в Республике Татарстан за 2024 год согласно Схеме и программе развития электроэнергетических систем России на 2025–2030 годы, утвержденной приказом Минэнерго России от 29.11.2025 № 2328 оценивается в объеме 34 747 млн кВт·ч, что на 4,14% больше, чем в 2023 году. К 2030 году потребление электрической энергии по энергосистеме Республики Татарстан прогнозируется на уровне 38 289 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,99 %. При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Республики Татарстан учтены планы по реализации инвестиционных проектов региона. Информация по прогнозу потребления электрической энергии в период 2025–2030 по годам представлена на Рис.1.2.

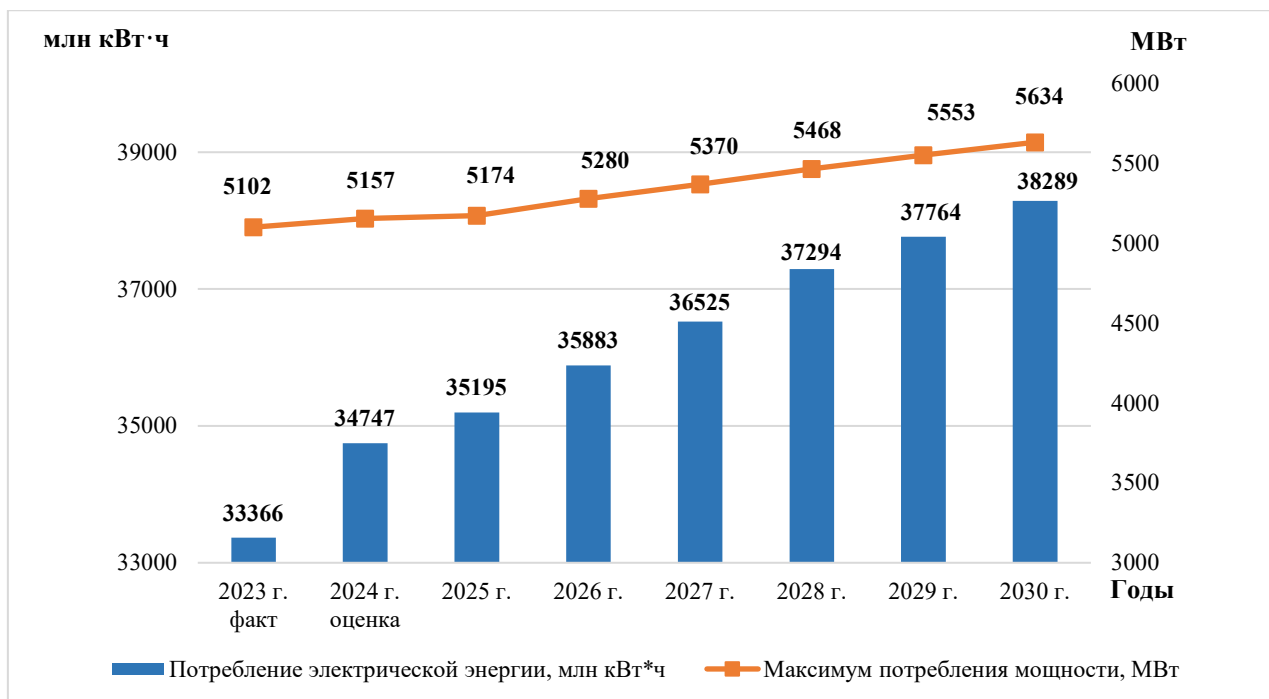


Рис.1.2 - Прогнозные значения потребления электрической энергии и собственного максимума потребления мощности по Республике Татарстан

Решения по строительству генерирующих объектов с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии, указанных в утвержденных в региональных схемах и программах перспективного развития электроэнергетики, разработанных в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. N 823 "О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики" на территории города Нижнекамск, отсутствуют.

Решения о теплофикационных турбоагрегатах, не прошедших конкурентный отбор мощности в соответствии с постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 г. №437 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства РФ по вопросам функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности» на территории города Нижнекамск, отсутствуют.

1.3 Анализ загрузки Нижнекамских ТЭЦ в составе энергосистемы Республики Татарстан

В целях определения текущего уровня обеспечения электрической энергией и мощностью потребности Республики Татарстан и города Нижнекамск рассмотрен баланс электрической энергии за период 2020-2024гг.

Таблица 1.1 - Баланс электрической энергии Республики Татарстан за период 2020-2024г

Баланс электрической энергии	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Потребление, млрд кВт*ч	29,08	31,90	33,00	33,60	34,75
Выработка, млрд кВт*ч	23,78	26,90	28,10	28,20	31,00
Сальдо-перетоков (дефицит (+)/профицит (-), млрд кВт*ч	5,30	5,00	4,9	5,4	3,75

В таблице 1.2. представлена структура баланса мощности Нижнекамских ТЭЦ в составе энергосистемы Республики Татарстан за период 2025-2030 годов.

Таблица 1.2 – Структура баланса мощности Нижнекамских ТЭЦ

Наименование электростанции	2025г.	2026г.	2027г.	2028г.	2029г.	2030г.
Установленная мощность, МВт						
Нижнекамская ТЭЦ-1	880	882	882	882	882	882
Нижнекамская ТЭЦ-2	744	744	744	744	744	744

Перечень планируемых к вводу, выводу из эксплуатации, перемаркировке генерирующих мощностей на электростанциях г. Нижнекамск включает в себя:

АО «ТГК-16» (Нижнекамская ТЭЦ-1):

- перемаркировка турбины ТГ-3 Р-100-130/15 с увеличением мощности на 2 МВт в 2026 году. Данное мероприятие включено в утвержденную схему и программу развития Единой энергетической системы России на 2025–2030 годы;

ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (Нижнекамская ТЭЦ-2):

- вывод из эксплуатации ТГ-1 ПТ-135/165-130/15 мощностью 135 МВт в 2027 году. Данное мероприятие включено в утвержденную схему и программу развития Единой энергетической системы России на 2025–2030 годы;

- ввод в эксплуатацию ГТЭ-155 установленной мощностью 155 МВт в 2027 году. Данное мероприятие включено в утвержденную схему и программу развития Единой энергетической системы России на 2025–2030 годы.

Таблица 1.3 - Структура изменения электрической мощности Нижнекамских ТЭЦ

Источник	2025г.	2026г.	2027г.	2028г.	2029г.	2030г.
Ввод мощности, МВт						
Нижнекамская ТЭЦ-2	-	-	155	-	-	-
Вывод мощности, МВт						
Нижнекамская ТЭЦ-2	-	-	135	-	-	-
Перемаркировка, МВт						
Нижнекамская ТЭЦ-1	-	2	-	-	-	-

2 Описание вариантов перспективного развития системы теплоснабжения города Нижнекамск

Мастер-план разработан с учетом утвержденной Схемы теплоснабжения г. Нижнекамск по 2040 г. (при разработке на 2024 год и актуализация на 2025 год). В Мастер-плане, утвержденном в 2024 году, произведено сравнение четырех вариантов развития системы теплоснабжения города Нижнекамск.

1 Вариант: предусматривал перекладку участков тепловой сети (**31,1 км**) г. Нижнекамск, ограниченную объемом инвестиционной программы АО «Татэнерго» в сфере теплоснабжения на 2024-2029 (далее – ИП).

2 Вариант: предусматривал поэтапную перекладку необходимых участков тепловой сети (**164,06 км**) г. Нижнекамск, ограниченную ежегодным бюджетом, выделяемым в рамках инвестиций в замену сетей, при переходе в ценовую зону.

3 Вариант: предусматривал поэтапную перекладку всех необходимых участков тепловой сети (**303,33 км**) г. Нижнекамск, в том числе за счёт финансирования при переходе в ценовую зону, федеральных и республиканских программ и с ликвидацией ЦТП. И являлся приоритетным.

4 Вариант: предусматривал возможность перевода потребителей на теплоснабжение от крупной котельной, строительство которой предполагается в пределах кадастрового участка 16:53:040901:25.

Однако рекомендованный Вариант 3 не был реализован, поскольку переход в ценовую зону предполагает следующую процедуру:

- уведомления законодательного (представительного) органа государственной власти субъекта Российской Федерации о намерении органа местного самоуправления подписать совместное обращение с единой теплоснабжающей организацией;
- согласие высшего исполнительного органа государственной власти субъекта Российской Федерации на отнесение поселения, городского округа, находящегося на территории субъекта Российской Федерации, к ценовой зоне теплоснабжения;
- оценку ценовых (тарифных) последствий, в том числе оценка необходимости превышения предельными (максимальными) индексами изменения размера вносимой гражданами платы за коммунальные услуги в муниципальном образовании индекса изменения размера вносимой гражданами платы за коммунальные услуги;
- оценку финансовых последствий для местного бюджета в случае отнесения поселения, городского округа к ценовой зоне теплоснабжения.

На текущий момент процедура перехода в ценовую зону не начата.

При этом на и больший эффект для повышения надёжности в рассматриваемых вариантах достигался при выделении дополнительного финансирования, в том числе за счёт перехода в ценовую зону.

В виду отсутствия решения по переходу в ценовую зону, при актуализации схемы актуальным вариантом развития схемы теплоснабжения становится **первый вариант, с дополнительным привлечением средств Республиканских программ.**

На основании вышеизложенного при разработке мастер-плана рассмотрены следующие мероприятия:

- строительство новых котельных в целях замещения изношенных магистральных сетей Город-1 и 2, М-3 и БСИ в различной конфигурации;
- строительство перемычки на тепловых сетях, при котором создается возможность перераспределения тепловой энергии в целях обеспечения бесперебойного теплоснабжения и оптимизации загрузки источников;
- оптимизация количества и длин магистральных тепловодов путем строительства нового тепловода диаметром 1020 мм. взамен тепловодов Город-1 и БСИ;

- установка АИТП в разрезе планов по ремонту (реконструкции) центральных тепловых пунктов;
- строительство отдельно стоящих котельных в н.п. Большое Афанасово, Строителей и Красный Ключ.

2.1 Строительство новых котельных в целях замещения изношенных магистральных сетей Город-1 и 2, М-3 и БСИ в различной конфигурации

Перекладка участков тепловой сети г. Нижнекамск ограничена объемом инвестиционной программы АО «Татэнерго» в сфере теплоснабжения на 2024-2028 (далее – ИП).

При этом рассматривалась возможность перевода потребителей на теплоснабжения от котельных, посредством уменьшения протяженности магистральных тепловых сетей.

Реализация данного мероприятия предлагается исходя из условия исчерпания эксплуатационного ресурса (25 лет) магистральных участков теплосети.

Таким образом предлагается:

- **При замещении тепловода Город-1**

Предлагается перевод потребителей тепловой энергии тепловода Город-1 (срок эксплуатации тепловых сетей 57 лет) на теплоснабжения от котельной установленной мощностью 154,77 Гкал/ч.

Надежность системы теплоснабжения по тепловоду оценивалась по показателям стационарная вероятность рабочего состояния сети, ВБР потребителей и коэффициент готовности потребителей.

Таблица 2.1 Надежность системы теплоснабжения при тепловоде Город-1

Тепловод	Существующее положение			После замещения тепловода		
	стационарная вероятность рабочего состояния тепловой сети	ВБР ср (потребителей)	КГ ср (потребителей)	стационарная вероятность рабочего состояния тепловой сети	ВБР ср (потребителей)	КГ ср (потребителей)
Тепловод Город-1	0,000855	0	0,000871	0,921963	0,004315	0,93214

Протяженность участка тепловой сети до города по тепловоду Город-1 составляет **9,64 км**, рисунок 2.1. Величина тепловых потерь на участке – **8,46 Гкал/ч**.

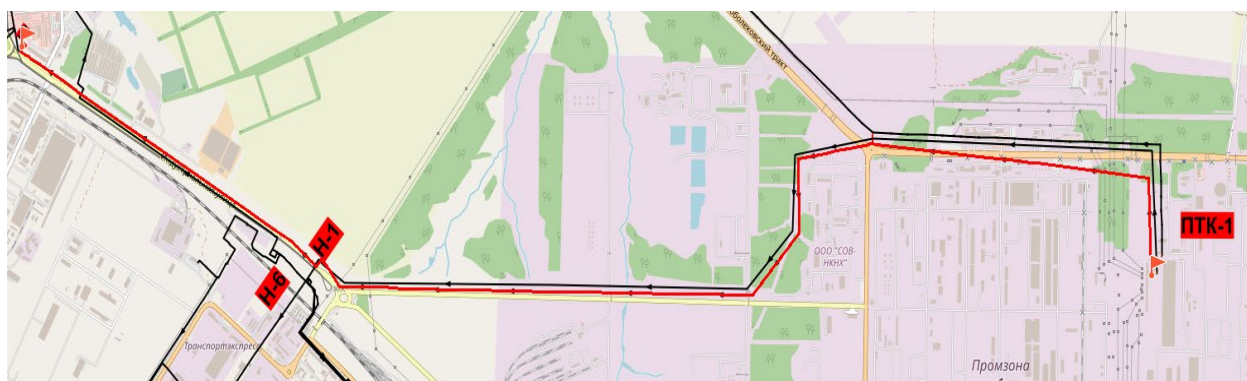


Рисунок 2.1. Магистральный тепловод Город – 1

Таким образом, при реализации данного мероприятия величина тепловых потерь сокращается на **8,46 Гкал/ч**. Общая протяженность тепловых сетей снижается на **9,64 км**, стоимость реконструкции которых составила бы **1 108 502,4 тыс. руб.**

В соответствии с пунктом 4.5 СП 89.13330.2016. «Свод правил. Котельные установки» на котельной по категории надежности должно быть предусмотрено резервное топливное хозяйство (далее РТХ). В связи с тем, что на тепловом Город 1 есть потребители 1 категории прекращение теплоснабжения не допускается.

Расчет укрупненной стоимости строительства котельных, в соответствии с «НЦС 81-02-19-2025. Здания и сооружения городской инфраструктуры. Сборник № 19», представлен в таблице 2.3.

В таблице 2.4 представлена тарифно-балансовая модель передачи тепловой энергии с учетом предложений по строительству котельной.

Таблица 2.2. Технические параметры котельной

Котельная	Подключенная тепловая нагрузка с учетом тепловых потерь, Гкал/ч	Предлагаемая мощность котельной, Гкал/ч	Количество устанавливаемых котлов
Котельная ТВ-1	123,0	154,77	4х38,69 Гкал/ч

Таблица 2.3 Стоимость строительства котельной

Котельная	Мощность котельной, Гкал/ч	Мощность котельной, МВт	Коэффициент перехода от цен базового района	Стоимость строительства 1 МВт мощности котельной на газообразном топливе, тыс. руб. с НДС	Стоимость строительства РТХ на 1 МВт мощности котельной на газообразном топливе, тыс. руб. с НДС	Итоговая стоимость котельной, тыс. руб (с НДС 20%)
Строительство котельной ТВ-1	154,77	180,00	0,84	4 424,35	2 000,0	1 156 372

Цены являются ориентировочными, без учета затрат на техническое присоединение к сетям газоснабжения, водоснабжения, электроснабжения, водоотведения, в случае принятия решения о строительстве котельной требуется разработка проекта и составление соответствующей сметы расходов.

Таблица 2.4 Тарифно-балансовая модель передачи тепловой энергии с учетом предложений по строительству котельной.

Наименование показателя	Ед. изм.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	2036 г.	2037 г.	2038 г.	2039 г.	2040 г.
1. Отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	1 902,14	1 742,55	1 756,70	1 769,56	1 783,06	1 752,75	1 765,08	1 776,35	1 789,07	1 801,90	1 814,03	1 825,11	1 835,64	1 847,73	1 856,59	1 868,13
1.1 ТЭС, всего	тыс.Гкал	1 902,14	1 742,55	1 756,70	1 769,56	1 783,06	1 752,75	1 765,08	1 776,35	1 789,07	1 801,90	1 814,03	1 825,11	1 835,64	1 847,73	1 856,59	1 868,13
ТГК-16	тыс.Гкал	995,46	940,98	948,62	955,56	962,85	948,22	954,88	960,97	967,84	974,76	981,31	987,30	992,98	999,51	1 004,29	1 010,53
НКТЭЦ		906,68	801,57	808,08	814,00	820,21	804,53	810,20	815,38	821,24	827,13	832,72	837,81	842,66	848,22	852,29	857,60
2. Расход тепловой энергии на потери	тыс.Гкал	394,04	394,04	394,04	394,04	394,04	350,59	350,59	350,59	350,59	350,59	350,59	350,59	350,59	350,59	350,59	350,59
2.1. ТЭС	тыс.Гкал	394,04	394,04	394,04	394,04	394,04	350,59	350,59	350,59	350,59	350,59	350,59	350,59	350,59	350,59	350,59	350,59
2.2. Котельные	тыс.Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3. Полезный отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	1 508,10	1 348,51	1 362,66	1 375,51	1 389,02	1 402,15	1 414,48	1 425,76	1 438,48	1 451,30	1 463,44	1 474,52	1 485,04	1 497,14	1 505,99	1 517,54
3.1 ТЭС	тыс.Гкал	1 508,10	1 348,51	1 362,66	1 375,51	1 389,02	1 402,15	1 414,48	1 425,76	1 438,48	1 451,30	1 463,44	1 474,52	1 485,04	1 497,14	1 505,99	1 517,54
АО "Татэнерго"	тыс.Гкал	1 508,10	1 348,51	1 362,66	1 375,51	1 389,02	1 402,15	1 414,48	1 425,76	1 438,48	1 451,30	1 463,44	1 474,52	1 485,04	1 497,14	1 505,99	1 517,54
4. НВВ (без инвестиций)	руб./Гкал	3 050 380,21	3 002 890,20	3 026 501,66	3 148 389,97	3 258 509,87	3 343 359,39	3 478 196,95	3 619 167,46	3 768 260,21	3 924 323,37	4 086 311,26	4 253 775,65	4 427 814,93	4 612 428,90	4 800 090,88	5 000 826,10
Расходы на производство и покупку тепловой энергии	тыс. руб.	1 675 435,68	1 624 049,01	1 709 830,15	1 792 420,57	1 857 820,33	1 896 054,31	1 982 348,95	2 071 387,07	2 166 143,22	2 265 510,25	2 368 442,22	2 474 446,08	2 584 458,45	2 702 050,69	2 820 309,61	2 948 213,25
Расходы на передачу (содержание сетей теплоснабжение)	тыс. руб.	1 300 916,69	1 303 266,90	1 239 488,91	1 277 114,16	1 320 094,75	1 364 901,18	1 411 562,60	1 460 123,57	1 510 953,90	1 564 003,50	1 619 267,04	1 676 783,49	1 736 708,55	1 799 464,36	1 864 430,88	1 932 648,43
АО "Татэнерго"	тыс. руб.	573 967,02	554 157,82	467 334,06	480 991,69	499 045,97	517 929,03	537 630,15	558 152,40	579 822,47	602 545,40	626 269,20	650 984,32	676 796,00	704 073,89	732 143,37	761 988,01
АО "Татэнерго" город	тыс. руб.	726 949,67	749 109,08	772 154,85	796 122,46	821 048,78	846 972,15	873 932,45	901 971,16	931 131,43	961 458,10	992 997,84	1 025 799,17	1 059 912,55	1 095 390,47	1 132 287,51	1 170 660,43
Расходы на сбыт	тыс. руб.	74 027,84	75 574,29	77 182,60	78 855,24	80 594,79	82 403,91	84 285,41	87 656,82	91 163,09	94 809,62	98 602,00	102 546,08	106 647,93	110 913,84	115 350,40	119 964,41
5. Тариф без инвестиционной составляющей	руб./Гкал	2 022,67	2 226,83	2 221,03	2 288,88	2 345,91	2 384,44	2 458,99	2 538,42	2 619,62	2 704,00	2 792,27	2 884,85	2 981,61	3 080,83	3 187,33	3 295,35
6. НВВ (с инвестициями)	тыс. руб.	3 173 720,21	3 134 613,20	3 270 062,18	3 395 364,89	4 539 643,36	3 540 740,99	3 675 578,55	3 816 549,06	3 965 641,81	4 121 704,97	4 283 692,86	4 451 157,25	4 625 196,53	4 809 810,50	4 997 472,48	5 198 207,70
Расходы на производство и покупку тепловой энергии	тыс. руб.	1 675 435,68	1 624 049,01	1 709 830,15	1 792 420,57	1 857 820,33	1 896 054,31	1 982 348,95	2 071 387,07	2 166 143,22	2 265 510,25	2 368 442,22	2 474 446,08	2 584 458,45	2 702 050,69	2 820 309,61	2 948 213,25
6.2. Котельные	тыс. руб.	2 151 206,36	2 184 098,97	2 255 204,28	2 320 211,55	3 422 277,02	2 409 254,92	2 482 876,65	2 559 476,33	2 639 466,92	2 722 843,20	2 809 646,48	2 899 964,26				
Содержание сетей с инвест составляющей:	тыс. руб.	1 424 256,69	1 434 989,90	1 483 049,42	1 524 089,08	2 601 228,24	1 562 282,78	1 608 944,20	1 657 505,17	1 708 335,50	1 761 385,10	1 816 648,64	1 874 165,09	1 934 090,15	1 996 845,96	2 061 812,48	2 130 030,03
АО "Татэнерго"	тыс. руб.	697 307,02	685 880,82	710 894,57	727 966,62	1 780 179,46	715 310,63	735 011,75	755 534,00	777 204,07	799 927,00	823 650,80	848 365,92	874 177,60	901 455,49	929 524,97	959 369,61
АО "Татэнерго" город	тыс. руб.	726 949,67	749 109,08	772 154,85	796 122,46	821 048,78	846 972,15	873 932,45	901 971,16	931 131,43	961 458,10	992 997,84	1 025 799,17	1 059 912,55	1 095 390,47	1 132 287,51	1 170 660,43
Расходы на сбыт	тыс. руб.	74 027,84	75 574,29	77 182,60	78 855,24	80 594,79	82 403,91	84 285,41	87 656,82	91 163,09	94 809,62	98 602,00	102 546,08	106 647,93	110 913,84	115 350,40	119 964,41
7. Тариф с инвестиционной составляющей	руб./Гкал	2 104,46	2 324,51	2 399,76	2 468,43	3 268,24	2 525,22	2 598,53	2 676,86	2 756,83	2 840,00	2 927,15	3 018,72	3 114,52	3 212,67	3 318,39	3 425,42

При реализации данного мероприятия в 2029 году оценочные затраты на строительство котельной составляют 1 156 372 тыс. руб., при этом необходимо отметить, что тариф с инвест составляющей для конечного потребителя вырастает на 24,47 % и составляет 3 268,24 руб./Гкал.

Вывод: реконструкция магистрального тепловода Город 1 является экономически выгоднее по сравнению со строительством котельной, данное мероприятие рассмотрено в качестве альтернативного развития системы теплоснабжения г. Нижнекамск и не является приоритетным, а так же оно не соответствует требованиям п/п. 3 п.3 ст. 3, п.1 ст.23_11, п/п.3 п.3 ст.23 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении», в соответствии с которыми для организации теплоснабжения приоритетным является использование комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

- **При замещении тепловода Город-2**

Предлагается перевод потребителей тепловой энергии тепловода Город-2 (срок эксплуатации тепловых сетей 49 лет) на теплоснабжения от котельной установленной мощностью 171,97 Гкал/ч.

Надежность системы теплоснабжения по тепловоду оценивалась по показателям стационарная вероятность рабочего состояния сети, ВБР потребителей и коэффициент готовности потребителей.

Таблица 2.5 Надежность системы теплоснабжения при тепловоде Город-2

Тепловод	Существующее положение			После замещения тепловода		
	стационарная вероятность рабочего состояния тепловой сети	ВБР ср (потребителей)	КТ ср (потребителей)	стационарная вероятность рабочего состояния тепловой сети	ВБР ср (потребителей)	КТ ср (потребителей)
Тепловод Город-2	0,159123	0	0,161462	0,82539	0,000279	0,836262

Протяженность участка тепловой сети до города по тепловоду Город-2 составляет **6,80 км**, рисунок 2.2. Величина тепловых потерь на участке – **5,09 Гкал/ч**.



Рисунок 2.2. Магистральный тепловод Город – 2

Таким образом, при реализации данного мероприятия величина тепловых потерь сокращается на **5,09 Гкал/ч**. Общая протяженность тепловых сетей снижается на **6,80 км**, стоимость реконструкции которых составила бы **775 468,4 тыс. руб.**

В соответствии с пунктом 4.5 СП 89.13330.2016. «Свод правил. Котельные установки» на котельной по категории надежности должно быть предусмотрено резервное топливное хозяйство (далее РТХ). В связи с тем, что на тепловом Город 2 есть потребители 1 категории прекращение теплоснабжения не допускается.

Расчет укрупненной стоимости строительства котельных, в соответствии с «НЦС 81-02-19-2025. Здания и сооружения городской инфраструктуры. Сборник № 19», представлен в таблице ниже.

В таблице 2.8 представлена тарифно-балансовая модель передачи тепловой энергии с учетом предложений по строительству котельной.

Таблица 2.6. Технические параметры котельных

Котельная	Подключенная тепловая нагрузка с учетом тепловых потерь, Гкал/ч	Предлагаемая мощность котельной, Гкал/ч	Количество устанавливаемых котлов
Котельная ТВ-2	144,2	171,97	4х42,99 Гкал/ч

Таблица 2.7. Технические параметры котельных

Котельная	Мощность котельной, Гкал/ч	Мощность котельной, МВт	Коэффициент перехода от цен базового района	Стоимость строительства 1 МВт мощности котельной на газообразном топливе, тыс. руб. с НДС	Стоимость строительства РТХ на 1 МВт мощности котельной на газообразном топливе, тыс. руб. с НДС	Итоговая стоимость котельной, тыс. руб (с НДС 20%)
Строительство котельной ТВ-2	171,97	200,00	0,84	4 424,35	2 000,0	1 284 874,9

Цены являются ориентировочными, без учета затрат на техническое присоединение к сетям газоснабжения, водоснабжения, электроснабжения, водоотведения, в случае принятия решения о строительстве котельной требуется разработка проекта и составление соответствующей сметы расходов.

Таблица 2.8 Тарифно-балансовая модель передачи тепловой энергии с учетом предложений по строительству котельной.

Наименование показателя	Ед. изм.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	2036 г.	2037 г.	2038 г.	2039 г.	2040 г.
1. Отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	1 902,14	1 742,55	1 756,70	1 769,56	1 783,06	1 770,06	1 782,39	1 793,66	1 806,38	1 819,21	1 831,34	1 842,42	1 852,95	1 865,04	1 873,90	1 885,44
1.1 ТЭС, всего	тыс.Гкал	1 902,14	1 742,55	1 756,70	1 769,56	1 783,06	1 770,06	1 782,39	1 793,66	1 806,38	1 819,21	1 831,34	1 842,42	1 852,95	1 865,04	1 873,90	1 885,44
ТГК-16	тыс.Гкал	995,46	940,98	948,62	955,56	962,85	956,88	963,53	969,62	976,49	983,42	989,97	995,95	1 001,64	1 008,17	1 012,95	1 019,18
НКТЭЦ	тыс.Гкал	906,68	801,57	808,08	814,00	820,21	813,18	818,85	824,04	829,89	835,79	841,37	846,47	851,31	856,87	860,95	866,26
2. Расход тепловой энергии на потери	тыс.Гкал	394,04	394,04	394,04	394,04	394,04	367,90	367,90	367,90	367,90	367,90	367,90	367,90	367,90	367,90	367,90	367,90
2.1. ТЭС	тыс.Гкал	394,04	394,04	394,04	394,04	394,04	367,90	367,90	367,90	367,90	367,90	367,90	367,90	367,90	367,90	367,90	367,90
2.2. Котельные	тыс.Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3. Полезный отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	1 508,10	1 348,51	1 362,66	1 375,51	1 389,02	1 402,15	1 414,48	1 425,76	1 438,48	1 451,30	1 463,44	1 474,52	1 485,04	1 497,14	1 505,99	1 517,54
3.1 ТЭС	тыс.Гкал	1 508,10	1 348,51	1 362,66	1 375,51	1 389,02	1 402,15	1 414,48	1 425,76	1 438,48	1 451,30	1 463,44	1 474,52	1 485,04	1 497,14	1 505,99	1 517,54
АО "Татэнерго"	тыс.Гкал	1 508,10	1 348,51	1 362,66	1 375,51	1 389,02	1 402,15	1 414,48	1 425,76	1 438,48	1 451,30	1 463,44	1 474,52	1 485,04	1 497,14	1 505,99	1 517,54
4. НВВ (без инвестиций)	руб./Гкал	3 050 380,21	3 002 890,20	3 026 501,66	3 148 389,97	3 258 509,87	3 361 964,48	3 497 514,61	3 639 226,29	3 789 088,97	3 945 954,23	4 108 775,19	4 277 103,72	4 452 041,57	4 637 593,53	4 826 233,35	5 027 987,31
Расходы на производство и покупку тепловой энергии	тыс. руб.	1 675 435,68	1 624 049,01	1 709 830,15	1 792 420,57	1 857 820,33	1 914 659,40	2 001 666,60	2 091 445,90	2 186 971,98	2 287 141,11	2 390 906,15	2 497 774,14	2 608 685,09	2 727 215,32	2 846 452,07	2 975 374,47
Расходы на передачу (содержание сетей теплоснабжение)	тыс. руб.	1 300 916,69	1 303 266,90	1 239 488,91	1 277 114,16	1 320 094,75	1 364 901,18	1 411 562,60	1 460 123,57	1 510 953,90	1 564 003,50	1 619 267,04	1 676 783,49	1 736 708,55	1 799 464,36	1 864 430,88	1 932 648,43
АО "Татэнерго"	тыс. руб.	573 967,02	554 157,82	467 334,06	480 991,69	499 045,97	517 929,03	537 630,15	558 152,40	579 822,47	602 545,40	626 269,20	650 984,32	676 796,00	704 073,89	732 143,37	761 988,01
АО "Татэнерго" город	тыс. руб.	726 949,67	749 109,08	772 154,85	796 122,46	821 048,78	846 972,15	873 932,45	901 971,16	931 131,43	961 458,10	992 997,84	1 025 799,17	1 059 912,55	1 095 390,47	1 132 287,51	1 170 660,43
Расходы на сбыт	тыс. руб.	74 027,84	75 574,29	77 182,60	78 855,24	80 594,79	82 403,91	84 285,41	87 656,82	91 163,09	94 809,62	98 602,00	102 546,08	106 647,93	110 913,84	115 350,40	119 964,41
5. Тариф без инвестиционной составляющей	руб./Гкал	2 022,67	2 226,83	2 221,03	2 288,88	2 345,91	2 397,71	2 472,64	2 552,49	2 634,10	2 718,90	2 807,62	2 900,68	2 997,92	3 097,64	3 204,69	3 313,25
6. НВВ (с инвестициями)	тыс. руб.	3 173 720,21	3 134 613,20	3 270 062,18	3 395 364,89	4 668 146,26	3 559 346,08	3 694 896,21	3 836 607,89	3 986 470,57	4 143 335,83	4 306 156,79	4 474 485,32	4 649 423,17	4 834 975,13	5 023 614,95	5 225 368,91
Расходы на производство и покупку тепловой энергии	тыс. руб.	1 675 435,68	1 624 049,01	1 709 830,15	1 792 420,57	1 857 820,33	1 914 659,40	2 001 666,60	2 091 445,90	2 186 971,98	2 287 141,11	2 390 906,15	2 497 774,14	2 608 685,09	2 727 215,32	2 846 452,07	2 975 374,47
Содержание сетей с инвест составляющей:	тыс. руб.	1 424 256,69	1 434 989,90	1 483 049,42	1 524 089,08	2 729 731,14	1 562 282,78	1 608 944,20	1 657 505,17	1 708 335,50	1 761 385,10	1 816 648,64	1 874 165,09	1 934 090,15	1 996 845,96	2 061 812,48	2 130 030,03
АО "Татэнерго"	тыс. руб.	697 307,02	685 880,82	710 894,57	727 966,62	1 908 682,36	715 310,63	735 011,75	755 534,00	777 204,07	799 927,00	823 650,80	848 365,92	874 177,60	901 455,49	929 524,97	959 369,61
АО "Татэнерго" город	тыс. руб.	726 949,67	749 109,08	772 154,85	796 122,46	821 048,78	846 972,15	873 932,45	901 971,16	931 131,43	961 458,10	992 997,84	1 025 799,17	1 059 912,55	1 095 390,47	1 132 287,51	1 170 660,43
Расходы на сбыт	тыс. руб.	74 027,84	75 574,29	77 182,60	78 855,24	80 594,79	82 403,91	84 285,41	87 656,82	91 163,09	94 809,62	98 602,00	102 546,08	106 647,93	110 913,84	115 350,40	119 964,41
7. Тариф с инвестиционной составляющей	руб./Гкал	2 104,46	2 324,51	2 399,76	2 468,43	3 360,75	2 538,48	2 612,19	2 690,93	2 771,31	2 854,91	2 942,50	3 034,54	3 130,83	3 229,48	3 335,75	3 443,32

При реализации данного мероприятия в 2029 году оценочные затраты на строительство котельной составляют 1 284 874,90 тыс. руб., при этом необходимо отметить, что тариф с инвест составляющей для конечного потребителя вырастает на 26,55 % и составляет 3 360,75 руб./Гкал.

Вывод: реконструкция магистрального тепловода Город 2 является экономически выгоднее по сравнению со строительством котельной, данное мероприятие рассмотрено в качестве альтернативного развития системы теплоснабжения г. Нижнекамск и не является приоритетным, а так же оно не соответствует требованиям п/п. 3 п.3 ст. 3, п.1 ст.23_11, п/п.3 п.3 ст.23 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении», в соответствии с которыми для организации теплоснабжения приоритетным является использование комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

- **При замещении тепловода М-3**

Предлагается перевод потребителей тепловой энергии тепловода М-3 (срок эксплуатации тепловых сетей 34 лет) на теплоснабжения от котельной установленной мощностью 309,54 Гкал/ч.

Надежность системы теплоснабжения по тепловоду оценивалась по показателям стационарная вероятность рабочего состояния сети, ВБР потребителей и коэффициент готовности потребителей.

Таблица 2.9 Надежность системы теплоснабжения при тепловоде М-3

Тепловод	Существующее положение			После замещения тепловода		
	стационарная вероятность рабочего состояния тепловой сети	ВБР ср (потребителей)	КТ ср (потребителей)	стационарная вероятность рабочего состояния тепловой сети	ВБР ср (потребителей)	КТ ср (потребителей)
Тепловод М-3 в	0,865092	0,032195	0,955373	0,89195	0,1696	0,97544

Протяженность участка тепловой сети до города по тепловоду М-3 составляет **9,86 км**, рисунок 2.3. Величина тепловых потерь на участке – **9,09 Гкал/ч**.

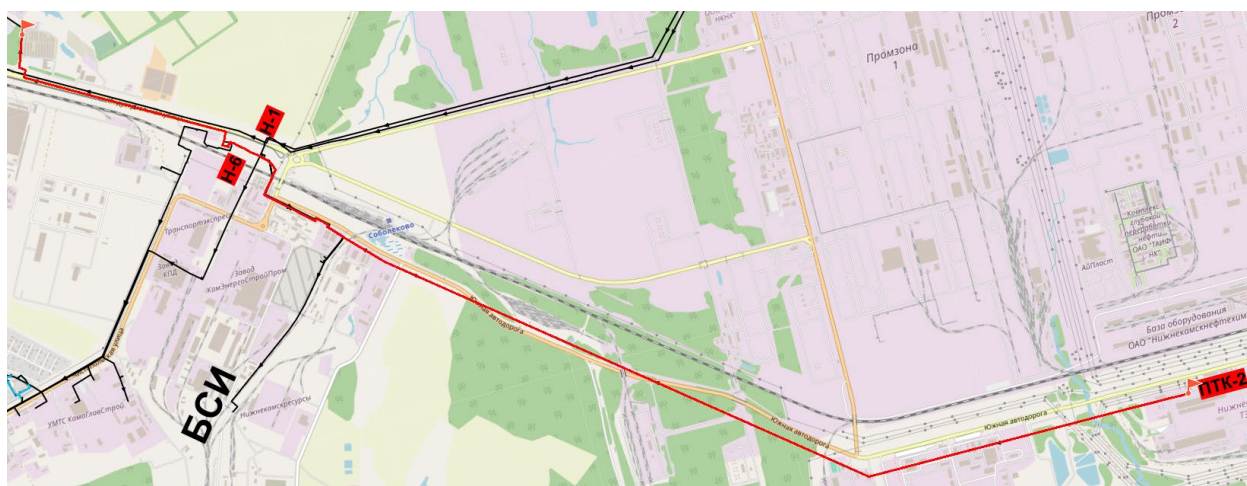


Рисунок 2.3. Магистральный тепловод М – 3

Таким образом, при реализации данного мероприятия величина тепловых потерь сокращается на **9,09 Гкал/ч**. Общая протяженность тепловых сетей снижается на **9,86 км**, стоимость реконструкции которых составила бы **1 407 836,8 тыс. руб.**

В соответствии с пунктом 4.5 СП 89.13330.2016. «Свод правил. Котельные установки» на котельной по категории надежности должно быть предусмотрено резервное

топливное хозяйство (далее РТХ). В связи с тем, что на тепловом М-3 потребители 1 категории прекращение теплоснабжения не допускается.

Расчет укрупненной стоимости строительства котельных, в соответствии с «НЦС 81-02-19-2025. Здания и сооружения городской инфраструктуры. Сборник № 19», представлен в таблице ниже.

В таблице 2.12 представлена тарифно-балансовая модель передачи тепловой энергии с учетом предложений по строительству котельной.

Таблица 2.10. Технические параметры котельных

Котельная	Подключенная тепловая нагрузка с учетом тепловых потерь, Гкал/ч	Предлагаемая мощность котельной, Гкал/ч	Количество устанавливаемых котлов
Котельная ТВ-3	271,6	309,54	6х51,59 Гкал/ч

Таблица 2.11. Технические параметры котельных

Котельная	Мощность котельной, Гкал/ч	Мощность котельной, МВт	Коэффициент перехода от цен базового района	Стоимость строительства 1 МВт мощности котельной на газообразном топливе, тыс. руб. с НДС	Стоимость строительства РТХ на 1 МВт мощности котельной на газообразном топливе, тыс. руб. с НДС	Итоговая стоимость котельной, тыс. руб (с НДС 20%)
Строительство котельной ТВ-3	309,54	360,00	0,84	4 424,35	2 000,0	2 312 744,0

Цены являются ориентировочными, без учета затрат на техническое присоединение к сетям газоснабжения, водоснабжения, электроснабжения, водоотведения, в случае принятия решения о строительстве котельной требуется разработка проекта и составление соответствующей сметы расходов.

Таблица 2.12 Тарифно-балансовая модель передачи тепловой энергии с учетом предложений по строительству котельной

Наименование показателя	Ед. изм.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	2036 г.	2037 г.	2038 г.	2039 г.	2040 г.
1. Отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	1 902,14	1 742,55	1 756,70	1 769,56	1 783,06	1 749,51	1 761,84	1 773,11	1 785,83	1 798,66	1 810,79	1 821,87	1 832,40	1 844,49	1 853,35	1 864,89
1.1 ТЭС, всего	тыс.Гкал	1 902,14	1 742,55	1 756,70	1 769,56	1 783,06	1 749,51	1 761,84	1 773,11	1 785,83	1 798,66	1 810,79	1 821,87	1 832,40	1 844,49	1 853,35	1 864,89
ТГК-16	тыс.Гкал	995,46	940,98	948,62	955,56	962,85	946,60	953,26	959,35	966,22	973,14	979,69	985,68	991,36	997,89	1 002,67	1 008,91
НКТЭЦ	тыс.Гкал	906,68	801,57	808,08	814,00	820,21	802,91	808,58	813,76	819,62	825,51	831,10	836,19	841,04	846,60	850,67	855,98
2. Расход тепловой энергии на потери	тыс.Гкал	394,04	394,04	394,04	394,04	394,04	347,35	347,35	347,35	347,35	347,35	347,35	347,35	347,35	347,35	347,35	347,35
2.1. ТЭС	тыс.Гкал	394,04	394,04	394,04	394,04	394,04	347,35	347,35	347,35	347,35	347,35	347,35	347,35	347,35	347,35	347,35	347,35
2.2. Котельные	тыс.Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3. Полезный отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	1 508,10	1 348,51	1 362,66	1 375,51	1 389,02	1 402,15	1 414,48	1 425,76	1 438,48	1 451,30	1 463,44	1 474,52	1 485,04	1 497,14	1 505,99	1 517,54
3.1 ТЭС	тыс.Гкал	1 508,10	1 348,51	1 362,66	1 375,51	1 389,02	1 402,15	1 414,48	1 425,76	1 438,48	1 451,30	1 463,44	1 474,52	1 485,04	1 497,14	1 505,99	1 517,54
АО "Татэнерго"	тыс.Гкал	1 508,10	1 348,51	1 362,66	1 375,51	1 389,02	1 402,15	1 414,48	1 425,76	1 438,48	1 451,30	1 463,44	1 474,52	1 485,04	1 497,14	1 505,99	1 517,54
4. НВВ (без инвестиций)	руб./Гкал	3 050 380,21	3 002 890,20	3 026 501,66	3 148 389,97	3 258 509,87	3 339 876,99	3 474 581,17	3 615 412,95	3 764 361,59	3 920 274,61	4 082 106,57	4 249 409,22	4 423 280,31	4 607 718,71	4 795 197,66	4 995 742,20
Расходы на производство и покупку тепловой энергии	тыс. руб.	1 675 435,68	1 624 049,01	1 709 830,15	1 792 420,57	1 857 820,33	1 892 571,90	1 978 733,16	2 067 632,56	2 162 244,60	2 261 461,49	2 364 237,53	2 470 079,65	2 579 923,83	2 697 340,50	2 815 416,39	2 943 129,35
Расходы на передачу (содержание сетей теплоснабжение)	тыс. руб.	1 300 916,69	1 303 266,90	1 239 488,91	1 277 114,16	1 320 094,75	1 364 901,18	1 411 562,60	1 460 123,57	1 510 953,90	1 564 003,50	1 619 267,04	1 676 783,49	1 736 708,55	1 799 464,36	1 864 430,88	1 932 648,43
АО "Татэнерго"	тыс. руб.	573 967,02	554 157,82	467 334,06	480 991,69	499 045,97	517 929,03	537 630,15	558 152,40	579 822,47	602 545,40	626 269,20	650 984,32	676 796,00	704 073,89	732 143,37	761 988,01
АО "Татэнерго" город	тыс. руб.	726 949,67	749 109,08	772 154,85	796 122,46	821 048,78	846 972,15	873 932,45	901 971,16	931 131,43	961 458,10	992 997,84	1 025 799,17	1 059 912,55	1 095 390,47	1 132 287,51	1 170 660,43
Расходы на сбыт	тыс. руб.	74 027,84	75 574,29	77 182,60	78 855,24	80 594,79	82 403,91	84 285,41	87 656,82	91 163,09	94 809,62	98 602,00	102 546,08	106 647,93	110 913,84	115 350,40	119 964,41
5. Тариф без инвестиционной составляющей	руб./Гкал	2 022,67	2 226,83	2 221,03	2 288,88	2 345,91	2 381,96	2 456,43	2 535,78	2 616,91	2 701,21	2 789,40	2 881,89	2 978,55	3 077,68	3 184,08	3 292,00
6. НВВ (с инвестициями)	тыс. руб.	3 173 720,21	3 134 613,20	3 270 062,18	3 395 364,89	5 696 015,36	3 537 258,59	3 671 962,77	3 812 794,55	3 961 743,19	4 117 656,21	4 279 488,17	4 446 790,82	4 620 661,91	4 805 100,31	4 992 579,26	5 193 123,80
Расходы на производство и покупку тепловой энергии	тыс. руб.	1 675 435,68	1 624 049,01	1 709 830,15	1 792 420,57	1 857 820,33	1 892 571,90	1 978 733,16	2 067 632,56	2 162 244,60	2 261 461,49	2 364 237,53	2 470 079,65	2 579 923,83	2 697 340,50	2 815 416,39	2 943 129,35
Содержание сетей с инвест составляющей:	тыс. руб.	1 424 256,69	1 434 989,90	1 483 049,42	1 524 089,08	3 757 600,24	1 562 282,78	1 608 944,20	1 657 505,17	1 708 335,50	1 761 385,10	1 816 648,64	1 874 165,09	1 934 090,15	1 996 845,96	2 061 812,48	2 130 030,03
АО "Татэнерго"	тыс. руб.	697 307,02	685 880,82	710 894,57	727 966,62	2 936 551,46	715 310,63	735 011,75	755 534,00	777 204,07	799 927,00	823 650,80	848 365,92	874 177,60	901 455,49	929 524,97	959 369,61
АО "Татэнерго" город	тыс. руб.	726 949,67	749 109,08	772 154,85	796 122,46	821 048,78	846 972,15	873 932,45	901 971,16	931 131,43	961 458,10	992 997,84	1 025 799,17	1 059 912,55	1 095 390,47	1 132 287,51	1 170 660,43
Расходы на сбыт	тыс. руб.	74 027,84	75 574,29	77 182,60	78 855,24	80 594,79	82 403,91	84 285,41	87 656,82	91 163,09	94 809,62	98 602,00	102 546,08	106 647,93	110 913,84	115 350,40	119 964,41
7. Тариф с инвестиционной составляющей	руб./Гкал	2 104,46	2 324,51	2 399,76	2 468,43	4 100,75	2 522,73	2 595,97	2 674,22	2 754,12	2 837,21	2 924,27	3 015,76	3 111,46	3 209,52	3 315,14	3 422,07

При реализации данного мероприятия в 2029 году оценочные затраты на строительство котельной составляют 2 312 744,00 тыс. руб., при этом необходимо отметить, что тариф с инвест составляющей для конечного потребителя вырастает на 39,81 % и составляет 4 100,75 руб./Гкал.

Вывод: реконструкция магистрального тепловода М-3 является экономически выгоднее по сравнению со строительством котельной, данное мероприятие рассмотрено в качестве альтернативного развития системы теплоснабжения г. Нижнекамск и не является приоритетным, а так же оно не соответствует требованиям п/п. 3 п.3 ст. 3, п.1 ст.23_11, п/п.3 п.3 ст.23 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении», в соответствии с которыми для организации теплоснабжения приоритетным является использование комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

- **При замещении тепловода БСИ**

Предлагается перевод потребителей тепловой энергии тепловода БСИ (срок эксплуатации тепловых сетей 49 лет) на теплоснабжения от котельной установленной мощностью 80,83 Гкал/ч;

Надежность системы теплоснабжения по тепловоду оценивалась по показателям стационарная вероятность рабочего состояния сети, ВБР потребителей и коэффициент готовности потребителей.

Таблица 2.13 Надежность системы теплоснабжения при тепловоде БСИ

Тепловод	Существующее положение			После замещения тепловода		
	стационарная вероятность рабочего состояния тепловой сети	ВБР ср (потребителей)	КТ ср (потребителей)	стационарная вероятность рабочего состояния тепловой сети	ВБР ср (потребителей)	КТ ср (потребителей)
Тепловод БСИ	0,143447	0	0,15808	0,988378	0,858062	0,995032

Протяженность участка тепловой сети до города по тепловоду БСИ составляет **8,09 км**, рисунок 2.4. Величина тепловых потерь на участке – **7,45 Гкал/ч**.

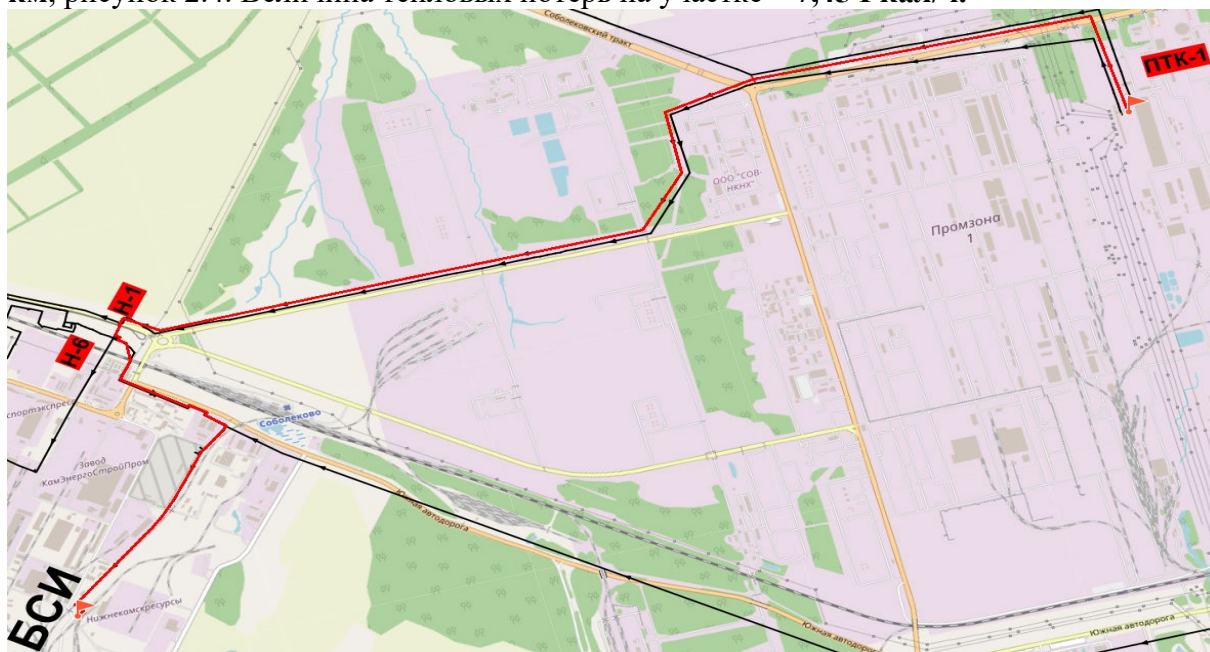


Рисунок 2.4. Магистральный тепловод БСИ

Таким образом, при реализации данного мероприятия величина тепловых потерь сокращается на **7,45 Гкал/ч**. Общая протяженность тепловых сетей снижается на **8,09 км**, стоимость реконструкции которых составила бы **922 579,3 тыс. руб.**

В соответствии с пунктом 4.5 СП 89.13330.2016. «Свод правил. Котельные установки» на котельной по категории надежности должно быть предусмотрено резервное топливное хозяйство (далее РТХ). В связи с тем, что на тепловом БСИ потребители 1 категории отсутствуют, наличие РТХ не обязательно.

Расчет укрупненной стоимости строительства котельных, в соответствии с «НЦС 81-02-19-2025. Здания и сооружения городской инфраструктуры. Сборник № 19», представлен в таблице ниже.

В таблице 2.16 представлена тарифно-балансовая модель передачи тепловой энергии с учетом предложений по строительству котельной.

Таблица 2.14. Технические параметры котельных

Котельная	Подключенная тепловая нагрузка с учетом тепловых потерь, Гкал/ч	Предлагаемая мощность котельной, Гкал/ч	Количество устанавливаемых котлов
Котельная ТВ-4	65,0	80,83	4х20,21 Гкал/ч

Таблица 2.15. Технические параметры котельной

Котельная	Мощность котельной, Гкал/ч	Мощность котельной, МВт	Коэффициент перехода от цен базового района	Стоимость строительства 1 МВт мощности котельной на газообразном топливе, тыс. руб. с НДС	Итоговая стоимость котельной, тыс. руб (с НДС 20%)
Строительство котельной ТВ-4	80,83	94,00	0,84	4 424,35	415 912,3

Цены являются ориентировочными, без учета затрат на техническое присоединение к сетям газоснабжения, водоснабжения, электроснабжения, водоотведения, в случае принятия решения о строительстве котельной требуется разработка проекта и составление соответствующей сметы расходов.

Таблица 2.16 Тарифно-балансовая модель передачи тепловой энергии с учетом предложений по строительству котельной

Наименование показателя	Ед. изм.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	2036 г.	2037 г.	2038 г.	2039 г.	2040 г.
1. Отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	1 902,14	1 742,55	1 756,70	1 769,56	1 783,06	1 757,94	1 770,27	1 781,54	1 794,26	1 807,09	1 819,22	1 830,30	1 840,83	1 852,92	1 861,78	1 873,32
1.1 ТЭС, всего	тыс.Гкал	1 902,14	1 742,55	1 756,70	1 769,56	1 783,06	1 757,94	1 770,27	1 781,54	1 794,26	1 807,09	1 819,22	1 830,30	1 840,83	1 852,92	1 861,78	1 873,32
ТГК-16	тыс.Гкал	995,46	940,98	948,62	955,56	962,85	950,82	957,47	963,56	970,43	977,36	983,91	989,89	995,58	1 002,11	1 006,89	1 013,12
НКТЭЦ	тыс.Гкал	906,68	801,57	808,08	814,00	820,21	807,12	812,79	817,98	823,83	829,73	835,31	840,41	845,25	850,81	854,89	860,20
2. Расход тепловой энергии на потери	тыс.Гкал	394,04	394,04	394,04	394,04	394,04	355,78	355,78	355,78	355,78	355,78	355,78	355,78	355,78	355,78	355,78	355,78
2.1. ТЭС	тыс.Гкал	394,04	394,04	394,04	394,04	394,04	355,78	355,78	355,78	355,78	355,78	355,78	355,78	355,78	355,78	355,78	355,78
2.2. Котельные	тыс.Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3. Полезный отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	1 508,10	1 348,51	1 362,66	1 375,51	1 389,02	1 402,15	1 414,48	1 425,76	1 438,48	1 451,30	1 463,44	1 474,52	1 485,04	1 497,14	1 505,99	1 517,54
3.1 ТЭС	тыс.Гкал	1 508,10	1 348,51	1 362,66	1 375,51	1 389,02	1 402,15	1 414,48	1 425,76	1 438,48	1 451,30	1 463,44	1 474,52	1 485,04	1 497,14	1 505,99	1 517,54
АО "Татэнерго"	тыс.Гкал	1 508,10	1 348,51	1 362,66	1 375,51	1 389,02	1 402,15	1 414,48	1 425,76	1 438,48	1 451,30	1 463,44	1 474,52	1 485,04	1 497,14	1 505,99	1 517,54
4. НВВ (без инвестиций)	руб./Гкал	3 050 380,21	3 002 890,20	3 026 501,66	3 148 389,97	3 258 509,87	3 348 937,70	3 483 988,90	3 625 181,64	3 774 505,23	3 930 808,88	4 093 046,55	4 260 770,03	4 435 078,72	4 619 973,92	4 807 929,09	5 008 969,76
Расходы на производство и покупку тепловой энергии	тыс. руб.	1 675 435,68	1 624 049,01	1 709 830,15	1 792 420,57	1 857 820,33	1 901 632,61	1 988 140,89	2 077 401,24	2 172 388,24	2 271 995,76	2 375 177,51	2 481 440,45	2 591 722,24	2 709 595,72	2 828 147,82	2 956 356,91
Расходы на передачу (содержание сетей теплоснабжение)	тыс. руб.	1 300 916,69	1 303 266,90	1 239 488,91	1 277 114,16	1 320 094,75	1 364 901,18	1 411 562,60	1 460 123,57	1 510 953,90	1 564 003,50	1 619 267,04	1 676 783,49	1 736 708,55	1 799 464,36	1 864 430,88	1 932 648,43
АО "Татэнерго"	тыс. руб.	573 967,02	554 157,82	467 334,06	480 991,69	499 045,97	517 929,03	537 630,15	558 152,40	579 822,47	602 545,40	626 269,20	650 984,32	676 796,00	704 073,89	732 143,37	761 988,01
АО "Татэнерго" город	тыс. руб.	726 949,67	749 109,08	772 154,85	796 122,46	821 048,78	846 972,15	873 932,45	901 971,16	931 131,43	961 458,10	992 997,84	1 025 799,17	1 059 912,55	1 095 390,47	1 132 287,51	1 170 660,43
Расходы на сбыт	тыс. руб.	74 027,84	75 574,29	77 182,60	78 855,24	80 594,79	82 403,91	84 285,41	87 656,82	91 163,09	94 809,62	98 602,00	102 546,08	106 647,93	110 913,84	115 350,40	119 964,41
5. Тариф без инвестиционной составляющей	руб./Гкал	2 022,67	2 226,83	2 221,03	2 288,88	2 345,91	2 388,42	2 463,08	2 542,64	2 623,96	2 708,47	2 796,87	2 889,60	2 986,50	3 085,87	3 192,53	3 300,72
6. НВВ (с инвестициями)	тыс. руб.	3 173 720,21	3 134 613,20	3 270 062,18	3 395 364,89	3 799 183,66	3 500 719,30	3 635 770,50	3 776 963,24	3 926 286,83	4 082 590,48	4 244 828,15	4 412 551,63	4 586 860,32	4 771 755,52	4 959 710,69	5 160 751,36
Расходы на производство и покупку тепловой энергии	тыс. руб.	1 675 435,68	1 624 049,01	1 709 830,15	1 792 420,57	1 857 820,33	1 901 632,61	1 988 140,89	2 077 401,24	2 172 388,24	2 271 995,76	2 375 177,51	2 481 440,45	2 591 722,24	2 709 595,72	2 828 147,82	2 956 356,91
Содержание сетей с инвест составляющей:	тыс. руб.	1 424 256,69	1 434 989,90	1 483 049,42	1 524 089,08	1 860 768,54	1 516 682,78	1 563 344,20	1 611 905,17	1 662 735,50	1 715 785,10	1 771 048,64	1 828 565,09	1 888 490,15	1 951 245,96	2 016 212,48	2 084 430,03
АО "Татэнерго"	тыс. руб.	697 307,02	685 880,82	710 894,57	727 966,62	1 039 719,76	669 710,63	689 411,75	709 934,00	731 604,07	754 327,00	778 050,80	802 765,92	828 577,60	855 855,49	883 924,97	913 769,61
АО "Татэнерго" город	тыс. руб.	726 949,67	749 109,08	772 154,85	796 122,46	821 048,78	846 972,15	873 932,45	901 971,16	931 131,43	961 458,10	992 997,84	1 025 799,17	1 059 912,55	1 095 390,47	1 132 287,51	1 170 660,43
Расходы на сбыт	тыс. руб.	74 027,84	75 574,29	77 182,60	78 855,24	80 594,79	82 403,91	84 285,41	87 656,82	91 163,09	94 809,62	98 602,00	102 546,08	106 647,93	110 913,84	115 350,40	119 964,41
7. Тариф с инвестиционной составляющей	руб./Гкал	2 104,46	2 324,51	2 399,76	2 468,43	2 735,16	2 496,67	2 570,39	2 649,09	2 729,47	2 813,05	2 900,59	2 992,53	3 088,70	3 187,25	3 293,32	3 400,74

При реализации данного мероприятия в 2026 году оценочные затраты на строительство котельной составляют 415 912,3 тыс. руб., при этом необходимо отметить, что тариф с инвест составляющей для конечного потребителя вырастает на 9,75 % и составляет 2 735,16 руб./Гкал.

Вывод: реконструкция магистрального тепловода БСИ является экономически не целесообразна по сравнению со строительством котельной, данное мероприятие рассмотрено в качестве альтернативного развития системы теплоснабжения г. Нижнекамск и не является приоритетным, а так же оно не соответствует требованиям п/п. 3 п.3 ст. 3, п.1 ст.23_11, п/п.3 п.3 ст.23 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении», в соответствии с которыми для организации теплоснабжения приоритетным является использование комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

2.2 Строительство перемычки на тепловых сетях, при котором создается возможность перераспределения тепловой энергии в целях обеспечения бесперебойного теплоснабжения и оптимизации загрузки источников

В настоящее время потребители тепловой энергии тепловодов Город-1, 2 и БСИ зарезервированы от тепловода М-3 по существующим перемычкам в городе, при условии аварийной ситуации на одном из тепловодов.

Обеспечение бесперебойного теплоснабжения и резервирования тепловода М-3 возможно при соблюдении условия разгрузки тепловода на тепловоды Город-1 и 2 в процентном соотношении 50/50, строительством перемычки магистрального тепловода №1 на участке от ТК-4 Корабельная до пересечения в тепловодом по пр. Мира согласно утвержденной инвестиционной программы, а также переводом потребителей п. Красный Ключ, п. Большое Афанасово и п. Строителей на теплоснабжение от БМК с установленной мощностью 16,55, 6,45 и 0,77 Гкал/ч соответственно описанных в первом варианте .

Рассмотрим прекращение подачи тепловой энергии потребителям в результате аварии на тепловом Горад-1.

Резервирование в аварийном режиме обеспечивается существующими перемычками в городе от тепловода М-3 с обеспечением аварийной нагрузки 107,3 Гкал/ч, а также переводом потребителей п. Большое Афанасово и п. Строителей на теплоснабжение от БМК с установленной мощностью 6,45 и 0,77 Гкал/ч соответственно.

Согласно гидравлическим расчётам в программном комплексе Zulu, при резервировании тепловода Город-1 от тепловода М-3, при существующем режиме тепловод М-3, обеспечивает аварийную тепловую нагрузку 87,2% (107,3 Гкал/ч) в соответствии с пунктом 5.5 СП 124.13330.2012 «Тепловые сети».

Пьезометрический график от тепловода М-3 до удаленного потребителя на тепловом Горад-1 по ул. Менделеева, 55 представлен на рисунке 2.5.



Рисунок 2.5 Пьезометрический график от тепловода Горад-1 до удаленного потребителя жилой дом по ул. Менделеева, 55.

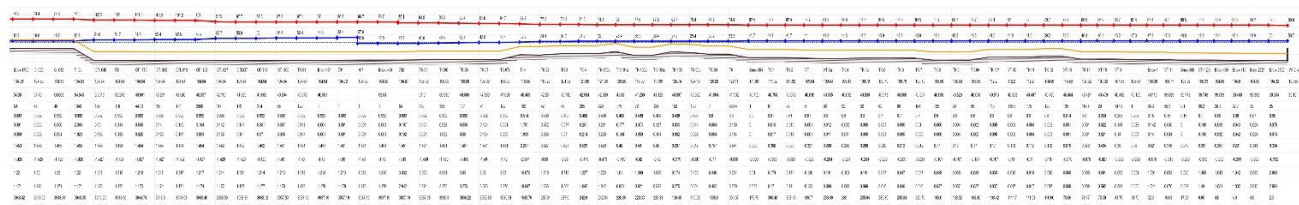


Рисунок 2.5 (продолжение) Пьезометрический график от тепловода Город-1 до удаленного потребителя жилой дом по ул. Менделеева, 55.

Прекращение подачи тепловой энергии потребителям в результате аварии на тепловоде Город-2.

Резервирование в аварийном режиме обеспечивается существующими перемычками в городе от тепловода М-3 с обеспечением аварийной нагрузки 114,2 Гкал/ч, а также переводом потребителей п. Красный Ключ на теплоснабжение от БМК с установленной мощностью 16,55 Гкал/ч.

Согласно гидравлическим расчётам в программном комплексе Zulu, при резервировании тепловода Город-2 от тепловода М-3, при существующем режиме тепловод М-3, обеспечивает аварийную тепловую нагрузку 87,2% (114,2 Гкал/ч) в соответствии с пунктом 5.5 СП 124.13330.2012 «Тепловые сети».

Пьезометрический график от тепловода Город-2 до удаленного потребителя по ул. Набережная, 6 представлен на рисунке 2.6.

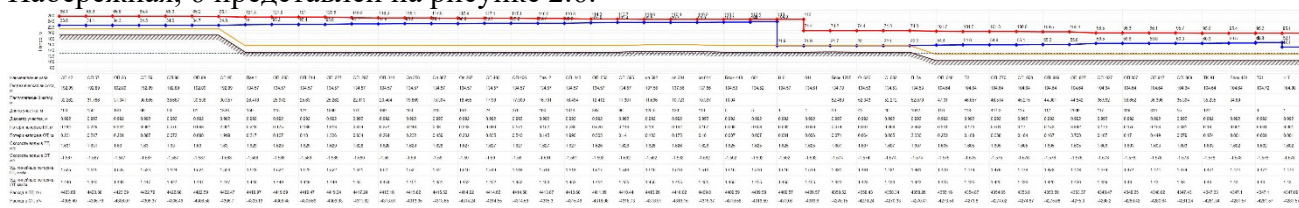


Рисунок 2.6 Пьезометрический график от тепловода Город-2 до удаленного потребителя жилой дом по ул. Набережная, 6.

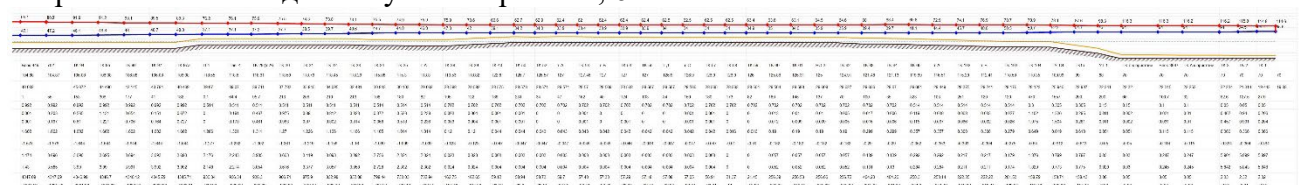


Рисунок 2.6 (продолжение) Пьезометрический график от тепловода Город-2 до удаленного потребителя жилой дом по ул. Набережная, 6.

Прекращение подачи тепловой энергии потребителям в результате аварии на тепловоде БСИ.

Резервирование в аварийном режиме обеспечивается существующими перемычками от тепловода М-3 с обеспечением аварийной нагрузки 56,7 Гкал/ч.

Согласно гидравлическим расчётам в программном комплексе Zulu, при резервировании тепловода БСИ от тепловода М-3, при существующем режиме тепловод М-3, обеспечивает аварийную тепловую нагрузку 87,2% (56,7 Гкал/ч) в соответствии с пунктом 5.5 СП 124.13330.2012 «Тепловые сети».

Пьезометрический график от тепловода БСИ до удаленного потребителя ИП Галамов Р.Х. представлен на рисунке 2.7.

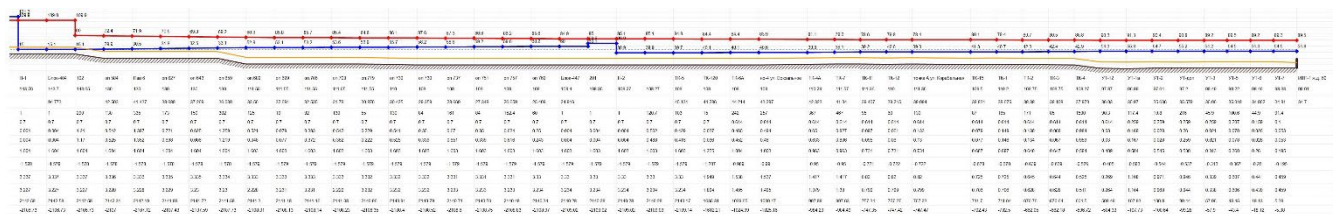


Рисунок 2.9 (продолжение) Пьезометрический график от тепловода Город-2 до удаленного потребителя жилой дом по ул. Корабельная 60.

Таблица изменения параметров системы теплоснабжения при резервировании каждого из магистральных тепловодов представлена ниже.

Таблица 2.17. Изменение параметра расхода сетевой воды при резервировании каждого из магистральных тепловодов

Наименование параметра	Город - 1	Город - 2	М-3	БСИ
Нормальный режим работы источника тепловой энергии				
Расход теплоносителя т/ч	1569	1902	3890	904
Режим работы источника тепловой энергии при резервировании				
Расход теплоносителя т/ч	0	1902	4014,94	904
	2149,68	3327,93	0	904
	1569	0	4423,68	904
	1569	1902	3376,48	0

Вывод:

В соответствии с СП 124.13330.2012 пункта 6.1 следует предусматривать резервирование тепловых сетей. Данное резервирование позволит перераспределить потоки теплоносителя по трубопроводам, чтобы избежать останова системы теплоснабжения в случае аварии какой-либо части тепловой сети.

Резервирование потребителей тепловой энергии тепловодов Город-1, 2 и БСИ возможно от тепловода М-3 по существующим перекачкам в городе, а также при реализации мероприятий по переводу потребителей п. Красный Ключ, п. Большое Афанасово и п. Строителей на теплоснабжение от БМК.

При резервировании тепловода М-3 дополнительно требуется строительство участка тепловой сети $\text{du}600$ от ТК-4 Корабельная до пересечения с тепловодом АО «ВКиЭХ» по пр. Мира согласно инвестиционной программе в 2026-2028 году.

В программном комплексе Zulu было проведено электронное моделирование переключений, согласно которым мероприятия существующих и перспективных перекачек достаточно для обеспечения резервирования тепловодов в случае аварийных ситуаций.

2.3 Оптимизация количества и длин магистральных тепловодов путем строительства нового тепловода диаметром 1020 мм взамен тепловодов Город-1 и БСИ

Для оптимизации количества и длин магистральных тепловодов Город-1 и БСИ со сроком эксплуатации 57 и 49 лет соответственно, а также обеспечения тепловых нагрузок перспективных потребителей, планируемых к подключению до 2040 года, предлагается строительство нового тепловода диаметром 1020 мм.

Прокладка трубопровода параллельно магистральному Город-1 и БСИ от филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» до ПНС-1 протяженностью 7200 м и диаметром $\text{d}_{\text{н}}1000$ для обеспечения перспективной тепловой нагрузки при сохранении текущего располагаемого напора на источнике. Ориентировочная стоимость строительства

тепловода, в соответствии с «НЦС 81-02-13-2025. Укрупненные нормативы цены строительства. Сборник № 13», составит **1 028,035 млн. руб. с НДС.**

Схема предполагаемого размещения нового тепловода представлена на рис. 2.10.



Рис. 2.10. Предполагаемое размещение нового тепловода dy1000

Выбор диаметра нового тепловода был основан на основании гидравлического расчёта и расчёта пропускной способности тепловода. На рисунке 2.11 представлен пьезометрический график при проектировании тепловода dy900.

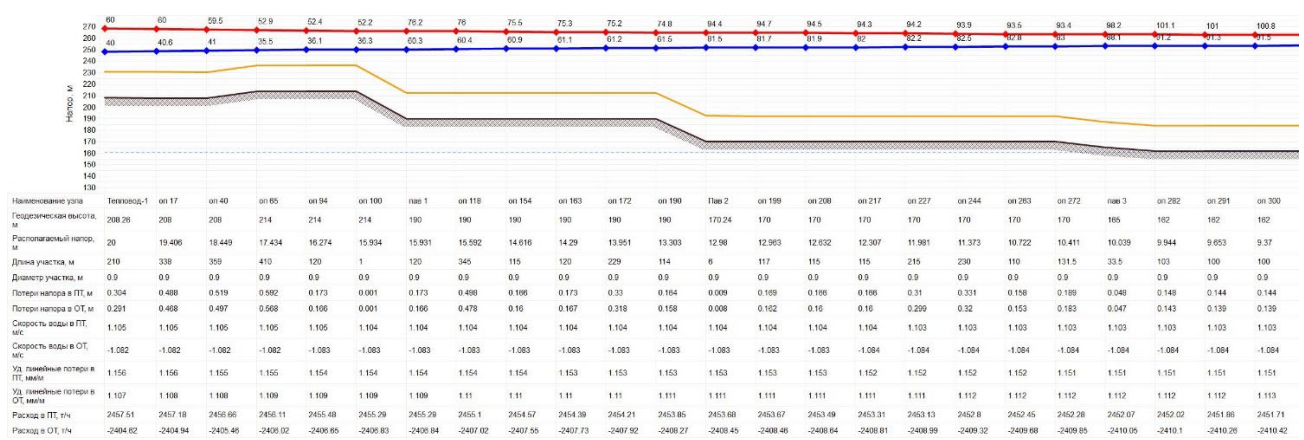


Рис. 2.11. Пьезометрический график при проектировании тепловода dy900

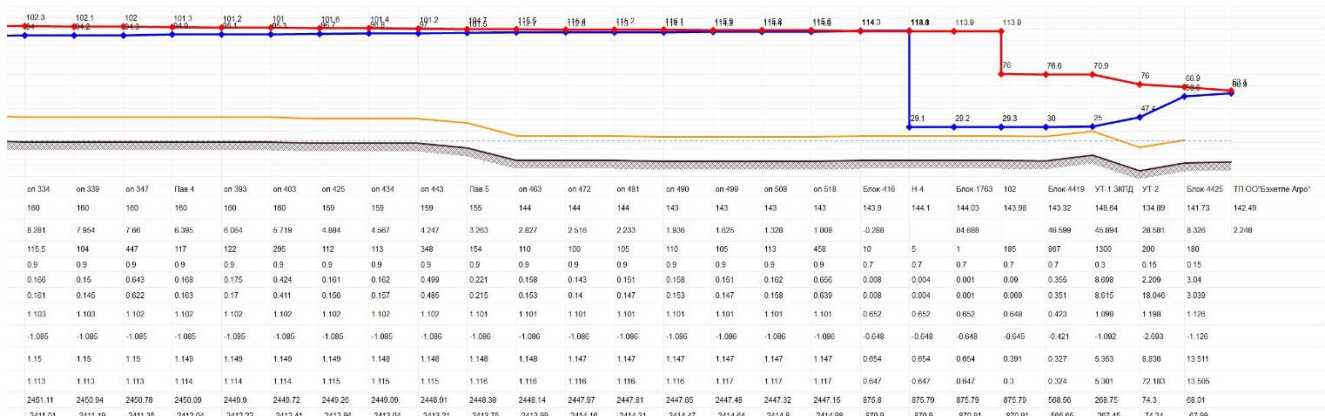


Рис. 2.11. (продолжение) Пьезометрический график при проектировании тепловода dy900

Согласно представленному пьезометрическому графику пропускной способности недостаточно при существующем режиме теплоснабжения.

На рисунке 2.12 представлен пьезометрический график при проектировании тепловода dy1000.

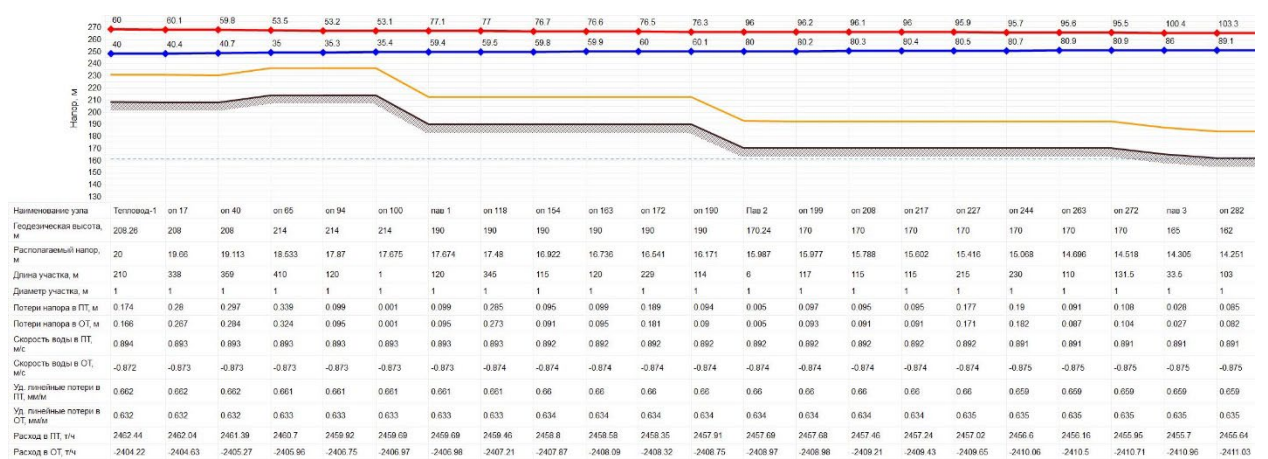


Рис. 2.12. Пьезометрический график при проектировании тепловода dy1000



Расход воды на утечки из подающего трубопровода	24.99633, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	24.99206, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплоснабжения	8.22548, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	60.000, м
Давление в обратном трубопроводе	40.000, м
Располагаемый напор	20.000, м
Температура в подающем трубопроводе	135.70, °C
Температура в обратном трубопроводе	59.87, °C

Показатели надежности системы теплоснабжения города с учетом прокладки нового трубопровода изменяются для тепловода Город-1 и БСИ с учетом строительства нового тепловода составят:

1. ВБР_{ср} потребителей теплоты:
 - тепловода Город-1 повышается с 0 до 0,0060238;
 - тепловода БСИ повышается с 0 до 0,4242408.
2. Стационарная вероятность рабочего состояния тепловой сети:
 - тепловода Город-1 повышается с 0,002002 до 0,879974;
 - тепловода БСИ повышается с 0,223649 до 0,907905.
3. КГ_{ср} потребителей к исправной работе:
 - тепловода Город-1 повышается с 0,002026 до 0,930258;
 - тепловода БСИ повышается с 0,15808 до 0,986789.

Необходимо отметить, что прокладка трубопровода $d_y 1000$ параллельно магистральному Город-1 от филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» до ПНС-1 не повысит надежность потребителей тепловой энергии в п. Красный Ключ, п. Большое Афанасово и п. Строителей.

2.4 Установка АИТП в разрезе планов по ремонту (реконструкции) центральных тепловых пунктов

АО «Татэнерго» осуществляет передачу тепловой энергии потребителям г. Нижнекамск. Тепловые сети АО «ВКиЭХ» были выкуплены АО «Татэнерго» на основании договора купли-продажи. Анализ результатов хозяйственной деятельности АО «ВКиЭХ» показал очень высокий уровень потерь тепловой энергии в системе теплоснабжения города – 16,31% (по факту 2024 года).

С учетом того, что по большей части потери приходятся на тепловые сети, связанные с их техническим состоянием, к рассмотрению предлагается мероприятие по отказу от ЦТП в разрезе планов по ремонту (реконструкции) центральных тепловых пунктов.

Для перехода на автоматизированные индивидуальные тепловые пункты потребуется оснастить АИТП 771 потребителей ГВС. Оценка необходимых капитальных вложений на реализацию проекта по монтажу ИТП в 2026 году выполнена на основании актуальных коммерческих предложений и составляет 1 883 981 929,00 руб, с НДС. Проект по установке АИТП предоставлен в таблице 2.18.

При реализации проектов по переходу от ЦТП к АИТП 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, а именно:

- обеспечение потребителей требуемым расходом и напором холодной воды (для нужд ХВС и ГВС) после ликвидации ЦТП (с учетом затрат на работы по реконструкции системы ХВС, как внутри многоквартирных домов, так и во внешней сети водоснабжения);

- балансовая принадлежность нового оборудования и техническая возможность реконструкции системы водоснабжения;

В связи с тем, что в положении утвержденной схемы водоснабжения города Нижнекамска не предусмотрена ликвидация ЦТП, требуется проведение актуализации схемы водоснабжения в соответствии с п.20 (е) Требований к схемам теплоснабжения, порядку их разработки, утв. Постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 №154, так как схема теплоснабжения содержит описание решений, вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы водоснабжения.

Таблица 2.18. Проект по установке АИТП

№ п/п	Адрес		Система отоплени я Гкал/ч	Систем а ГВС, Гкал/ча с	Итого нагрузк а, Гкал/ч	Капитальны е вложения, млн. руб.	Срок реализаци и
	улица	№ дома					
1	30 Лет Победы ИТП	15	0,762	0,551	1,313	3,8037	2026
2	30 Лет Победы ИТП	17	0,508	0,345	0,853	2,3817	2026
3	30 Лет Победы ИТП	19	0,508	0,335	0,843	2,3126	2026
4	30 Лет Победы ИТП	21	0,508	0,335	0,843	2,3126	2026
5	Бызова	11	0,108	0,18	0,288	1,0944	2026
6	Бызова	11а	0,108	0,178	0,286	1,0822	2026
7	Гагарина	23	0,551	0,244	0,795	1,6844	2026
8	Менделеева	11	0,397	0,197	0,594	1,3600	2026
9	Менделеева	13	0,397	0,766	1,163	4,6572	2026
10	Менделеева	13а	0,551	0,399	0,95	2,7544	2026
11	Мира	18	0,122	0,163	0,285	0,9910	2026
12	Мира	38а	0,122	0,151	0,273	0,9181	2026
13	Мира	57	0,457	0,228	0,685	1,5740	2026
14	Мира	89	0,974	0,834	1,808	5,7574	2026
15	Мира	95	0,804	0,652	1,456	4,5010	2026
16	Строителей ИТП	51	0,239	0,136	0,375	0,9389	2026
17	Строителей ИТП	53	0,249	0,182	0,431	1,2564	2026
18	Студенческая	86	0,461	0,44	0,901	3,0375	2026
19	Студенческая	106	0,591	0,61	1,201	3,7087	2026
20	Студенческая	12	0,583	0,397	0,981	2,7406	2026
21	Студенческая	14	0,598	0,569	1,167	3,9280	2026
22	Студенческая ИТП	16	1,104	0,703	1,807	4,8530	2026
23	Студенческая ИТП	18	0,802	0,468	1,27	3,2308	2026
24	Химиков	86	1,377	0,717	2,095	4,9497	2026
25	Чишмале	8	0,333	0,267	0,6	1,8432	2026
26	Чишмале	10	0,335	0,344	0,679	2,0915	2026
27	Ямле	8	0,132	0,092	0,224	0,6351	2026
28	Ямле	10	0,132	0,092	0,224	0,6351	2026
29	Вокзальная	2	0,383	0,268	0,65	1,8501	2026
30	Вокзальная	2а	0,408	0,36	0,768	2,4852	2026
31	Вокзальная	4	0,383	0,242	0,625	1,6706	2026
32	Вокзальная	6	0,573	0,48	1,053	3,3136	2026
33	Вокзальная	6а	0,234	0,253	0,487	1,5382	2026
34	Вокзальная	8	0,197	0,178	0,375	1,2288	2026
35	Вокзальная	10	0,573	0,476	1,049	3,2860	2026

36	Вокзальная	10а	0,234	0,236	0,47	1,4349	2026
37	Вокзальная	12	0,205	0,466	0,67	2,8332	2026
38	Вокзальная	14	0,475	0,466	0,941	3,2170	2026
39	Корабельная	4	0,236	0,222	0,458	1,5325	2026
40	Корабельная	6	0,198	0,184	0,382	1,2702	2026
41	Корабельная	12	0,205	0,179	0,384	1,2357	2026
42	Корабельная	14	0,353	0,449	0,803	2,7299	2026
43	Корабельная	14а	0,231	0,234	0,465	1,4227	2026
44	Корабельная	14б	0,194	0,184	0,378	1,2702	2026
45	Корабельная	20	0,366	0,351	0,717	2,4231	2026
46	Корабельная	20а	0,538	0,454	0,992	3,1341	2026
47	Корабельная	24	0,185	0,17	0,355	1,1736	2026
48	Корабельная	26	0,352	0,374	0,726	2,2739	2026
49	Корабельная	28	0,34	0,267	0,607	1,8432	2026
50	Строителей	1	0,187	0,17	0,357	1,1736	2026
51	Строителей	1а	0,193	0,33	0,524	2,0064	2026
52	Строителей	3	0,187	0,174	0,361	1,2012	2026
53	Строителей	3а	0,19	0,177	0,367	1,2219	2026
54	Строителей	3б	0,236	0,204	0,44	1,4083	2026
55	Строителей	3в	0,236	0,208	0,444	1,4359	2026
56	Строителей	6	0,355	0,335	0,69	2,3126	2026
57	Строителей	6б	0,243	0,352	0,595	2,1401	2026
58	Строителей	8	0,36	0,169	0,529	1,1667	2026
59	Строителей	8а	0,241	0,158	0,399	1,0907	2026
60	Строителей	8б	0,257	0,182	0,439	1,2564	2026
61	Строителей	10	0,352	0,329	0,68	2,2712	2026
62	Тукая	1	0,561	0,432	0,993	2,9822	2026
63	Тукая	3	0,197	0,191	0,389	1,3185	2026
64	Тукая	5	0,234	0,231	0,466	1,5947	2026
65	Тукая	5а	0,236	0,225	0,461	1,5533	2026
66	Тукая	7	0,197	0,171	0,368	1,1805	2026
67	Тукая	9	0,235	0,233	0,469	1,6085	2026
68	Тукая	11	0,457	0,403	0,86	2,7820	2026
69	Тукая	17	0,367	0,366	0,733	2,5266	2026
70	Тукая	19	0,601	0,385	0,987	2,6578	2026
71	Тукая	31	0,528	0,314	0,842	2,1676	2026
72	Тукая	33	0,185	0,403	0,588	2,4502	2026
73	Тукая	35	0,186	0,195	0,381	1,1856	2026
74	Тукая	39	0,185	0,192	0,378	1,1673	2026
75	Химиков	30	0,232	0,242	0,474	1,4713	2026
76	Химиков	30а	0,228	0,226	0,454	1,5602	2026
77	Химиков	30б	0,227	0,215	0,443	1,4842	2026
78	Химиков	32	0,196	0,153	0,35	1,0562	2026
79	Химиков	36	0,855	0,415	1,269	2,8649	2026
80	Химиков	36а	0,226	0,224	0,45	1,5463	2026
81	Химиков	36б	0,188	0,215	0,403	1,3072	2026
82	Химиков	36в	0,185	0,185	0,371	1,1248	2026
83	Химиков	36г	0,194	0,213	0,407	1,2950	2026
84	Юности	12	0,34	0,152	0,492	1,0493	2026
85	Юности	14	0,174	0,155	0,329	1,0700	2026
86	Юности	14а	0,225	0,411	0,637	2,4988	2026
87	Юности	16	0,207	0,17	0,377	1,1736	2026
88	Юности	18	0,217	0,161	0,378	1,1114	2026
89	Юности	19	0,193	0,335	0,528	2,0368	2026
90	Юности	20а	0,198	0,164	0,363	1,1321	2026
91	Юности	21а	0,236	0,238	0,474	1,4470	2026
92	Юности	21б	0,231	0,237	0,468	1,4409	2026
93	Юности	21в	0,231	0,279	0,51	1,6963	2026
94	Юности	21/16	0,193	0,284	0,477	1,7267	2026
95	Юности	24	0,28	0,242	0,521	1,6706	2026

96	Юности	26	0,371	0,347	0,718	2,3955	2026
97	Вокзальная	18	0,287	0,375	0,662	2,2800	2026
98	Вокзальная	28	1,149	0,804	1,953	5,5503	2026
99	Вокзальная	30	0,609	0,509	1,119	3,5138	2026
100	Вокзальная	32	1,067	0,773	1,839	5,3363	2026
101	Вокзальная	34	0,568	0,406	0,974	2,8028	2026
102	Вокзальная	36	0,417	0,318	0,736	2,1953	2026
103	Вокзальная	38	1,09	0,841	1,931	5,8057	2026
104	Корабельная	1	0,921	0,235	1,156	1,6223	2026
105	Корабельная	3	0,514	0,451	0,965	3,1134	2026
106	Корабельная	7	0,397	0,296	0,694	2,0434	2026
107	Корабельная	11	0,355	0,286	0,641	1,9744	2026
108	Корабельная	11а	0,213	0,253	0,466	1,5382	2026
109	Корабельная	13	0,452	0,279	0,731	1,9260	2026
110	Корабельная	15	0,341	0,304	0,645	2,0986	2026
111	Корабельная	15а	0,213	0,254	0,468	1,5443	2026
112	Корабельная	15б	0,247	0,233	0,481	1,6085	2026
113	Корабельная	19	0,444	0,386	0,83	2,6647	2026
114	Корабельная	21	0,332	0,271	0,603	1,8708	2026
115	Корабельная	21а	0,213	0,252	0,466	1,5321	2026
116	Корабельная	21б	0,249	0,23	0,479	1,5878	2026
117	Корабельная	25	0,443	0,335	0,778	2,3126	2026
118	Химиков	2	0,42	0,294	0,714	2,0296	2026
119	Химиков	4	0,366	0,285	0,651	1,9675	2026
120	Химиков	6	0,403	0,307	0,711	2,1193	2026
121	Химиков	6а	0,598	0,536	1,135	3,7002	2026
122	Химиков	8	0,851	0,605	1,455	4,1765	2026
123	Химиков	8а	0,32	0,324	0,644	1,9699	2026
124	Химиков	12	0,57	0,443	1,013	3,0582	2026
125	Химиков	12а	0,279	0,296	0,575	1,7996	2026
126	Химиков	12б	0,6	0,583	1,183	4,0246	2026
127	Химиков	14	0,787	0,596	1,383	4,1144	2026
128	Химиков	14а	0,277	0,283	0,559	1,7206	2026
129	Химиков	14б	0,304	0,287	0,591	1,9813	2026
130	Химиков	14в	0,271	0,283	0,553	1,7206	2026
131	Химиков	16б	0,407	0,401	0,808	2,7682	2026
132	Химиков	16г	0,408	0,439	0,848	2,6691	2026
133	Химиков	18а	0,329	0,339	0,668	2,0611	2026
134	Химиков	18б	0,409	0,369	0,777	2,5473	2026
135	Химиков	20	0,848	0,599	1,446	4,1351	2026
136	Химиков	20а	0,213	0,246	0,459	1,4957	2026
137	Химиков	20в	0,191	0,24	0,431	1,4592	2026
138	Химиков	22	0,651	0,527	1,179	3,6381	2026
139	Химиков	24	0,83	0,586	1,416	4,0454	2026
140	Юности	32	0,249	0,22	0,469	1,5187	2026
141	Юности	33	0,276	0,242	0,518	1,6706	2026
142	Юности	35	0,276	0,252	0,528	1,7396	2026
143	Юности	36	0,872	0,667	1,539	4,6045	2026
144	Юности	36а	0,198	0,22	0,418	1,3376	2026
145	Юности	36б	0,183	0,22	0,403	1,3376	2026
146	Юности	37	0,268	0,233	0,5	1,6085	2026
147	Спортивная	3	0,845	0,278	1,122	1,9191	2026
148	Спортивная	5	0,81	0,268	1,078	1,8501	2026
149	Спортивная	5а	0,252	0,24	0,492	1,6568	2026
150	Строителей	5	0,201	0,204	0,405	1,2403	2026
151	Строителей	7	0,166	0,156	0,322	1,0769	2026
152	Строителей	11	0,237	0,211	0,448	1,4566	2026
153	Строителей	11а	0,235	0,2	0,436	1,3807	2026
154	Строителей	11б	0,237	0,209	0,447	1,4428	2026
155	Строителей	11в	0,233	0,206	0,44	1,4221	2026

156	Строителей	13	0,196	0,18	0,376	1,2426	2026
157	Строителей	13а	0,193	0,196	0,389	1,1917	2026
158	Строителей	13б	0,194	0,191	0,386	1,3185	2026
159	Строителей	13в	0,195	0,182	0,377	1,2564	2026
160	Строителей	15	0,226	0,176	0,402	1,2150	2026
161	Строителей	17	0,234	0,213	0,447	1,4704	2026
162	Строителей	19	0,234	0,23	0,464	1,5878	2026
163	Строителей	20а	0,244	0,201	0,446	1,3876	2026
164	Строителей	21	0,234	0,217	0,451	1,4980	2026
165	Строителей	22	0,233	0,223	0,456	1,5394	2026
166	Строителей	22а	0,234	0,194	0,428	1,3392	2026
167	Строителей	23	0,354	0,287	0,641	1,9813	2026
168	Строителей	24	0,244	0,227	0,471	1,5671	2026
169	Строителей	25	0,238	0,206	0,445	1,4221	2026
170	Строителей	26	0,244	0,218	0,462	1,5049	2026
171	Строителей	27	0,238	0,226	0,464	1,5602	2026
172	Строителей	28	0,234	0,225	0,459	1,5533	2026
173	Строителей	29	0,238	0,21	0,449	1,4497	2026
174	Строителей	31	0,234	0,224	0,457	1,5463	2026
175	Строителей	33	0,332	0,278	0,61	1,9191	2026
176	Строителей	33а	0,338	0,258	0,596	1,7811	2026
177	Тихая Аллея	3	0,366	0,293	0,66	2,0227	2026
178	Тихая Аллея	5	0,348	0,311	0,659	2,1469	2026
179	Тихая Аллея	7	0,363	0,287	0,65	1,9813	2026
180	Тихая Аллея	9	0,361	0,315	0,676	2,1746	2026
181	Тихая Аллея	11	0,234	0,217	0,451	1,4980	2026
182	Тихая Аллея	13	0,365	0,292	0,658	2,0158	2026
183	Тукая	2	0,176	0,131	0,307	0,9043	2026
184	Тукая	4	0,166	0,164	0,33	1,1321	2026
185	Тукая	6	0,236	0,232	0,468	1,6016	2026
186	Тукая	8	0,236	0,224	0,46	1,5463	2026
187	Тукая	10	0,237	0,206	0,443	1,4221	2026
188	Тукая	12	0,237	0,225	0,462	1,5533	2026
189	Тукая	14	0,194	0,196	0,39	1,1917	2026
190	Тукая	16	0,2	0,181	0,381	1,2495	2026
191	Тукая	20	0,348	0,282	0,63	1,9467	2026
192	Тукая	22	0,234	0,207	0,441	1,4290	2026
193	Тукая	24	0,349	0,322	0,671	2,2229	2026
194	Тукая	26	0,194	0,19	0,385	1,3116	2026
195	Тукая	30	0,187	0,201	0,388	1,2221	2026
196	Тукая	32	0,19	0,189	0,379	1,3047	2026
197	Тукая	34	0,228	0,235	0,463	1,4288	2026
198	Тукая	36	0,228	0,217	0,445	1,4980	2026
199	Тукая	38	0,193	0,191	0,385	1,3185	2026
200	Тукая	40	0,228	0,242	0,47	1,4713	2026
201	Химиков	44	0,418	0,352	0,77	2,4300	2026
202	Химиков	46	0,19	0,181	0,371	1,2495	2026
203	Химиков	46а	0,19	0,19	0,38	1,1552	2026
204	Химиков	46б	0,187	0,2	0,387	1,2160	2026
205	Химиков	48	0,195	0,155	0,35	1,0700	2026
206	Химиков	50	0,351	0,245	0,596	1,6913	2026
207	Химиков	52	0,445	0,321	0,766	2,2160	2026
208	Химиков	54	0,347	0,252	0,599	1,7396	2026
209	Школьный Бульвар	3	0,575	0,39	0,965	2,6923	2026
210	Школьный Бульвар	3а	0,359	0,282	0,64	1,9467	2026
211	Школьный Бульвар	4	0,533	0,349	0,882	2,4093	2026
212	Школьный Бульвар	6	0,3	0,266	0,566	1,8363	2026
213	Школьный Бульвар	8	0,798	0,216	1,014	1,4911	2026
214	Юности	1	0,349	0,259	0,608	1,7880	2026
215	Юности	3	0,198	0,181	0,379	1,2495	2026

216	Юности	3а	0,197	0,183	0,381	1,2633	2026
217	Юности	3б	0,199	0,194	0,393	1,3392	2026
218	Юности	5	0,198	0,159	0,357	1,0976	2026
219	Юности	6	0,196	0,151	0,347	1,0424	2026
220	Юности	8	0,187	0,174	0,361	1,2012	2026
221	Юности	9	0,351	0,297	0,648	2,0503	2026
222	Юности	9а	0,237	0,224	0,461	1,5463	2026
223	Юности	9б	0,237	0,224	0,461	1,5463	2026
224	Юности	9в	0,196	0,158	0,354	1,0907	2026
225	Юности	10	0,231	0,209	0,441	1,4428	2026
226	30 лет Победы	39	0,291	0,527	0,818	3,2041	2026
227	30 лет Победы	4	0,548	0,372	0,92	2,5680	2026
228	30 лет Победы	6	0,444	0,426	0,87	2,9408	2026
229	30 лет Победы	10	0,441	0,475	0,916	2,8879	2026
230	30 лет Победы	19	0,427	0,414	0,841	2,8580	2026
231	Баки Урманче	3	0,963	0,669	1,632	4,6183	2026
232	Баки Урманче вход	9	1,839	1,093	2,932	7,5453	2026
233	Баки Урманче	11	1,026	0,702	1,728	4,8461	2026
234	Баки Урманче	29	2,195	1,334	3,529	9,2091	2026
235	Баки Урманче	31	0,568	0,389	0,957	2,6854	2026
236	Баки Урманче вход	33	0,798	0,617	1,416	4,2594	2026
237	Мира	73	0,279	0,2	0,479	1,3807	2026
238	Мира	75	0,279	0,223	0,502	1,5394	2026
239	Мира	77	0,28	0,233	0,513	1,6085	2026
240	Мира	81	1,081	0,515	1,596	3,5552	2026
241	Мира	83	1,019	0,711	1,73	4,9083	2026
242	Строителей	30	0,626	0,465	1,091	3,2101	2026
243	Строителей	32	1,368	0,737	2,105	5,0878	2026
244	Строителей	36	0,294	0,25	0,544	1,7258	2026
245	Строителей	38	0,348	0,365	0,713	2,2192	2026
246	Строителей	40	0,176	0,245	0,421	1,4896	2026
247	Строителей	42	0,231	0,245	0,476	1,4896	2026
248	Строителей	44	0,277	0,204	0,48	1,4083	2026
249	Строителей	46	0,229	0,199	0,428	1,3738	2026
250	Строителей	50	0,685	0,522	1,207	3,6035	2026
251	Строителей	52	0,807	0,587	1,393	4,0523	2026
252	Строителей	54	0,468	0,374	0,842	2,5818	2026
253	Строителей	56	0,262	0,235	0,497	1,6223	2026
254	Строителей	60	0,463	0,366	0,829	2,5266	2026
255	Студенческая	5а	0,353	0,374	0,727	2,2739	2026
256	Студенческая	8	0,764	0,509	1,273	3,5138	2026
257	Студенческая	9	0,284	0,188	0,472	1,2978	2026
258	Студенческая	10	0,765	0,523	1,288	3,6104	2026
259	Студенческая	11а	0,352	0,387	0,739	2,3529	2026
260	Студенческая	13	0,284	0,088	0,371	0,6075	2026
261	Студенческая	17	0,529	0,458	0,986	3,1617	2026
262	Химиков	51	0,626	0,346	0,972	2,3886	2026
263	Химиков	57	1,515	0,921	2,436	6,3580	2026
264	30 Лет Победы	3	0,335	0,191	0,527	1,3185	2026
265	30 Лет Победы	7	0,327	0,204	0,53	1,4083	2026
266	30 Лет Победы	9	0,326	0,245	0,572	1,6913	2026
267	Корабельная	27	1,066	0,349	1,415	2,4093	2026
268	Корабельная	29	0,989	0,628	1,618	4,3353	2026
269	Корабельная	30	1,038	0,939	1,977	6,4822	2026
270	Корабельная	31	1,066	0,76	1,827	5,2465	2026
271	Корабельная	35	0,339	0,335	0,674	2,3126	2026
272	Корабельная	36	0,528	0,318	0,846	2,1953	2026
273	Корабельная	37	0,34	0,352	0,692	2,1401	2026
274	Корабельная	38	0,289	0,222	0,511	1,5325	2026
275	Корабельная	39	0,333	0,35	0,683	2,1280	2026

276	Корабельная	40	0,291	0,218	0,51	1,5049	2026
277	Корабельная	41	0,333	0,379	0,712	2,3043	2026
278	Корабельная	43	0,338	0,343	0,681	2,0854	2026
279	Студенческая	25	0,29	0,252	0,542	1,7396	2026
280	Студенческая	27	0,181	0,159	0,34	1,0976	2026
281	Студенческая	27а	0,185	0,101	0,286	0,6972	2026
282	Студенческая	31	0,185	0,113	0,297	0,7801	2026
283	Студенческая	35	0,18	0,177	0,357	1,2219	2026
284	Студенческая	51	0,344	0,292	0,636	2,0158	2026
285	Студенческая	59	0,362	0,317	0,679	2,1884	2026
286	Студенческая	61	0,366	0,288	0,654	1,9882	2026
287	Студенческая	63	0,302	0,232	0,533	1,6016	2026
288	Химиков	1а	0,285	0,203	0,488	1,4014	2026
289	Химиков	16	0,609	0,345	0,954	2,3817	2026
290	Химиков	5	0,509	0,253	0,762	1,7465	2026
291	Химиков	7	0,511	0,247	0,758	1,7051	2026
292	Химиков	9	0,958	0,742	1,7	5,1223	2026
293	Химиков	9б	0,547	0,253	0,801	1,7465	2026
294	Химиков	9в	0,565	0,313	0,878	2,1607	2026
295	Химиков	15	0,924	0,656	1,579	4,5286	2026
296	Химиков	17	1,071	0,681	1,751	4,7012	2026
297	Химиков	23	0,441	0,289	0,73	1,9951	2026
298	Химиков	25	1,214	0,738	1,953	5,0947	2026
299	южная вход	2	0,523	0,643	1,166	3,9094	2026
300	южная	4	0,867	0,6	1,467	4,1420	2026
301	южная	6	0,435	0,292	0,727	2,0158	2026
302	50ЛЕТОКЯБРЯ	2А	0,347	0,264	0,61	1,8225	2026
303	50ЛЕТОКЯБРЯ	3	0,237	0,209	0,447	1,4428	2026
304	50ЛЕТОКЯБРЯ	4	0,358	0,31	0,668	2,1400	2026
305	50ЛЕТОКЯБРЯ	5	0,237	0,209	0,447	1,4428	2026
306	50ЛЕТОКЯБРЯ	6	0,365	0,325	0,69	2,2436	2026
307	50ЛЕТОКЯБРЯ	6	0,365	0,325	0,69	2,2436	2026
308	50ЛЕТОКЯБРЯ	6А	0,407	0,34	0,747	2,3471	2026
309	50ЛЕТОКЯБРЯ	6Б	0,272	0,264	0,536	1,8225	2026
310	50ЛЕТОКЯБРЯ	6В	0,172	0,186	0,358	1,1309	2026
311	50ЛЕТОКЯБРЯ	7	0,147	0,184	0,331	1,1187	2026
312	50ЛЕТОКЯБРЯ	8	0,347	0,264	0,61	1,8225	2026
313	50ЛЕТОКЯБРЯ	9	0,374	0,335	0,709	2,3126	2026
314	50ЛЕТОКЯБРЯ	10	0,407	0,34	0,747	2,3471	2026
315	50ЛЕТОКЯБРЯ	11	0,147	0,164	0,311	0,9971	2026
316	50ЛЕТОКЯБРЯ	12	0,729	0,65	1,379	4,4872	2026
317	50ЛЕТОКЯБРЯ	13	0,233	0,205	0,439	1,4152	2026
318	50ЛЕТОКЯБРЯ	15	0,237	0,205	0,443	1,4152	2026
319	50ЛЕТОКЯБРЯ	17	0,147	0,184	0,331	1,1187	2026
320	50ЛЕТОКЯБРЯ	19	0,237	0,209	0,447	1,4428	2026
321	50ЛЕТОКЯБРЯ	21	0,237	0,209	0,447	1,4428	2026
322	50ЛЕТОКЯБРЯ	23/62	0,147	0,184	0,331	1,1187	2026
323	50ЛЕТОКЯБРЯ	8А	0,272	0,264	0,536	1,8225	2026
324	50ЛЕТОКЯБРЯ	8Б	0,172	0,186	0,358	1,1309	2026
325	БАКИУРМАНЧЕ	14	0,967	0,742	1,708	5,1223	2026
326	БАКИУРМАНЧЕ	20	0,387	0,203	0,59	1,4014	2026
327	БАКИУРМАНЧЕ	22	0,387	0,203	0,59	1,4014	2026
328	БАКИУРМАНЧЕ	24	0,432	0,237	0,669	1,6361	2026
329	БАКИУРМАНЧЕ	28	1,508	1,17	2,677	8,0769	2026
330	БЫЗОВА	1	0,69	0,571	1,261	3,9418	2026
331	БЫЗОВА	1	0,69	0,571	1,261	3,9418	2026
332	БЫЗОВА	3	0,259	0,236	0,495	1,6292	2026
333	БЫЗОВА	5	0,873	0,992	1,864	6,0312	2026
334	БЫЗОВА	6	0,646	0,664	1,311	4,0370	2026
335	БЫЗОВА	7	0,217	0,195	0,412	1,3462	2026

336	БЫЗОВА	9	0,663	0,732	1,395	4,4505	2026
337	БЫЗОВА	10	0,601	0,601	1,202	3,6540	2026
338	БЫЗОВА	12	0,185	0,127	0,312	0,8767	2026
339	БЫЗОВА	13	0,636	0,753	1,389	4,5782	2026
340	БЫЗОВА	13	0,636	0,753	1,389	4,5782	2026
341	БЫЗОВА	14	0,185	0,127	0,312	0,8767	2026
342	БЫЗОВА	15	0,331	0,401	0,732	2,4380	2026
343	БЫЗОВА	15	0,331	0,401	0,732	2,4380	2026
344	БЫЗОВА	16	0,185	0,127	0,312	0,8767	2026
345	БЫЗОВА	17	1,197	1,001	2,198	6,9102	2026
346	БЫЗОВА	18	1,088	1,113	2,201	6,7669	2026
347	БЫЗОВА	22	0,265	0,158	0,423	1,0907	2026
348	БЫЗОВА	24	0,473	0,38	0,853	2,6233	2026
349	БЫЗОВА	24	0,473	0,38	0,853	2,6233	2026
350	БЫЗОВА	26	0,501	0,515	1,016	3,1311	2026
351	БЫЗОВА	26	0,501	0,515	1,016	3,1311	2026
352	БЫЗОВА	28	0,257	0,297	0,553	1,8057	2026
353	БЫЗОВА	30	0,301	0,279	0,58	1,9260	2026
354	БЫЗОВА	1А	0,265	0,263	0,527	1,8156	2026
355	БЫЗОВА	22А	0,26	0,261	0,521	1,5869	2026
356	БЫЗОВА	24А	0,217	0,195	0,412	1,3462	2026
357	БЫЗОВА	24Б	0,323	0,249	0,572	1,7189	2026
358	БЫЗОВА	32/38	0,295	0,306	0,601	1,8604	2026
359	БЫЗОВА	5А	0,668	0,692	1,36	4,2073	2026
360	БЫЗОВА	7А	0,217	0,195	0,412	1,3462	2026
361	БЫЗОВА	7Б	0,217	0,195	0,412	1,3462	2026
362	ВАХИТОВА	2	0,68	0,544	1,225	3,7554	2026
363	ВАХИТОВА	2	0,68	0,544	1,225	3,7554	2026
364	ВАХИТОВА	2	0,68	0,544	1,225	3,7554	2026
365	ВАХИТОВА	4	1,188	0,99	2,178	6,8343	2026
366	ВАХИТОВА	7	0,529	0,378	0,907	2,6095	2026
367	ВАХИТОВА	9	0,319	0,403	0,722	2,4502	2026
368	ВАХИТОВА	11	0,486	0,403	0,889	2,7820	2026
369	ВАХИТОВА	13	0,56	0,396	0,956	2,7337	2026
370	ВАХИТОВА	15	0,357	0,458	0,815	2,7846	2026
371	ВАХИТОВА	17	0,475	0,395	0,87	2,7268	2026
372	ВАХИТОВА	32	0,598	0,503	1,101	3,4724	2026
373	ВАХИТОВА	32	0,598	0,503	1,101	3,4724	2026
374	ВАХИТОВА	43	0,533	0,709	1,241	4,3106	2026
375	ВАХИТОВА	45	0,432	0,203	0,635	1,4014	2026
376	ВАХИТОВА	51	1,335	0,963	2,298	6,6479	2026
377	ВАХИТОВА	42	0,382	0,302	0,684	2,0848	2026
378	ВАХИТОВА	45	0,382	0,302	0,684	2,0848	2026
379	ВАХИТОВА	12	0,382	0,302	0,684	2,0848	2026
380	ВАХИТОВА	52	0,382	0,302	0,684	2,0848	2026
381	ВАХИТОВА	2	0,382	0,302	0,684	2,0848	2026
382	ВАХИТОВА	5	0,382	0,302	0,684	2,0848	2026
383	ВАХИТОВА	4	0,382	0,302	0,684	2,0848	2026
384	ВАХИТОВА	46	0,321	0,403	0,724	2,4502	2026
385	ВАХИТОВА	13А	0,341	0,282	0,622	1,9467	2026
386	ВАХИТОВА	13А	0,341	0,282	0,622	1,9467	2026
387	ВАХИТОВА	19А	0,341	0,282	0,622	1,9467	2026
388	ВАХИТОВА	19А	0,341	0,282	0,622	1,9467	2026
389	ВАХИТОВА	25А	0,313	0,313	0,626	1,9030	2026
390	ВАХИТОВА	27А	0,41	0,422	0,832	2,5657	2026
391	ВАХИТОВА	27Б	0,41	0,422	0,832	2,5657	2026
392	ВАХИТОВА	31А	0,313	0,313	0,626	1,9030	2026
393	ГАГАРИНА	1	0,289	0,299	0,588	1,8179	2026
394	ГАГАРИНА	2	0,585	0,479	1,064	3,3067	2026
395	ГАГАРИНА	3	0,509	0,536	1,045	3,2588	2026

396	ГАГАРИНА	4	0,684	0,589	1,273	4,0661	2026
397	ГАГАРИНА	5	0,952	0,635	1,587	4,3836	2026
398	ГАГАРИНА	7	0,305	0,392	0,696	2,3833	2026
399	ГАГАРИНА	8	0,363	0,35	0,713	2,4162	2026
400	ГАГАРИНА	9	0,41	0,422	0,832	2,5657	2026
401	ГАГАРИНА	13	0,241	0,268	0,509	1,6294	2026
402	ГАГАРИНА	15	0,241	0,268	0,509	1,6294	2026
403	ГАГАРИНА	16	0,983	0,949	1,932	6,5513	2026
404	ГАГАРИНА	17	0,241	0,268	0,509	1,6294	2026
405	ГАГАРИНА	18	0,316	0,221	0,537	1,5256	2026
406	ГАГАРИНА	20	0,316	0,221	0,537	1,5256	2026
407	ГАГАРИНА	22	0,316	0,221	0,537	1,5256	2026
408	ГАГАРИНА	26	0,328	0,221	0,549	1,5256	2026
409	ГАГАРИНА	27	0,414	0,263	0,677	1,8156	2026
410	ГАГАРИНА	27	0,414	0,263	0,677	1,8156	2026
411	ГАГАРИНА	28	0,314	0,221	0,535	1,5256	2026
412	ГАГАРИНА	29	0,26	0,16	0,42	1,1045	2026
413	ГАГАРИНА	29	1,194	0,69	1,884	4,7633	2026
414	ГАГАРИНА	31	0,419	0,347	0,766	2,3955	2026
415	ГАГАРИНА	34	0,315	0,205	0,52	1,4152	2026
416	ГАГАРИНА	35	0,336	0,296	0,632	2,0434	2026
417	ГАГАРИНА	36	0,424	0,316	0,74	2,1815	2026
418	ГАГАРИНА	37	0,411	0,35	0,761	2,4162	2026
419	ГАГАРИНА	38	0,372	0,365	0,737	2,5197	2026
420	ГАГАРИНА	41	0,341	0,3	0,641	2,0710	2026
421	ГАГАРИНА	44	0,297	0,353	0,65	2,1462	2026
422	ГАГАРИНА	45	0,341	0,302	0,642	2,0848	2026
423	ГАГАРИНА	46	0,446	0,337	0,783	2,3264	2026
424	ГАГАРИНА	48	0,279	0,223	0,502	1,5394	2026
425	ГАГАРИНА	52	0,257	0,268	0,525	1,6294	2026
426	ГАГАРИНА	54	0,206	0,235	0,441	1,4288	2026
427	ГАГАРИНА	16А	1,091	0,845	1,936	5,8333	2026
428	ГАГАРИНА	1А	0,07	0,072	0,142	0,4378	2026
429	ГАГАРИНА	1А	0,07	0,072	0,142	0,4378	2026
430	ГАГАРИНА	1А	0,07	0,072	0,142	0,4378	2026
431	ГАГАРИНА	1А	0,07	0,072	0,142	0,4378	2026
432	ГАГАРИНА	1Б	0,451	0,207	0,659	1,4290	2026
433	ГАГАРИНА	22А	0,34	0,3	0,64	2,0710	2026
434	ГАГАРИНА	2А	0,712	0,579	1,292	3,9970	2026
435	ГАГАРИНА	35А	0,297	0,392	0,689	2,3833	2026
436	ГАГАРИНА	3А	0,217	0,195	0,412	1,3462	2026
437	ГАГАРИНА	3Б	0,219	0,195	0,414	1,3462	2026
438	ГАГАРИНА	41А	0,297	0,392	0,689	2,3833	2026
439	ГАГАРИНА	5А	0,502	0,577	1,078	3,5081	2026
440	ГАГАРИНА	5Б	0,28	0,299	0,579	1,8179	2026
441	ГАГАРИНА	7А	0,206	0,185	0,391	1,2771	2026
442	КАЙМАНОВА(арендаторы)	3	0,803	0,755	1,557	5,2120	2026
443	КАЙМАНОВА	5	0,316	0,221	0,537	1,5256	2026
444	КАЙМАНОВА	6	0,328	0,221	0,549	1,5256	2026
445	КАЙМАНОВА	8	0,328	0,221	0,549	1,5256	2026
446	КАЙМАНОВА	11	0,875	0,715	1,59	4,9359	2026
447	КАЙМАНОВА	12	0,316	0,221	0,537	1,5256	2026
448	КАЙМАНОВА	14	0,316	0,221	0,537	1,5256	2026
449	КАЙМАНОВА	18	0,864	0,711	1,575	4,9083	2026
450	КАЙМАНОВА	15	0,446	0,313	0,76	2,1607	2026
451	КАЙМАНОВА	18А	0,297	0,392	0,689	2,3833	2026
452	КАЙМАНОВА	3А	0,313	0,313	0,626	1,9030	2026
453	ЛЕСНАЯ	1	0,34	0,347	0,687	2,1097	2026
454	ЛЕСНАЯ	5	0,34	0,223	0,563	1,5394	2026

455	ЛЕСНАЯ	7	0,34	0,223	0,563	1,5394	2026
456	ЛЕСНАЯ	9	0,34	0,223	0,563	1,5394	2026
457	ЛЕСНАЯ	11	0,108	0,098	0,206	0,6765	2026
458	ЛЕСНАЯ	23	0,231	0,242	0,473	1,4713	2026
459	ЛЕСНАЯ	25	0,231	0,242	0,473	1,4713	2026
460	ЛЕСНАЯ	27	2,039	1,618	3,657	11,1696	2026
461	ЛЕСНАЯ	43	0,291	0,293	0,584	1,7814	2026
462	ЛЕСНАЯ	45	0,295	0,254	0,549	1,7534	2026
463	ЛЕСНАЯ	13/50	0,265	0,273	0,537	1,6598	2026
464	ЛЕСНАЯ	1А	0,279	0,223	0,502	1,5394	2026
465	МЕНДЕЛЕЕВА	1	0,86	0,678	1,537	4,6805	2026
466	МЕНДЕЛЕЕВА	1	0,86	0,678	1,537	4,6805	2026
467	МЕНДЕЛЕЕВА	2	0,781	0,856	1,636	5,2044	2026
468	МЕНДЕЛЕЕВА	3	0,388	0,35	0,738	2,4162	2026
469	МЕНДЕЛЕЕВА	4	0,482	0,506	0,988	3,0764	2026
470	МЕНДЕЛЕЕВА	6	0,217	0,195	0,412	1,3462	2026
471	МЕНДЕЛЕЕВА	7	0,736	0,6	1,336	4,1420	2026
472	МЕНДЕЛЕЕВА	8	0,292	0,279	0,571	1,9260	2026
473	МЕНДЕЛЕЕВА	12	0,446	0,313	0,76	2,1607	2026
474	МЕНДЕЛЕЕВА	14	0,446	0,313	0,76	2,1607	2026
475	МЕНДЕЛЕЕВА	16	0,834	0,663	1,498	4,5769	2026
476	МЕНДЕЛЕЕВА	17	1,475	1,23	2,704	8,4911	2026
477	МЕНДЕЛЕЕВА(арендатор)	26	0,693	0,726	1,419	4,4140	2026
478	МЕНДЕЛЕЕВА	31	0,461	0,379	0,84	2,6164	2026
479	МЕНДЕЛЕЕВА	32	0,817	0,742	1,558	5,1223	2026
480	МЕНДЕЛЕЕВА	32	0,817	0,742	1,558	5,1223	2026
481	МЕНДЕЛЕЕВА	33	0,474	0,39	0,864	2,6923	2026
482	МЕНДЕЛЕЕВА	34	0,254	0,259	0,513	1,5747	2026
483	МЕНДЕЛЕЕВА	35	0,579	0,379	0,958	2,6164	2026
484	МЕНДЕЛЕЕВА	36	0,342	0,217	0,56	1,4980	2026
485	МЕНДЕЛЕЕВА	39	0,285	0,251	0,536	1,7327	2026
486	МЕНДЕЛЕЕВА	41	0,677	0,565	1,242	3,9004	2026
487	МЕНДЕЛЕЕВА	41	0,677	0,565	1,242	3,9004	2026
488	МЕНДЕЛЕЕВА	47	0,39	0,46	0,85	2,7967	2026
489	МЕНДЕЛЕЕВА	55	0,463	0,364	0,827	2,5128	2026
490	МЕНДЕЛЕЕВА	1А	0,217	0,21	0,427	1,4497	2026
491	МЕНДЕЛЕЕВА	1Б	0,388	0,35	0,738	2,4162	2026
492	МЕНДЕЛЕЕВА	24А	0,231	0,242	0,473	1,4713	2026
493	МЕНДЕЛЕЕВА	2А	0,923	1,03	1,953	6,2623	2026
494	МЕНДЕЛЕЕВА	2Б	0,292	0,279	0,571	1,9260	2026
495	МЕНДЕЛЕЕВА	32Б	0,306	0,301	0,606	2,0779	2026
496	МЕНДЕЛЕЕВА	32Б	0,306	0,301	0,606	2,0779	2026
497	МЕНДЕЛЕЕВА	36А	0,489	0,325	0,814	2,2436	2026
498	МЕНДЕЛЕЕВА	4А	0,297	0,223	0,52	1,5394	2026
499	МИРА	3	0,966	0,747	1,713	5,1568	2026
500	МИРА	5	0,785	0,631	1,416	4,3560	2026
501	МИРА	5	0,785	0,631	1,416	4,3560	2026
502	МИРА	6	0,335	0,195	0,53	1,3462	2026
503	МИРА	6	0,335	0,195	0,53	1,3462	2026
504	МИРА	7	0,387	0,203	0,59	1,4014	2026
505	МИРА	8	0,545	0,318	0,863	2,1953	2026
506	МИРА	8	0,545	0,318	0,863	2,1953	2026
507	МИРА	10	0,834	0,42	1,254	2,8994	2026
508	МИРА	17	0,458	0,334	0,792	2,3057	2026
509	МИРА	17	0,458	0,334	0,792	2,3057	2026
510	МИРА	17	0,458	0,334	0,792	2,3057	2026
511	МИРА	20	0,281	0,402	0,684	2,4441	2026
512	МИРА	22	0,141	0,201	0,342	1,2221	2026
513	МИРА	23	0,704	0,514	1,218	3,5483	2026

514	МИРА	23	0,704	0,514	1,218	3,5483	2026
515	МИРА	24	0,203	0,302	0,505	1,8361	2026
516	МИРА	26	0,138	0,155	0,293	0,9424	2026
517	МИРА	26	0,138	0,155	0,293	0,9424	2026
518	МИРА	28	0,191	0,133	0,324	0,9181	2026
519	МИРА	28	0,191	0,133	0,324	0,9181	2026
520	МИРА	30	1,1	0,64	1,739	4,4181	2026
521	МИРА	32	0,513	0,396	0,909	2,7337	2026
522	МИРА	37	0,43	0,342	0,772	2,3609	2026
523	МИРА	37	0,43	0,342	0,772	2,3609	2026
524	МИРА	37	0,43	0,342	0,772	2,3609	2026
525	МИРА	38	0,829	0,42	1,249	2,8994	2026
526	МИРА	40	0,141	0,201	0,342	1,2221	2026
527	МИРА	42	0,141	0,201	0,342	1,2221	2026
528	МИРА	43	0,645	0,507	1,152	3,5000	2026
529	МИРА	43	0,645	0,507	1,152	3,5000	2026
530	МИРА	44	0,172	0,251	0,423	1,5261	2026
531	МИРА	44	0,172	0,251	0,423	1,5261	2026
532	МИРА	46	0,139	0,148	0,287	0,8998	2026
533	МИРА	46	0,139	0,148	0,287	0,8998	2026
534	МИРА	48	0,715	0,496	1,211	3,4241	2026
535	МИРА	50	1,091	0,637	1,728	4,3974	2026
536	МИРА	52	1,659	1,03	2,688	7,1104	2026
537	МИРА	58	0,731	0,444	1,175	3,0651	2026
538	МИРА	58	0,731	0,444	1,175	3,0651	2026
539	МИРА	61	1,74	1,346	3,086	9,2919	2026
540	МИРА	62	0,203	0,302	0,505	1,8361	2026
541	МИРА	64	1,252	0,867	2,119	5,9852	2026
542	МИРА	24А	0,141	0,201	0,342	1,2221	2026
543	МИРА	66/2	0,683	0,467	1,15	3,2239	2026
544	МИРА	66/2	0,683	0,467	1,15	3,2239	2026
545	МУРАДЬЯНА	2	0,811	0,688	1,498	4,7495	2026
546	МУРАДЬЯНА	2	0,811	0,688	1,498	4,7495	2026
547	МУРАДЬЯНА	4	0,262	0,254	0,515	1,7534	2026
548	МУРАДЬЯНА	6	0,392	0,278	0,67	1,9191	2026
549	МУРАДЬЯНА	8	0,581	0,666	1,247	4,0492	2026
550	МУРАДЬЯНА	10	0,265	0,24	0,505	1,6568	2026
551	МУРАДЬЯНА	12	0,241	0,268	0,509	1,6294	2026
552	МУРАДЬЯНА	14	0,392	0,278	0,67	1,9191	2026
553	МУРАДЬЯНА	16	0,577	0,6	1,177	3,6479	2026
554	МУРАДЬЯНА	18	0,265	0,24	0,505	1,6568	2026
555	МУРАДЬЯНА	20	0,241	0,268	0,509	1,6294	2026
556	МУРАДЬЯНА	28	0,443	0,379	0,822	2,6164	2026
557	МУРАДЬЯНА	30	0,577	0,501	1,078	3,4586	2026
558	МУРАДЬЯНА	30	0,577	0,501	1,078	3,4586	2026
559	МУРАДЬЯНА	30	0,577	0,501	1,078	3,4586	2026
560	МУРАДЬЯНА	34	0,266	0,223	0,489	1,5394	2026
561	МУРАДЬЯНА	34	0,266	0,223	0,489	1,5394	2026
562	МУРАДЬЯНА	34	0,266	0,223	0,489	1,5394	2026
563	МУРАДЬЯНА	34	0,266	0,223	0,489	1,5394	2026
564	МУРАДЬЯНА	34	0,266	0,223	0,489	1,5394	2026
565	МУРАДЬЯНА	16А	0,756	0,624	1,38	4,3077	2026
566	МУРАДЬЯНА	4А	0,241	0,268	0,509	1,6294	2026
567	МУРАДЬЯНА	8А	0,775	0,624	1,399	4,3077	2026
568	СПОРТИВНАЯ	9	0,363	0,336	0,7	2,3195	2026
569	СПОРТИВНАЯ	11	0,352	0,384	0,735	2,3347	2026
570	СПОРТИВНАЯ	13	0,504	0,385	0,89	2,6578	2026
571	СПОРТИВНАЯ	13	0,504	0,385	0,89	2,6578	2026
572	СПОРТИВНАЯ	15	0,339	0,381	0,72	2,3164	2026
573	СПОРТИВНАЯ	17	0,289	0,26	0,549	1,7949	2026

574	СПОРТИВНАЯ	19	0,731	0,7	1,431	4,8323	2026
575	СПОРТИВНАЯ	21	0,65	0,36	1,01	2,4852	2026
576	СПОРТИВНАЯ	23	0,289	0,26	0,549	1,7949	2026
577	СПОРТИВНАЯ	13А	0,217	0,195	0,412	1,3462	2026
578	СПОРТИВНАЯ	17А	0,487	0,506	0,993	3,0764	2026
579	СЮЮМБИКЕ	4	0,205	0,302	0,507	1,8361	2026
580	СЮЮМБИКЕ	6	1,252	0,867	2,119	5,9852	2026
581	СЮЮМБИКЕ	12	0,388	0,327	0,715	2,2574	2026
582	СЮЮМБИКЕ	12	0,388	0,327	0,715	2,2574	2026
583	СЮЮМБИКЕ	14	0,236	0,177	0,412	1,2219	2026
584	СЮЮМБИКЕ	14	0,236	0,177	0,412	1,2219	2026
585	СЮЮМБИКЕ	16	0,261	0,203	0,464	1,4014	2026
586	СЮЮМБИКЕ	20	0,201	0,202	0,403	1,2281	2026
587	СЮЮМБИКЕ	20	0,201	0,202	0,403	1,2281	2026
588	СЮЮМБИКЕ	22	0,412	0,265	0,677	1,8294	2026
589	СЮЮМБИКЕ	24	0,201	0,202	0,403	1,2281	2026
590	СЮЮМБИКЕ	24	0,201	0,202	0,403	1,2281	2026
591	СЮЮМБИКЕ	26	0,206	0,133	0,338	0,9181	2026
592	СЮЮМБИКЕ	26	0,206	0,133	0,338	0,9181	2026
593	СЮЮМБИКЕ	28	0,177	0,195	0,372	1,1856	2026
594	СЮЮМБИКЕ	28	0,177	0,195	0,372	1,1856	2026
595	СЮЮМБИКЕ	30	0,339	0,227	0,566	1,5671	2026
596	СЮЮМБИКЕ	30	0,424	0,284	0,708	1,9605	2026
597	СЮЮМБИКЕ	30	0,424	0,284	0,708	1,9605	2026
598	СЮЮМБИКЕ	32	0,231	0,242	0,473	1,4713	2026
599	СЮЮМБИКЕ	34	0,231	0,242	0,473	1,4713	2026
600	СЮЮМБИКЕ	36	0,231	0,242	0,473	1,4713	2026
601	СЮЮМБИКЕ	42	0,929	0,42	1,349	2,8994	2026
602	СЮЮМБИКЕ	44	0,218	0,229	0,447	1,3923	2026
603	СЮЮМБИКЕ	50	1,039	0,747	1,786	5,1568	2026
604	СЮЮМБИКЕ	52	0,141	0,201	0,342	1,2221	2026
605	СЮЮМБИКЕ	52	0,141	0,201	0,342	1,2221	2026
606	СЮЮМБИКЕ	53	0,995	0,733	1,728	5,0601	2026
607	СЮЮМБИКЕ	55	0,233	0,173	0,406	1,1943	2026
608	СЮЮМБИКЕ	55	0,233	0,173	0,406	1,1943	2026
609	СЮЮМБИКЕ	56	0,231	0,242	0,473	1,4713	2026
610	СЮЮМБИКЕ	58	0,231	0,242	0,473	1,4713	2026
611	СЮЮМБИКЕ	59	1,366	1,109	2,475	7,6558	2026
612	СЮЮМБИКЕ	61	1,176	1,181	2,357	7,1803	2026
613	СЮЮМБИКЕ	62	0,231	0,242	0,473	1,4713	2026
614	СЮЮМБИКЕ	63	1,304	0,975	2,279	6,7308	2026
615	СЮЮМБИКЕ	64	0,492	0,237	0,729	1,6361	2026
616	СЮЮМБИКЕ	65	0,805	0,537	1,342	3,7071	2026
617	СЮЮМБИКЕ	66	0,343	0,473	0,817	2,8758	2026
618	СЮЮМБИКЕ	67	0,368	0,26	0,628	1,7949	2026
619	СЮЮМБИКЕ	68	0,343	0,473	0,817	2,8758	2026
620	СЮЮМБИКЕ	69	1,249	0,877	2,126	6,0542	2026
621	СЮЮМБИКЕ	71	1,231	0,88	2,111	6,0749	2026
622	СЮЮМБИКЕ	72	1,174	0,784	1,958	5,4122	2026
623	СЮЮМБИКЕ	72	1,174	0,784	1,958	5,4122	2026
624	СЮЮМБИКЕ	73	0,231	0,242	0,473	1,4713	2026
625	СЮЮМБИКЕ	75	2,215	1,606	3,82	11,0868	2026
626	СЮЮМБИКЕ	77	0,436	0,454	0,89	2,7603	2026
627	СЮЮМБИКЕ	79	0,41	0,33	0,74	2,2781	2026
628	ТИХАЯАЛЛЕЯ	4	0,237	0,209	0,447	1,4428	2026
629	ТИХАЯАЛЛЕЯ	6	0,187	0,167	0,354	1,1529	2026
630	ТИХАЯАЛЛЕЯ	6	0,187	0,167	0,354	1,1529	2026
631	ТИХАЯАЛЛЕЯ	8	0,237	0,209	0,447	1,4428	2026
632	ТИХАЯАЛЛЕЯ	12	0,282	0,359	0,641	2,1827	2026
633	ТИХАЯАЛЛЕЯ	14	0,29	0,239	0,529	1,6499	2026

634	ХИМИКОВ	56	0,265	0,252	0,517	1,7396	2026
635	ХИМИКОВ	58	0,119	0,118	0,237	0,8146	2026
636	ХИМИКОВ	60	0,086	0,085	0,171	0,5868	2026
637	ХИМИКОВ	64	0,204	0,203	0,407	1,4014	2026
638	ХИМИКОВ	66	0,488	0,455	0,943	3,1410	2026
639	ХИМИКОВ	68	0,488	0,455	0,943	3,1410	2026
640	ХИМИКОВ	83	0,851	0,637	1,488	4,3974	2026
641	ХИМИКОВ	87	0,333	0,255	0,587	1,7604	2026
642	ХИМИКОВ	88	0,622	0,525	1,147	3,6243	2026
643	ХИМИКОВ	88	0,622	0,525	1,147	3,6243	2026
644	ХИМИКОВ (арендаторы)	90	0,581	0,384	0,965	2,6509	2026
645	ХИМИКОВ (арендаторы)	90	0,581	0,384	0,965	2,6509	2026
646	ХИМИКОВ (арендаторы)	90	0,581	0,384	0,965	2,6509	2026
647	ХИМИКОВ	94	1,119	0,897	0,672	2,0641	2026
648	ХИМИКОВ	95	0,851	0,637	1,488	4,3974	2026
649	ХИМИКОВ	96	0,313	0,313	0,626	1,9030	2026
650	ХИМИКОВ	97	0,231	0,242	0,473	1,4713	2026
651	ХИМИКОВ	99	0,231	0,242	0,473	1,4713	2026
652	ХИМИКОВ (арендаторы)	100	0,712	0,68	1,392	4,6943	2026
653	ХИМИКОВ	102	0,854	0,562	1,415	3,8797	2026
654	ХИМИКОВ	104	0,313	0,313	0,626	1,9030	2026
655	ХИМИКОВ (пристрой)	106	0,249	0,254	0,503	1,5443	2026
656	ХИМИКОВ	108	0,712	0,68	1,392	4,6943	2026
657	ХИМИКОВ	110	0,854	0,562	1,415	3,8797	2026
658	ХИМИКОВ	112	0,363	0,291	0,654	2,0089	2026
659	ХИМИКОВ	58А	0,317	0,31	0,627	2,1400	2026
660	ХИМИКОВ	66А	0,272	0,264	0,536	1,8225	2026
661	ХИМИКОВ	66Б	0,272	0,264	0,536	1,8225	2026
662	ХИМИКОВ	70А	0,406	0,34	0,746	2,3471	2026
663	ХИМИКОВ	70Б	0,172	0,186	0,358	1,1309	2026
664	ХИМИКОВ	70В	0,193	0,198	0,391	1,2038	2026
665	ХИМИКОВ	70Г	0,172	0,186	0,358	1,1309	2026
666	ХИМИКОВ	70Д	0,193	0,198	0,391	1,2038	2026
667	ХИМИКОВ	72А	0,272	0,264	0,536	1,8225	2026
668	ХИМИКОВ	72Б	0,272	0,264	0,536	1,8225	2026
669	ХИМИКОВ	72В	0,272	0,264	0,536	1,8225	2026
670	ХИМИКОВ	72Г	0,272	0,264	0,536	1,8225	2026
671	ХИМИКОВ	72Д	0,272	0,264	0,536	1,8225	2026
672	ХИМИКОВ	76А	0,407	0,34	0,747	2,3471	2026
673	ХИМИКОВ	76Б	0,215	0,224	0,439	1,3619	2026
674	ХИМИКОВ	76В	0,215	0,224	0,439	1,3619	2026
675	ХИМИКОВ	76Г	0,215	0,224	0,439	1,3619	2026
676	ХИМИКОВ	76Д	0,215	0,224	0,439	1,3619	2026
677	ХИМИКОВ	78А	0,272	0,264	0,536	1,8225	2026
678	ХИМИКОВ	78Б	0,272	0,264	0,536	1,8225	2026
679	ХИМИКОВ	78В	0,272	0,264	0,536	1,8225	2026
680	ХИМИКОВ	78Г	0,407	0,34	0,747	2,3471	2026
681	ХИМИКОВ	80А	0,313	0,313	0,626	1,9030	2026
682	ХИМИКОВ	80Б	0,217	0,195	0,412	1,3462	2026
683	ХИМИКОВ	80В	0,313	0,312	0,625	2,1538	2026
684	ХИМИКОВ	81/24	0,462	0,484	0,946	2,9427	2026
685	ХИМИКОВ	82А	0,41	0,422	0,832	2,5657	2026
686	ХИМИКОВ	82Б	0,41	0,422	0,832	2,5657	2026
687	ЧАБЫНСКАЯ	1\25	0,289	0,26	0,549	1,7949	2026
688	ЧАБЫНСКАЯ	3	0,289	0,26	0,549	1,7949	2026

689	ЧАБЫНСКАЯ	5	0,429	0,314	0,743	2,1676	2026
690	ЧАБЫНСКАЯ	5	0,429	0,314	0,743	2,1676	2026
691	ЧАБЫНСКАЯ	7	1,29	0,7	1,99	4,8323	2026
692	ЧАБЫНСКАЯ	5А	1,132	0,919	2,052	6,3442	2026
693	ЧАБЫНСКАЯ	5А	0,193	0,226	0,419	1,3741	2026
694	ЧИШМАЛЕ	1	0,487	0,399	0,885	2,7544	2026
695	ЧИШМАЛЕ	2	0,47	0,41	0,88	2,8304	2026
696	ЧИШМАЛЕ	3	0,173	0,45	0,623	2,7359	2026
697	ЧИШМАЛЕ	4	0,173	0,18	0,353	1,0944	2026
698	ЧИШМАЛЕ	6	0,458	0,362	0,821	2,4990	2026
699	ЧИШМАЛЕ	7	0,519	0,386	0,904	2,6647	2026
700	ЧИШМАЛЕ	9	0,519	0,385	0,904	2,6578	2026
701	ЧИШМАЛЕ	11	0,733	0,487	1,219	3,3619	2026
702	ЧИШМАЛЕ	13	0,259	0,432	0,691	2,6265	2026
703	ЧИШМАЛЕ	15	0,306	0,242	0,548	1,6706	2026
704	ЧИШМАЛЕ	17	0,306	0,242	0,548	1,6706	2026
705	ЧИШМАЛЕ	19	0,812	1,012	1,824	6,1528	2026
706	ЧИШМАЛЕ	6	0,462	0,362	0,824	2,4990	2026
707	ЧИШМАЛЕ	4Б	0,173	0,18	0,353	1,0944	2026
708	ЧУЛМАН	1	0,189	0,122	0,311	0,8422	2026
709	ЧУЛМАН	2	0,368	0,265	0,633	1,8294	2026
710	ЧУЛМАН	3	0,231	0,242	0,473	1,4713	2026
711	ЧУЛМАН	4	0,205	0,265	0,471	1,6112	2026
712	ЧУЛМАН	5	0,231	0,242	0,473	1,4713	2026
713	ЧУЛМАН	6	0,231	0,242	0,473	1,4713	2026
714	ЧУЛМАН	7	0,231	0,242	0,473	1,4713	2026
715	ЧУЛМАН	8	0,231	0,242	0,473	1,4713	2026
716	ЧУЛМАН	10	0,532	0,383	0,915	2,6440	2026
717	ЧУЛМАН	11	0,42	0,26	0,68	1,7949	2026
718	ЧУЛМАН	12	0,231	0,242	0,473	1,4713	2026
719	ЧУЛМАН	14	0,141	0,201	0,342	1,2221	2026
720	ЧУЛМАН	15	0,829	0,42	1,249	2,8994	2026
721	ЧУЛМАН	16	0,231	0,242	0,473	1,4713	2026
722	ЧУЛМАН	17	0,829	0,42	1,249	2,8994	2026
723	ШИННИКОВ	1	0,764	0,567	1,331	3,9142	2026
724	ШИННИКОВ	1	0,764	0,567	1,331	3,9142	2026
725	ШИННИКОВ	5	0,528	0,377	0,905	2,6026	2026
726	ШИННИКОВ	7	0,508	0,382	0,89	2,6371	2026
727	ШИННИКОВ	9	0,42	0,453	0,873	2,7542	2026
728	ШИННИКОВ	9	0,42	0,453	0,873	2,7542	2026
729	ШИННИКОВ	15	0,45	0,47	0,92	2,8575	2026
730	ШИННИКОВ	17	0,528	0,377	0,905	2,6026	2026
731	ШИННИКОВ	19	0,508	0,382	0,89	2,6371	2026
732	ШИННИКОВ	21	0,384	0,321	0,706	2,2160	2026
733	ШИННИКОВ	31	0,531	0,54	1,071	3,2831	2026
734	ШИННИКОВ	43	1,342	1,114	2,456	7,6903	2026
735	ШИННИКОВ	44	1,206	0,923	2,129	6,3718	2026
736	ШИННИКОВ	44	1,206	0,923	2,129	6,3718	2026
737	ШИННИКОВ	44	1,206	0,923	2,129	6,3718	2026
738	ШИННИКОВ	46	0,333	0,255	0,587	1,7604	2026
739	ШИННИКОВ	47	1,607	1,264	2,871	8,7258	2026
740	ШИННИКОВ	48	0,42	0,26	0,68	1,7949	2026
741	ШИННИКОВ	50	0,42	0,26	0,68	1,7949	2026
742	ШИННИКОВ	51	0,656	0,663	1,319	4,0310	2026
743	ШИННИКОВ	53	0,432	0,329	0,761	2,2712	2026
744	ШИННИКОВ	53	0,432	0,329	0,761	2,2712	2026
745	ШИННИКОВ	54	0,42	0,26	0,679	1,7949	2026
746	ШИННИКОВ	55	0,217	0,195	0,412	1,3462	2026
747	ШИННИКОВ	56	1,025	0,811	1,836	5,5986	2026
748	ШИННИКОВ	56	1,025	0,811	1,836	5,5986	2026

749	ШИННИКОВ	57	0,203	0,184	0,387	1,2702	2026
750	ШИННИКОВ	61	1,38	1,214	2,593	8,3807	2026
751	ШИННИКОВ	63	0,756	0,627	1,383	4,3284	2026
752	ШИННИКОВ	66	0,149	0,257	0,406	1,5625	2026
753	ШИННИКОВ	67	0,281	0,191	0,472	1,3185	2026
754	ШИННИКОВ	69	0,314	0,282	0,596	1,9467	2026
755	ШИННИКОВ	71	0,217	0,195	0,412	1,3462	2026
756	ШИННИКОВ	73	0,265	0,254	0,518	1,7534	2026
757	ШИННИКОВ	75	1,197	1,006	2,203	6,9448	2026
758	ШИННИКОВ	79	0,297	0,249	0,546	1,7189	2026
759	ШИННИКОВ	81	0,903	0,943	1,846	5,7333	2026
760	ШИННИКОВ	3А	0,265	0,328	0,592	1,9942	2026
761	ШИННИКОВ	3Б	0,265	0,328	0,592	1,9942	2026
762	ШИННИКОВ	3В	0,343	0,296	0,639	2,0434	2026
763	ШИННИКОВ	3В	0,343	0,296	0,639	2,0434	2026
764	ШИННИКОВ	64/29	0,908	0,764	1,673	5,2742	2026
765	школьный бульвар (арендатор)	7\2	0,309	0,392	0,701	2,3833	2026
766	школьный бульвар	9	0,386	0,335	0,721	2,3126	2026
767	школьный бульвар	11\1	0,237	0,164	0,401	1,1321	2026
768	ЯМЬЛЕ	2	0,253	0,51	0,763	3,1007	2026
769	ЯМЬЛЕ	4	0,462	0,475	0,937	2,8879	2026
770	ЯМЬЛЕ	6	0,246	0,245	0,491	1,6913	2026
771	ЯМЬЛЕ	6	0,246	0,245	0,491	1,6913	2026
ИТОГО						1884,0	

Таким образом, при рассмотрении варианта по снижению потерь в тепловых сетях ГВС для перехода на индивидуальные тепловые пункты потребуется оснастить ИТП 771 потребителей ГВС. Оценка необходимых капитальных вложений на реализацию проекта по монтажу ИТП в 2026 году выполнена на основании актуальных коммерческих предложений и составляет 1 883 981 929,00 руб. с НДС.

В 2025 году запланированы работы по реконструкции 21 ЦТП, из которых 13 уже выполнены, в связи с этим перевод потребителей на ИТП рекомендуется разрабатывать с учетом планов по их реконструкции и на основании отчёта ООО ИЦ «Энергопрогресс» по обследованию технического состояния объектов системы теплоснабжения г. Нижнекамск в зоне эксплуатационной ответственности АО «ВКиЭХ».

На основании выше сказанного реконструкция ЦТП и сетей от них выполнялась на следующих ЦТП-23, ЦТП-24, ЦТП-25, ЦТП-34, ЦТП-35, ЦТП-38, ЦТП-48, ЦТП-51, ЦТП-64, ЦТП-73, ЦТП-74, ЦТП-85, ЦТП-92, ЦТП-5, ЦТП-7, ЦТП-13, ЦТП-14, ЦТП-15, ЦТП-17, ЦТП-89, ЦТП-16 в связи с этим перевод данных потребителей на ИТП не целесообразен.

Согласно отчету ООО ИЦ «Энергопрогресс» по обследованию технического состояния объектов системы теплоснабжения г. Нижнекамск реконструкция по состоянию на дату обследования ЦТП требуется на ЦТП-1, ЦТП-2, ЦТП-4, ЦТП-5, ЦТП-6, ЦТП-7, ЦТП-8, ЦТП-9, ЦТП-10, ЦТП-11, ЦТП-12, ЦТП-13, ЦТП-14, ЦТП-15, ЦТП-16, ЦТП-17, ЦТП-26, ЦТП-27, ЦТП-28, ЦТП-29, ЦТП-31, ЦТП-38, ЦТП-39, ЦТП-43, ЦТП-44, ЦТП-45, ЦТП-63, ЦТП-64, ЦТП-73, ЦТП-76, ЦТП-77, ЦТП-78, ЦТП-79, ЦТП-80, ЦТП-81, ЦТП-82, ЦТП-83, ЦТП-84, ЦТП-85, ЦТП-86, ЦТП-87, ЦТП-88, ЦТП-89, ЦТП-90, ЦТП-91, ЦТП-92, ЦТП-18, ЦТП-19, ЦТП-20, ЦТП-21, ЦТП-22, ЦТП-23, ЦТП-24, ЦТП-25, ЦТП-30, ЦТП-32, ЦТП-33, ЦТП-34, ЦТП-35, ЦТП-36, ЦТП-37, ЦТП-40, ЦТП-41, ЦТП-41а, ЦТП-42, ЦТП-46, ЦТП-47, ЦТП-48, ЦТП-49, ЦТП-50, ЦТП-51, ЦТП-52, ЦТП-53, ЦТП-54, ЦТП-55, ЦТП-56, ЦТП-57, ЦТП-58, ЦТП-59, ЦТП-60, ЦТП-61, ЦТП-62, ЦТП-65, ЦТП-66, ЦТП-67, ЦТП-68, ЦТП-69, ЦТП-70, ЦТП-71, ЦТП-72, ЦТП-74, ЦТП-75, ЦТП Красный ключ, ЦТП Строителей, ЦТП Б. Афанасово.

В таблице 2.19. представлено технико-экономическое сравнение установки ИВВП в ИТП в разрезе ЦТП с затратами на весь период действия схемы.

Таблица 2.19. Техничко-экономическое сравнение установки ИВВП в ИТП в разрезе ЦТП

№ п/п	Наименование ЦТП	Стоимость реконструкции сетей, тыс. руб.	Стоимость реконструкции ЦТП, тыс. руб.	Снижение затрат при выводе из эксплуатации ЦТП за период с 2025 по 2040г., тыс. руб.						ИТОГО на содержание централизованного ГВС, тыс. руб.	Установка ИТП, тыс. руб.
				Потери тепловой энергии	Потери холодной воды	Водоотведение	Снижение стоимости услуг из- за качества ГВС	Электроэнергия	ИТОГО		
1	ЦТП-1	34 993,7	15 872,4	4 172,7	6 066,2	4 207,8	13 487,2	15 986,7	43 920,5	94 786,6	19 561,7
2	ЦТП-2	9 119,1	9 966,8	3 482,7	5 063,1	3 512,0	11 257,0	3 641,8	26 956,7	46 042,6	12 918,1
3	ЦТП-4	14 009,8	16 440,0	5 519,8	8 024,6	5 566,2	17 841,3	10 287,3	47 239,2	77 689,1	25 201,5
4	ЦТП-5	0,0	9 966,8	3 400,6	4 943,7	3 429,2	10 991,5	2 546,0	25 311,0	35 277,8	6 910,2
5	ЦТП-6	18 923,3	15 047,1	7 228,3	10 508,4	7 289,0	23 363,7	3 191,5	51 580,9	85 551,3	13 585,8
6	ЦТП-7	0,0	3 221,0	2 267,1	3 295,8	2 286,1	7 327,7	9 811,7	24 988,3	28 209,3	13 875,6
7	ЦТП-8	10 099,4	12 066,1	2 776,3	4 036,2	2 799,7	8 973,8	8 266,2	26 852,1	49 017,6	11 408,5
8	ЦТП-9	52 394,2	17 090,0	5 946,9	8 645,5	5 996,9	19 221,9	11 847,9	51 659,2	121 143,3	21 778,4
9	ЦТП-10	32 923,0	16 840,7	5 191,2	7 546,9	5 234,9	16 779,4	10 831,5	45 583,9	95 347,6	21 618,0
10	ЦТП-11	18 173,1	17 090,0	7 606,1	11 057,7	7 670,1	24 584,9	19 688,3	70 607,1	105 870,2	22 012,0
11	ЦТП-12	12 288,8	11 340,0	6 735,5	9 791,9	6 792,1	21 770,7	3 804,5	48 894,6	72 523,4	22 508,6
12	ЦТП-13	13 234,2	9 496,0	3 959,1	5 755,7	3 992,4	12 796,9	9 350,7	35 854,9	58 585,1	5 929,9
13	ЦТП-14	7 910,6	11 339,1	4 517,7	6 567,7	4 555,7	14 602,3	8 629,4	38 872,8	58 122,5	16 319,5
14	ЦТП-15	12 127,9	8 992,7	3 630,6	5 278,1	3 661,1	11 734,9	2 901,4	27 206,1	48 326,7	10 789,9
15	ЦТП-16	35 331,4	14 032,6	4 928,4	7 164,8	4 969,8	15 929,8	5 635,1	38 627,9	87 991,9	18 064,1
16	ЦТП-17	15 617,9	9 496,0	3 942,7	5 731,8	3 975,8	12 743,8	2 606,2	29 000,4	54 114,3	23 073,0
17	ЦТП-18	3 217,5	11 340,0	6 965,5	10 126,2	7 024,0	22 514,1	12 326,3	58 956,1	73 513,5	29 005,4
18	ЦТП-19	0,0	11 110,0	3 022,7	4 394,4	3 048,1	9 770,3	10 328,7	30 564,3	41 674,3	16 129,0
19	ЦТП-20	2 630,2	9 970,0	2 020,6	2 937,6	2 037,6	6 531,2	10 473,0	24 000,0	36 600,2	17 568,8
20	ЦТП-21	10 354,8	16 270,0	3 022,7	4 394,4	3 048,1	9 770,3	18 262,2	38 497,8	65 122,6	8 129,1
21	ЦТП-22	2 743,9	12 070,0	3 893,4	5 660,2	3 926,1	12 584,5	8 576,9	34 641,1	49 455,0	15 609,3
22	ЦТП-23	4 509,0	15 047,1	8 575,4	12 466,7	8 647,5	27 717,8	19 422,5	76 829,9	96 386,0	39 162,6
23	ЦТП-24	2 842,1	16 270,0	2 957,0	4 298,9	2 981,9	9 557,9	13 713,1	33 508,7	52 620,8	13 178,5
24	ЦТП-25	29 240,8	15 872,4	3 992,0	5 803,5	4 025,5	12 903,1	11 450,9	38 175,0	83 288,2	18 448,1
25	ЦТП-26	1 221,4	17 090,0	3 532,0	5 134,8	3 561,7	11 416,3	10 468,3	34 113,1	52 424,5	10 237,7
26	ЦТП-27	47 745,5	11 340,0	6 998,3	10 174,0	7 057,1	22 620,3	5 415,9	52 265,6	111 351,0	5 426,0
27	ЦТП-28	27 968,8	11 056,9	4 797,0	6 973,7	4 837,3	15 505,0	3 745,7	35 858,7	74 884,4	19 070,2
28	ЦТП-29	11 137,9	11 110,0	7 754,0	11 272,6	7 819,2	25 062,8	6 655,6	58 564,2	80 812,1	28 180,3
29	ЦТП-30	569,2	16 270,0	3 827,7	5 564,7	3 859,9	12 372,1	8 540,0	34 164,4	51 003,6	15 145,4
30	ЦТП-31	14 905,3	12 070,0	4 008,4	5 827,4	4 042,1	12 956,2	4 616,4	31 450,5	58 425,7	11 321,4
31	ЦТП-32	21 242,2	8 992,7	3 696,3	5 373,6	3 727,4	11 947,3	21 412,0	46 156,5	76 391,4	17 302,0
32	ЦТП-33	24 882,7	12 070,0	3 762,0	5 469,1	3 793,6	12 159,7	20 014,6	45 199,1	82 151,7	27 949,1
33	ЦТП-34	28 972,9	16 270,0	3 039,2	4 418,3	3 064,7	9 823,4	12 154,0	32 499,5	77 742,4	18 397,3

№ п/п	Наименование ЦТП	Стоимость реконструкции сетей, тыс. руб.	Стоимость реконструкции ЦТП, тыс. руб.	Снижение затрат при выводе из эксплуатации ЦТП за период с 2025 по 2040г., тыс. руб.						ИТОГО на содержание централизованного ГВС, тыс. руб.	Установка ИТП, тыс. руб.
				Потери тепловой энергии	Потери холодной воды	Водоотведение	Снижение стоимости услуг из- за качества ГВС	Электроэнергия	ИТОГО		
34	ЦТП-35	29 722,4	16 840,7	5 306,2	7 714,1	5 350,8	17 151,0	23 034,3	58 556,5	105 119,6	29 171,5
35	ЦТП-36	10 401,2	12 066,1	2 677,8	3 892,9	2 700,3	8 655,2	7 525,3	25 451,4	47 918,7	16 961,4
36	ЦТП-37	41 045,2	11 340,0	3 975,6	5 779,6	4 009,0	12 850,0	48 287,6	74 901,8	127 287,0	24 907,3
37	ЦТП-38	9 265,9	17 087,8	6 012,6	8 741,1	6 063,2	19 434,3	14 030,0	54 281,1	80 634,7	20 798,4
38	ЦТП-39	20 952,0	11 056,9	4 797,0	6 973,7	4 837,3	15 505,0	10 174,8	42 287,8	74 296,7	19 021,2
39	ЦТП-40	0,0	12 070,0	2 135,6	3 104,7	2 153,6	6 902,9	81 946,9	96 243,8	108 313,8	21 599,8
40	ЦТП-41	13 216,0	16 270,0	5 043,4	7 332,0	5 085,8	16 301,5	41 355,5	75 118,1	104 604,0	25 471,1
41	ЦТП-41a	14 565,9	7 636,3	805,0	1 170,3	811,7	2 601,9	10 218,4	15 607,2	37 809,4	0,0
42	ЦТП-42	12 758,0	11 340,0	3 532,0	5 134,8	3 561,7	11 416,3	50 002,1	73 646,9	97 744,9	10 686,5
43	ЦТП-43	13 146,9	9 970,0	4 912,0	7 140,9	4 953,2	15 876,7	7 985,3	40 868,1	63 985,0	9 059,1
44	ЦТП-44	24 476,1	11 340,0	3 515,6	5 110,9	3 545,1	11 363,2	5 043,0	28 577,9	64 394,0	9 064,1
45	ЦТП-45	22 654,6	7 640,0	3 219,9	4 681,0	3 246,9	10 407,4	9 311,6	30 866,9	61 161,5	10 355,0
46	ЦТП-46	9 931,9	12 070,0	4 222,0	6 137,8	4 257,5	13 646,5	28 651,1	56 914,9	78 916,8	28 442,5
47	ЦТП-47	28 670,1	9 970,0	5 684,1	8 263,4	5 731,8	18 372,3	12 196,5	50 248,2	88 888,2	19 765,6
48	ЦТП-48	10 565,4	11 340,0	3 909,9	5 684,1	3 942,7	12 637,6	26 165,0	52 339,3	74 244,7	30 717,8
49	ЦТП-49	25 344,2	11 340,0	2 792,8	4 060,1	2 816,2	9 026,9	12 319,3	31 015,2	67 699,5	10 210,0
50	ЦТП- 50	8 646,3	11 340,0	3 630,6	5 278,1	3 661,1	11 734,9	18 273,0	42 577,7	62 563,9	23 898,9
51	ЦТП-51	9 072,9	11 286,1	1 905,6	2 770,4	1 921,7	6 159,5	28 019,8	40 777,0	61 136,0	11 266,2
52	ЦТП-52	38 083,5	12 070,0	3 318,4	4 824,3	3 346,3	10 726,0	17 877,2	40 092,3	90 245,9	23 878,1
53	ЦТП-53	31 717,1	17 090,0	3 466,3	5 039,2	3 495,4	11 203,9	19 254,5	42 459,4	91 266,5	20 356,8
54	ЦТП-54	9 625,4	31 800,0	4 123,4	5 994,5	4 158,1	13 327,9	14 201,9	41 805,8	83 231,2	26 654,0
55	ЦТП-55	11 272,3	17 090,0	3 236,3	4 704,9	3 263,5	10 460,5	8 318,8	29 984,1	58 346,3	17 131,2
56	ЦТП-56	5 619,6	12 066,1	2 398,5	3 486,9	2 418,6	7 752,5	6 911,7	22 968,2	40 653,9	14 790,3
57	ЦТП-57	19 669,3	31 800,0	3 679,9	5 349,7	3 710,8	11 894,2	19 344,1	43 978,7	95 448,0	20 689,2
58	ЦТП-58	85 122,6	17 090,0	3 022,7	4 394,4	3 048,1	9 770,3	17 054,2	37 289,7	139 502,3	26 957,6
59	ЦТП-59	8 068,1	31 800,0	3 367,7	4 895,9	3 396,0	10 885,3	14 956,8	37 501,9	77 370,0	14 635,1
60	ЦТП-60	107 184,5	11 110,0	7 639,0	11 105,4	7 703,2	24 691,1	20 732,5	71 871,3	190 165,8	33 530,3
61	ЦТП-61	30 147,6	17 090,0	4 304,1	6 257,3	4 340,3	13 912,0	15 996,9	44 810,6	92 048,2	10 456,0
62	ЦТП-62	0,0	17 090,0	4 271,3	6 209,5	4 307,2	13 805,8	31 734,7	60 328,4	77 418,4	7 683,4
63	ЦТП-63	27 692,6	9 970,0	3 334,9	4 848,2	3 362,9	10 779,1	9 686,0	32 011,1	69 673,7	10 803,8
64	ЦТП-64	24 178,7	16 437,6	6 078,3	8 836,6	6 129,4	19 646,7	11 922,5	52 613,6	93 229,9	27 565,6
65	ЦТП-65	89 012,6	17 090,0	7 606,1	11 057,7	7 670,1	24 584,9	31 282,0	82 200,8	188 303,4	47 404,4
66	ЦТП-66	7 332,6	11 056,9	4 616,3	6 711,0	4 655,0	14 920,9	11 322,1	42 225,3	60 614,7	30 385,4
67	ЦТП-67	111 133,5	11 110,0	7 885,4	11 463,7	7 951,7	25 487,6	15 730,4	68 518,8	190 762,3	37 830,3

№ п/п	Наименование ЦТП	Стоимость реконструкции сетей, тыс. руб.	Стоимость реконструкции ЦТП, тыс. руб.	Снижение затрат при выводе из эксплуатации ЦТП за период с 2025 по 2040г., тыс. руб.						ИТОГО на содержание централизованного ГВС, тыс. руб.	Установка ИТП, тыс. руб.
				Потери тепловой энергии	Потери холодной воды	Водоотведение	Снижение стоимости услуг из- за качества ГВС	Электроэнергия	ИТОГО		
68	ЦТП-68	42 601,3	17 090,0	9 856,8	14 329,6	9 939,6	31 859,5	24 039,2	90 024,7	149 716,0	24 492,5
69	ЦТП-69	32 850,6	17 090,0	4 961,2	7 212,6	5 002,9	16 036,0	27 043,5	60 256,2	110 196,9	27 397,3
70	ЦТП-70	97 989,6	11 340,0	6 538,3	9 505,3	6 593,3	21 133,5	18 226,8	61 997,2	171 326,8	34 758,4
71	ЦТП-71	24 252,6	11 286,1	1 807,1	2 627,1	1 822,3	5 840,9	2 649,5	14 746,9	50 285,6	0,0
72	ЦТП-72	22 264,1	7 636,3	295,7	429,9	298,2	955,8	340,4	2 319,9	32 220,3	0,0
73	ЦТП-73	46 230,7	17 090,0	3 581,3	5 206,4	3 611,4	11 575,6	8 500,1	32 474,8	95 795,5	0,0
74	ЦТП-74	81 097,2	31 803,4	11 663,8	16 956,7	11 761,9	37 700,4	18 539,4	96 622,3	209 522,9	43 532,5
75	ЦТП-75	79 730,8	17 090,0	9 758,2	14 186,3	9 840,2	31 540,9	19 368,8	84 694,4	181 515,2	33 074,0
76	ЦТП-76	14 017,8	17 090,0	13 208,1	19 201,7	13 319,1	42 691,8	7 680,2	96 100,7	127 208,6	21 418,8
77	ЦТП-77	0,0	16 270,0	5 059,8	7 355,9	5 102,3	16 354,6	21 489,5	55 362,0	71 632,0	10 824,4
78	ЦТП-78	22 509,9	11 340,0	12 337,4	17 935,9	12 441,1	39 877,5	9 796,9	92 388,7	126 238,6	29 527,4
79	ЦТП-79	4 421,2	11 340,0	5 799,1	8 430,6	5 847,8	18 744,0	19 302,8	58 124,2	73 885,5	42 102,4
80	ЦТП-80	17 282,3	11 340,0	5 454,1	7 929,0	5 499,9	17 628,9	11 696,0	48 208,0	76 830,3	34 560,7
81	ЦТП-81	0,0	16 270,0	5 010,5	7 284,2	5 052,6	16 195,3	6 165,5	39 708,1	55 978,1	20 466,9
82	ЦТП-82	33 337,0	11 340,0	5 371,9	7 809,6	5 417,1	17 363,4	11 602,4	47 564,5	92 241,6	25 263,8
83	ЦТП-83	4 536,6	9 970,0	7 228,3	10 508,4	7 289,0	23 363,7	17 143,4	65 532,7	80 039,3	37 767,2
84	ЦТП-84	0,0	12 070,0	5 339,1	7 761,9	5 384,0	17 257,2	11 279,1	47 021,3	59 091,3	12 053,3
85	ЦТП-85	0,0	11 105,2	4 189,1	6 090,1	4 224,3	13 540,3	13 162,1	41 205,9	52 311,1	10 306,5
86	ЦТП-86	29 591,0	11 340,0	5 601,9	8 144,0	5 649,0	18 106,8	18 072,6	55 574,4	96 505,4	36 053,8
87	ЦТП-87	75 132,8	11 110,0	8 066,1	11 726,4	8 133,9	26 071,7	11 030,7	65 028,8	151 271,6	28 056,2
88	ЦТП-88	11 095,1	11 340,0	5 371,9	7 809,6	5 417,1	17 363,4	6 027,2	41 989,3	64 424,4	19 018,9
89	ЦТП-89	55 048,4	9 970,0	3 285,6	4 776,5	3 313,2	10 619,8	6 979,2	28 974,3	93 992,8	12 481,1
90	ЦТП-90	33 601,3	8 992,7	3 647,0	5 301,9	3 677,7	11 788,0	5 705,4	30 120,0	72 714,0	13 850,3
91	ЦТП-91	88 052,4	12 070,0	4 320,6	6 281,1	4 356,9	13 965,1	9 517,8	38 441,5	138 563,9	32 992,7
92	ЦТП-92	31 775,2	11 056,9	4 484,8	6 520,0	4 522,5	14 496,1	9 598,3	39 621,7	82 453,8	12 704,2
93	ЦТП, пос. Строителей	143 575,2	7 636,3	821,4	1 194,1	828,3	2 655,0	6 866,7	12 365,5	163 577,0	0,0
94	ЦТП, п. Афанасово	16 413,6	17 090,0	10 283,9	14 950,5	10 370,3	33 240,1	62 611,6	131 456,5	164 960,1	0,0
95	ЦТП, п. Кр. Ключ	58 888,0	11 286,1	2 020,6	2 937,6	2 037,6	6 531,2	203 977,7	217 504,8	287 678,9	20 475,6

Исходя из анализа таблицы 2.19. следует, что стоимость содержания и реконструкция ЦТП не целесообразна по сравнению с установкой ИТП.

При этом необходимо отметить, что блоки ИТП согласно Ст. 36 Жилищного кодекса Российской Федерации от 29.12.2004 N 188-ФЗ являются внутридомовым имуществом, следовательно, данные затраты не относятся к вопросу схемы теплоснабжения. Так же согласно Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении» от 07.12.2011г №416-ФЗ (п.2) индивидуальные тепловые пункты относятся к нецентрализованной системе горячего водоснабжения, с использованием которых приготовление горячей воды осуществляется абонентом самостоятельно. Так же без актуализации схемы водоснабжения г. Нижнекамска рассмотрение проекта по переводу ЦТП на ИТП является не целесообразным (п.20 (е) Требований к схемам теплоснабжения, порядку их разработки, утв. Постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 №154).

С учетом вышеизложенного вариант по реализации проекта по переводу снабжения горячей водой жилых домов от центральных тепловых пунктов (ЦТП) на индивидуальные тепловые пункты (ИТП) предлагается рассмотреть при определении источников финансирования в следующей актуализации схемы теплоснабжения. При этом, в случае перехода на ИТП и ликвидации сетей ГВС, суммарная величина тепловых потерь в тепловой сети г. Нижнекамск ориентировочно снизится на величину потерь в сетях ГВС.

2.5 Строительство отдельно стоящих котельных в н.п. Красный Ключ и Большое Афанасово, Строителей

- **При замещении участка тепловода Город 2 от города до п. Красный ключ**

Предлагается перевод потребителей тепловой энергии участка тепловода Город 2 от города до п. Красный ключ (срок эксплуатации тепловых сетей 27 лет) на теплоснабжения от котельной установленной мощностью 16,55 Гкал/ч.

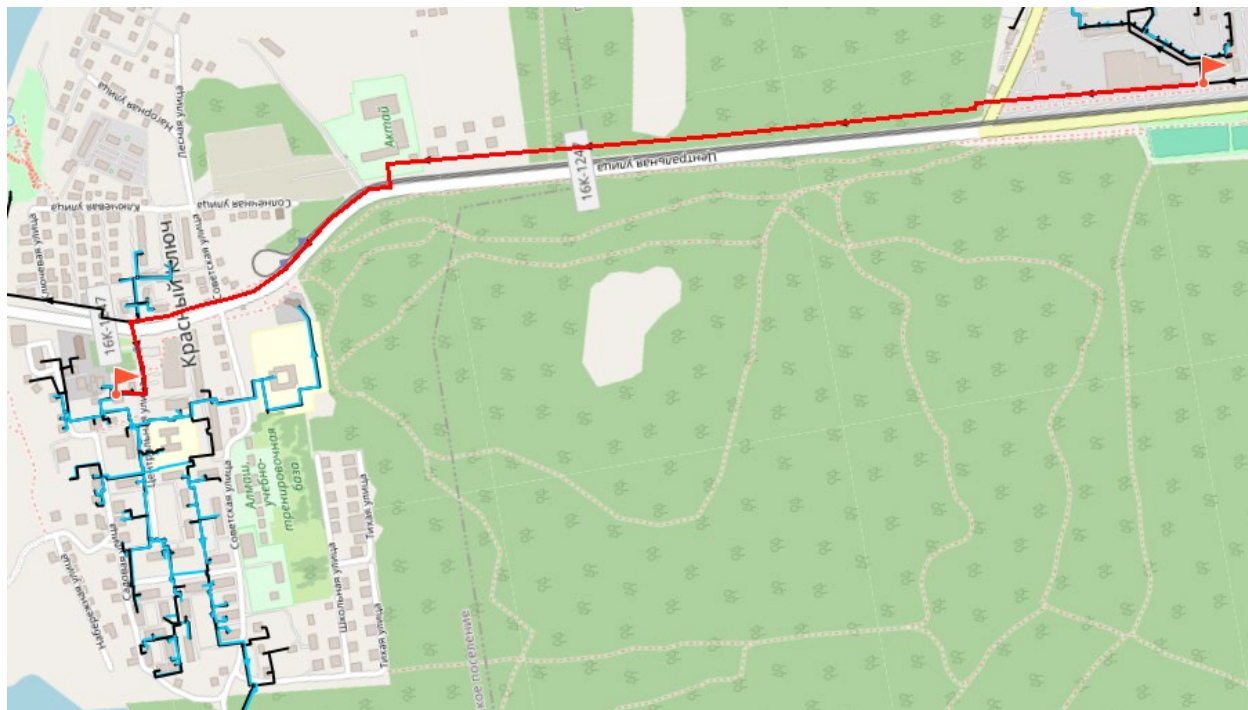


Рисунок 2.12. участок тепловода Город 2 от города до п. Красный ключ

Надежность системы теплоснабжения по тепловоду оценивалась по показателям стационарная вероятность рабочего состояния сети, ВБР потребителей и коэффициент готовности потребителей.

Таблица 2.20 Надежность системы теплоснабжения при тепловом Город-2 от города до п. Красный ключ

Тепловод	Существующее положение			После замещения тепловода		
	стационарная вероятность рабочего состояния тепловой сети	ВБР ср (потребителей)	КГ ср (потребителей)	стационарная вероятность рабочего состояния тепловой сети	ВБР ср (потребителей)	КГ ср (потребителей)
п. Красный ключ		0	0,164218	0,998915	0,99095	0,999818

Протяженность участка тепловой сети от города по тепловоду Город-2 до п. Красный ключ составляет **2,32 км**. Величина тепловых потерь на участке – **0,077 Гкал/ч**.

Таким образом, при реализации данного сценария величина тепловых потерь сокращается на **0,077 Гкал/ч**. Общая протяженность тепловых сетей снижается на **2,32 км**, стоимость реконструкции которых составила бы **142 541,0 тыс. руб.**

В соответствии с пунктом 4.5 СП 89.13330.2016. «Свод правил. Котельные установки» на котельной по категории надежности должно быть предусмотрено резервное топливное хозяйство (далее РТХ). В связи с тем, что на тепловоде Город 2 от города до п. Красный ключ потребители 1 категории отсутствуют, наличие РТХ не обязательно. В случае необходимости, топливо к ним будет подвозиться автотранспортом.

Расчет укрупненной стоимости строительства котельных, в соответствии с «НЦС 81-02-19-2025. Здания и сооружения городской инфраструктуры. Сборник № 19», представлен в таблице ниже.

В таблице 2.23 представлена тарифно-балансовая модель передачи тепловой энергии с учетом предложений по строительству БМК.

Таблица 2.21. Технические параметры новой котельной

Котельная	Подключенная тепловая нагрузка с учетом тепловых потерь, Гкал/ч	Предлагаемая мощность котельной, Гкал/ч	Количество устанавливаемых котлов
БМК п. Красный ключ	13,2	16,55	4х4,73 Гкал/ч

* предлагаемая мощность котельных определена исходя из условий обеспечения резервирования мощности согласно СП 89.13330.2016

Таблица 2.22 Стоимость строительства блочно-модульной котельной в п. Красный Ключ

Котельная	Мощность котельной, Гкал/ч	Мощность котельной, МВт	Коэффициент перехода от цен базового района	Стоимость строительства 1 МВт мощности котельной на газообразном топливе, тыс. руб. с НДС	Итоговая стоимость котельной, тыс. руб (с НДС 20%)
БМК п. Красный ключ	16,55	19,25	0,84	6 349,12	115 317,3

Цены являются ориентировочными, без учета затрат на техническое присоединение к сетям газоснабжения, водоснабжения, электроснабжения, водоотведения, в случае

принятия решения о строительстве котельной требуется разработка проекта и составление соответствующей сметы расходов.

Таблица 2.23 Тарифно-балансовая модель передачи тепловой энергии с учетом предложений по строительству котельной

Наименование показателя	Ед. изм.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	2036 г.	2037 г.	2038 г.	2039 г.	2040 г.
1. Отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	1 902,14	1 742,55	1 756,70	1 769,56	1 783,06	1 795,80	1 808,13	1 819,40	1 832,12	1 844,95	1 857,08	1 868,16	1 878,69	1 890,78	1 899,64	1 911,18
1.1 ТЭС, всего	тыс.Гкал	1 902,14	1 742,55	1 756,70	1 769,56	1 783,06	1 795,80	1 808,13	1 819,40	1 832,12	1 844,95	1 857,08	1 868,16	1 878,69	1 890,78	1 899,64	1 911,18
ТГК-16	тыс.Гкал	995,46	940,98	948,62	955,56	962,85	969,75	976,40	982,49	989,36	996,29	1 002,84	1 008,82	1 014,51	1 021,04	1 025,82	1 032,05
НКТЭЦ	тыс.Гкал	906,68	801,57	808,08	814,00	820,21	826,05	831,72	836,91	842,76	848,66	854,24	859,34	864,18	869,74	873,82	879,13
2. Расход тепловой энергии на потери	тыс.Гкал	394,04	394,04	394,04	394,04	394,04	393,64	393,64	393,64	393,64	393,64	393,64	393,64	393,64	393,64	393,64	393,64
2.1. ТЭС	тыс.Гкал	394,04	394,04	394,04	394,04	394,04	393,64	393,64	393,64	393,64	393,64	393,64	393,64	393,64	393,64	393,64	393,64
2.2. Котельные	тыс.Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3. Полезный отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	1 508,10	1 348,51	1 362,66	1 375,51	1 389,02	1 402,15	1 414,48	1 425,76	1 438,48	1 451,30	1 463,44	1 474,52	1 485,04	1 497,14	1 505,99	1 517,54
3.1 ТЭС	тыс.Гкал	1 508,10	1 348,51	1 362,66	1 375,51	1 389,02	1 402,15	1 414,48	1 425,76	1 438,48	1 451,30	1 463,44	1 474,52	1 485,04	1 497,14	1 505,99	1 517,54
АО "Татэнерго"	тыс.Гкал	1 508,10	1 348,51	1 362,66	1 375,51	1 389,02	1 402,15	1 414,48	1 425,76	1 438,48	1 451,30	1 463,44	1 474,52	1 485,04	1 497,14	1 505,99	1 517,54
4. НВВ (без инвестиций)	руб./Гкал	3 050 380,21	3 002 890,20	3 026 501,66	3 148 389,97	3 258 509,87	3 389 630,29	3 526 240,00	3 669 053,81	3 820 061,37	3 978 119,37	4 142 179,10	4 311 792,59	4 488 066,62	4 675 013,37	4 865 107,24	5 068 376,08
Расходы на производство и покупку тепловой энергии	тыс. руб.	1 675 435,68	1 624 049,01	1 709 830,15	1 792 420,57	1 857 820,33	1 942 325,20	2 030 391,99	2 121 273,42	2 217 944,38	2 319 306,25	2 424 310,06	2 532 463,01	2 644 710,14	2 764 635,16	2 885 325,97	3 015 763,24
Расходы на передачу (содержание сетей теплоснабжение)	тыс. руб.	1 300 916,69	1 303 266,90	1 239 488,91	1 277 114,16	1 320 094,75	1 364 901,18	1 411 562,60	1 460 123,57	1 510 953,90	1 564 003,50	1 619 267,04	1 676 783,49	1 736 708,55	1 799 464,36	1 864 430,88	1 932 648,43
АО "Татэнерго"	тыс. руб.	573 967,02	554 157,82	467 334,06	480 991,69	499 045,97	517 929,03	537 630,15	558 152,40	579 822,47	602 545,40	626 269,20	650 984,32	676 796,00	704 073,89	732 143,37	761 988,01
АО "Татэнерго" город	тыс. руб.	726 949,67	749 109,08	772 154,85	796 122,46	821 048,78	846 972,15	873 932,45	901 971,16	931 131,43	961 458,10	992 997,84	1 025 799,17	1 059 912,55	1 095 390,47	1 132 287,51	1 170 660,43
Расходы на сбыт	тыс. руб.	74 027,84	75 574,29	77 182,60	78 855,24	80 594,79	82 403,91	84 285,41	87 656,82	91 163,09	94 809,62	98 602,00	102 546,08	106 647,93	110 913,84	115 350,40	119 964,41
5. Тариф без инвестиционной составляющей	руб./Гкал	2 022,67	2 226,83	2 221,03	2 288,88	2 345,91	2 417,44	2 492,95	2 573,41	2 655,63	2 741,07	2 830,45	2 924,20	3 022,18	3 122,63	3 230,50	3 339,87
6. НВВ (с инвестициями)	тыс. руб.	3 173 720,21	3 134 613,20	3 270 062,18	3 395 364,89	3 498 588,66	3 504 611,89	3 641 221,60	3 784 035,41	3 935 042,97	4 093 100,97	4 257 160,70	4 426 774,19	4 603 048,22	4 789 994,97	4 980 088,84	5 183 357,68
Расходы на производство и покупку тепловой энергии	тыс. руб.	1 675 435,68	1 624 049,01	1 709 830,15	1 792 420,57	1 857 820,33	1 942 325,20	2 030 391,99	2 121 273,42	2 217 944,38	2 319 306,25	2 424 310,06	2 532 463,01	2 644 710,14	2 764 635,16	2 885 325,97	3 015 763,24
Содержание сетей с инвест составляющей:	тыс. руб.	1 424 256,69	1 434 989,90	1 483 049,42	1 524 089,08	1 560 173,54	1 479 882,78	1 526 544,20	1 575 105,17	1 625 935,50	1 678 985,10	1 734 248,64	1 791 765,09	1 851 690,15	1 914 445,96	1 979 412,48	2 047 630,03
АО "Татэнерго"	тыс. руб.	697 307,02	685 880,82	710 894,57	727 966,62	739 124,76	632 910,63	652 611,75	673 134,00	694 804,07	717 527,00	741 250,80	765 965,92	791 777,60	819 055,49	847 124,97	876 969,61
АО "Татэнерго" город	тыс. руб.	726 949,67	749 109,08	772 154,85	796 122,46	821 048,78	846 972,15	873 932,45	901 971,16	931 131,43	961 458,10	992 997,84	1 025 799,17	1 059 912,55	1 095 390,47	1 132 287,51	1 170 660,43
Расходы на сбыт	тыс. руб.	74 027,84	75 574,29	77 182,60	78 855,24	80 594,79	82 403,91	84 285,41	87 656,82	91 163,09	94 809,62	98 602,00	102 546,08	106 647,93	110 913,84	115 350,40	119 964,41
7. Тариф с инвестиционной составляющей	руб./Гкал	2 104,46	2 324,51	2 399,76	2 468,43	2 518,75	2 499,45	2 574,24	2 654,05	2 735,56	2 820,29	2 909,02	3 002,18	3 099,60	3 199,43	3 306,85	3 415,64

При реализации данного мероприятия в 2029 году оценочные затраты на строительство котельной составляют 115 317,3 тыс. руб., при этом необходимо отметить, что тариф с инвест составляющей для конечного потребителя вырастает на 2,0% и составляет 2 518,75 руб./Гкал.

Вывод: реконструкция магистрального тепловода Город-2 от города до п. Красный ключ является экономически не целесообразна по сравнению со строительством котельной, при формировании тарифа для конечного потребителя реализация данного мероприятия не превышает предельные индексы МЭР, а также повышает надежность системы до её нормативного состояния. Реализация данного мероприятия является целесообразным и должно учитываться при реализации выбранного варианта перспективного развития г. Нижнекамск, а также принятия решения о переходе в ценовую зону.

- **При замещении участка тепловода М-3 от ПНС-6 до п. Большое Афаново и п. Строителей**

Предлагается перевод потребителей тепловой энергии тепловода М-3 от города до п. Большое Афаново и п. Строителей (срок эксплуатации тепловых сетей 27 лет) на теплоснабжения от котельных установленной мощностью 6,45 и 0,77 Гкал/ч соответственно.

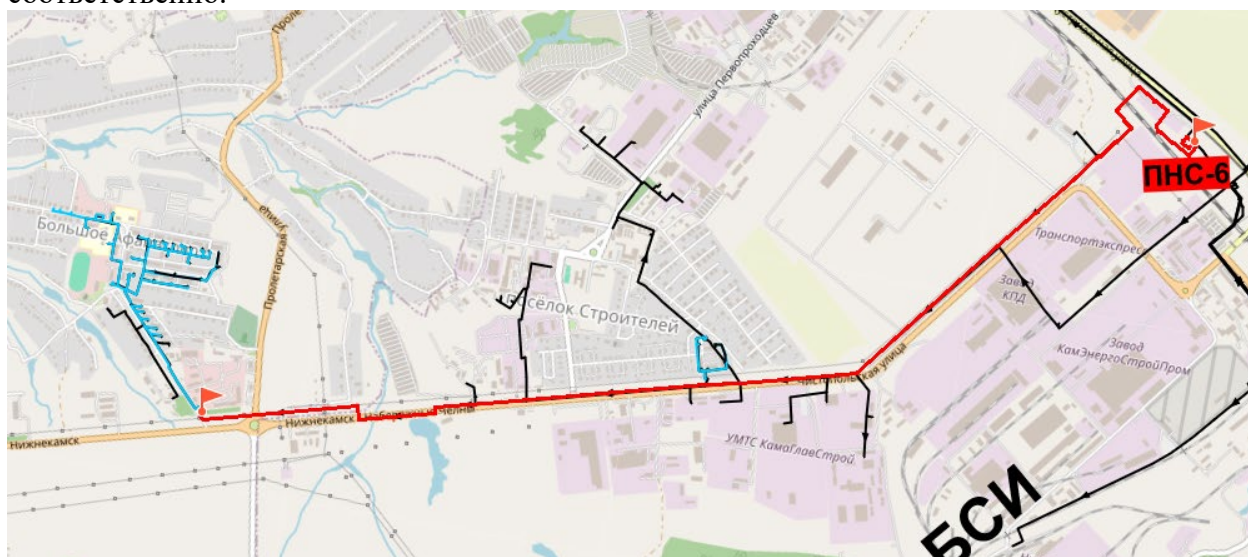


Рисунок 2.13. участок тепловода М-3 от ПНС-6 до п. Большое Афаново и п. Строителей

Надежность системы теплоснабжения по тепловоду оценивалась по показателям стационарная вероятность рабочего состояния сети, ВБР потребителей и коэффициент готовности потребителей.

Таблица 2.24 Надежность системы теплоснабжения тепловода М-3 от города до п. Большое Афаново и п. Строителей

Тепловод	Существующее положение			После замещения тепловода		
	стационарная вероятность рабочего состояния тепловой сети	ВБР ср (потребителей)	КГ ср (потребителей)	стационарная вероятность рабочего состояния тепловой сети	ВБР ср (потребителей)	КГ ср (потребителей)
Тепловод М-3	0	0,173349	0,972546	0,998752	0,999426	0,999664
	0	0,140636	0,976774	0,999815	1	0,999914

Протяженность участка тепловой сети до н.п. Большое Афансово и п. Строителей составляет **5,33 км**. Величина тепловых потерь на участке – **1,42 Гкал/ч**.

Таким образом, при реализации данного варианта величина тепловых потерь суммарно сокращается на **2,03 Гкал/ч**. Общая протяженность тепловых сетей снижается на **5,33 км**, стоимость реконструкции которых составила бы **250,328млн. руб.**

В соответствии с пунктом 4.5 СП 89.13330.2016. «Свод правил. Котельные установки» на котельной по категории надежности должно быть предусмотрено резервное топливное хозяйство (далее РТХ). В связи с тем, что на тепловом М-3 от города до п. Большое Афансово и п. Строителей потребители 1 категории отсутствуют, наличие РТХ не обязательно. В случае необходимости, топливо к ним будет подвозиться автотранспортом.

Расчет укрупненной стоимости строительства котельных, в соответствии с «НЦС 81-02-19-2025. Здания и сооружения городской инфраструктуры. Сборник № 19», представлен в таблице ниже.

В таблице 2.27 представлена тарифно-балансовая модель передачи тепловой энергии с учетом предложений по строительству БМК.

Таблица 2.25. Технические параметры котельных

Котельная	Подключенная тепловая нагрузка с учетом тепловых потерь, Гкал/ч	Предлагаемая мощность котельной, Гкал/ч	Количество устанавливаемых котлов
БМК п. Большое Афансово	4,6	6,45	3х2,15 Гкал/ч
БМК п. Строителей	0,5	0,77	3х0,26 Гкал/ч

Таблица 2.26. Технические параметры котельных

Котельная	Мощность котельной, Гкал/ч	Мощность котельной, МВт	Коэффициент перехода от цен базового района	Стоимость строительства 1 МВт мощности котельной на газообразном топливе, тыс. руб. с НДС	Итоговая стоимость котельной, тыс. руб (с НДС 20%)
Строительство БМК п. Большое Афансово	6,45	7,5	0,84	7 858,31	60 423,9
Строительство БМК п. Строителей	0,77	0,9	0,84	15 392,99	13 784,6

Таблица 2.26 Тарифно-балансовая модель передачи тепловой энергии с учетом предложений по строительству котельной

Наименование показателя	Ед. изм.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	2036 г.	2037 г.	2038 г.	2039 г.	2040 г.
1. Отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	1 902,14	1 742,55	1 756,70	1 769,56	1 783,06	1 785,77	1 798,10	1 809,37	1 822,09	1 834,92	1 847,05	1 858,13	1 868,66	1 880,75	1 889,61	1 901,15
1.1 ТЭС, всего	тыс.Гкал	1 902,14	1 742,55	1 756,70	1 769,56	1 783,06	1 785,77	1 798,10	1 809,37	1 822,09	1 834,92	1 847,05	1 858,13	1 868,66	1 880,75	1 889,61	1 901,15
ТГК-16	тыс.Гкал	995,46	940,98	948,62	955,56	962,85	964,73	971,39	977,48	984,35	991,27	997,82	1 003,81	1 009,49	1 016,02	1 020,80	1 027,04
НКТЭЦ	тыс.Гкал	906,68	801,57	808,08	814,00	820,21	821,04	826,71	831,89	837,75	843,64	849,23	854,32	859,17	864,73	868,80	874,11
2. Расход тепловой энергии на потери	тыс.Гкал	394,04	394,04	394,04	394,04	394,04	383,61	383,61	383,61	383,61	383,61	383,61	383,61	383,61	383,61	383,61	383,61
2.1. ТЭС	тыс.Гкал	394,04	394,04	394,04	394,04	394,04	383,61	383,61	383,61	383,61	383,61	383,61	383,61	383,61	383,61	383,61	383,61
2.2. Котельные	тыс.Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3. Полезный отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	1 508,10	1 348,51	1 362,66	1 375,51	1 389,02	1 402,15	1 414,48	1 425,76	1 438,48	1 451,30	1 463,44	1 474,52	1 485,04	1 497,14	1 505,99	1 517,54
3.1 ТЭС	тыс.Гкал	1 508,10	1 348,51	1 362,66	1 375,51	1 389,02	1 402,15	1 414,48	1 425,76	1 438,48	1 451,30	1 463,44	1 474,52	1 485,04	1 497,14	1 505,99	1 517,54
АО "Татэнерго"	тыс.Гкал	1 508,10	1 348,51	1 362,66	1 375,51	1 389,02	1 402,15	1 414,48	1 425,76	1 438,48	1 451,30	1 463,44	1 474,52	1 485,04	1 497,14	1 505,99	1 517,54
4. НВВ (без инвестиций)	руб./Гкал	3 050 380,21	3 002 890,20	3 026 501,66	3 148 389,97	3 258 509,87	3 378 849,87	3 515 046,69	3 657 431,04	3 807 992,48	3 965 585,71	4 129 162,73	4 298 275,52	4 474 028,88	4 660 432,13	4 849 959,41	5 052 637,95
Расходы на производство и покупку тепловой энергии	тыс. руб.	1 675 435,68	1 624 049,01	1 709 830,15	1 792 420,57	1 857 820,33	1 931 544,78	2 019 198,69	2 109 650,65	2 205 875,49	2 306 772,59	2 411 293,69	2 518 945,94	2 630 672,41	2 750 053,93	2 870 178,14	3 000 025,11
Расходы на передачу (содержание сетей теплоснабжение)	тыс. руб.	1 300 916,69	1 303 266,90	1 239 488,91	1 277 114,16	1 320 094,75	1 364 901,18	1 411 562,60	1 460 123,57	1 510 953,90	1 564 003,50	1 619 267,04	1 676 783,49	1 736 708,55	1 799 464,36	1 864 430,88	1 932 648,43
АО "Татэнерго"	тыс. руб.	573 967,02	554 157,82	467 334,06	480 991,69	499 045,97	517 929,03	537 630,15	558 152,40	579 822,47	602 545,40	626 269,20	650 984,32	676 796,00	704 073,89	732 143,37	761 988,01
АО "Татэнерго" город	тыс. руб.	726 949,67	749 109,08	772 154,85	796 122,46	821 048,78	846 972,15	873 932,45	901 971,16	931 131,43	961 458,10	992 997,84	1 025 799,17	1 059 912,55	1 095 390,47	1 132 287,51	1 170 660,43
Расходы на сбыт	тыс. руб.	74 027,84	75 574,29	77 182,60	78 855,24	80 594,79	82 403,91	84 285,41	87 656,82	91 163,09	94 809,62	98 602,00	102 546,08	106 647,93	110 913,84	115 350,40	119 964,41
5. Тариф без инвестиционной составляющей	руб./Гкал	2 022,67	2 226,83	2 221,03	2 288,88	2 345,91	2 409,76	2 485,04	2 565,26	2 647,24	2 732,43	2 821,55	2 915,03	3 012,72	3 112,89	3 220,44	3 329,50
6. НВВ (с инвестициями)	тыс. руб.	3 173 720,21	3 134 613,20	3 270 062,18	3 395 364,89	3 457 479,86	3 493 831,47	3 630 028,29	3 772 412,64	3 922 974,08	4 080 567,31	4 244 144,33	4 413 257,12	4 589 010,48	4 775 413,73	4 964 941,01	5 167 619,55
Расходы на производство и покупку тепловой энергии	тыс. руб.	1 675 435,68	1 624 049,01	1 709 830,15	1 792 420,57	1 857 820,33	1 931 544,78	2 019 198,69	2 109 650,65	2 205 875,49	2 306 772,59	2 411 293,69	2 518 945,94	2 630 672,41	2 750 053,93	2 870 178,14	3 000 025,11
Содержание сетей с инвест составляющей:	тыс. руб.	1 424 256,69	1 434 989,90	1 483 049,42	1 524 089,08	1 519 064,74	1 479 882,78	1 526 544,20	1 575 105,17	1 625 935,50	1 678 985,10	1 734 248,64	1 791 765,09	1 851 690,15	1 914 445,96	1 979 412,48	2 047 630,03
АО "Татэнерго"	тыс. руб.	697 307,02	685 880,82	710 894,57	727 966,62	698 015,96	632 910,63	652 611,75	673 134,00	694 804,07	717 527,00	741 250,80	765 965,92	791 777,60	819 055,49	847 124,97	876 969,61
АО "Татэнерго" город	тыс. руб.	726 949,67	749 109,08	772 154,85	796 122,46	821 048,78	846 972,15	873 932,45	901 971,16	931 131,43	961 458,10	992 997,84	1 025 799,17	1 059 912,55	1 095 390,47	1 132 287,51	1 170 660,43
Расходы на сбыт	тыс. руб.	74 027,84	75 574,29	77 182,60	78 855,24	80 594,79	82 403,91	84 285,41	87 656,82	91 163,09	94 809,62	98 602,00	102 546,08	106 647,93	110 913,84	115 350,40	119 964,41
7. Тариф с инвестиционной составляющей	руб./Гкал	2 104,46	2 324,51	2 399,76	2 468,43	2 489,15	2 491,76	2 566,33	2 645,90	2 727,17	2 811,66	2 900,12	2 993,01	3 090,15	3 189,69	3 296,79	3 405,27

При реализации данного мероприятия в 2029 году оценочные затраты на строительство котельной составляют 74 208,50 тыс. руб., при этом необходимо отметить, что тариф с инвест составляющей для конечного потребителя вырастает на 0,83% и составляет 2 489,15 руб./Гкал.

Вывод: реконструкция магистрального тепловода М-3 от города до п. Большое Афансово и п. Строителей является экономически не целесообразна по сравнению со строительством котельной, при формировании тарифа для конечного потребителя реализация данного мероприятия не превышает предельные индексы МЭР, а также повышает надежность системы до её нормативного состояния. Реализация данного мероприятия является целесообразным и должно учитываться при реализации выбранного варианта перспективного развития г. Нижнекамск, а также принятия решения о переходе в ценовую зону.

3 Технико-экономическое сравнение сценариев перспективного развития системы теплоснабжения города Нижнекамск

В виду отсутствия решения по переходу в ценовую зону, при актуализации схемы актуальным вариантом развития схемы теплоснабжения становится **первый вариант, с дополнительным привлечением средств Республиканских программ.**

На основании вышеизложенного при разработке мастер-плана для достижения повышения надежности системы теплоснабжения рассмотрены следующие мероприятия и сформированы сценарии:

1. строительство новых котельных в целях замещения изношенных магистральных сетей Город-1 и 2, М-3 и БСИ в различной конфигурации;
2. строительство перемычки на тепловых сетях, при котором создается возможность перераспределения тепловой энергии в целях обеспечения бесперебойного теплоснабжения и оптимизации загрузки источников;
3. оптимизация количества и длин магистральных тепловодов путем строительства нового тепलोвода диаметром 1020 мм. взамен тепловодов Город-1 и БСИ;
4. установка АИТП в разрезе планов по ремонту (реконструкции) центральных тепловых пунктов;
5. - строительство отдельно стоящих котельных в н.п. Большое Афанасово, Строителей и Красный Ключ.

Технико-экономическое сравнение мероприятий в разрезе сценариев перспективного развития системы теплоснабжения города Нижнекамск приведено в таблице ниже.

Таблица 3.1 – Технико-экономическое сравнение сценариев перспективного развития системы теплоснабжения города Нижнекамск

Наименование мероприятия	Стоимость мероприятия	Сценарий 1	Сценарий 2	Сценарий 3	Сценарий 4
Строительство котельной на тепловом Город-1, тыс. руб. (с НДС)	1 156 372	1 156 372			
Строительство котельной на тепловом Город-2, тыс. руб. (с НДС)	1 284 874,90	1 284 874,9			
Строительство котельной на тепловом М-3, тыс. руб. (с НДС)	2 312 744,00	2312744			
Строительство котельной на тепловом БСИ, тыс. руб. (с НДС)	415 912,30	415912,3			
Строительство переключки магистральных тепловых сетей тепловода №1	127 242,46		127 242,46		
БМК п.Красный Ключ	115 317,30		115 317,30		
БМК п. Большое Афанасово	60 423,90		60 423,90		
БМК п. Строителей	13 784,60		13 784,60		
Новый тепловод ду1000	1 028 035,00			1 028 035,00	
Установка индивидуальных тепловых пунктов	587 941,27				587 941,27
Капитальные вложения, млн. руб. (с НДС)	7 102 647,73	5 169 903,20	316 768,26	1 028 035,00	587 941,27

4 Индикаторы, характеризующие реализацию инвестиционных планов развития системы теплоснабжения

Инвестиционная программа АО «Татэнерго» в сфере теплоснабжения на 2024-2028 годы по г. Нижнекамск разработана с целью повышения надежности и качества предоставления услуг по отоплению и горячему водоснабжению в объемах, соответствующих заключенным договорам, а также снижения затрат на производство и передачу тепловой энергии. Основное направление инвестиционной программы – это повышение надежности и качества оказываемых услуг теплоснабжения, увеличение энергетической эффективности тепловых источников. В Программе определены финансовые потребности, необходимые для реализации мероприятий по реконструкции и модернизации системы теплоснабжения АО «Татэнерго» на территории города Нижнекамск. Финансирование осуществляется за счет амортизационных отчислений и прибыли организации, направленной на инвестиции.

В Таблице 4.1 представлены индикаторы, характеризующие реализацию инвестиционных планов развития системы теплоснабжения г. Нижнекамск в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1 АО "Татэнерго".

Таблица 4.1 Индикаторы, характеризующие реализацию инвестиционных планов развития системы теплоснабжения г. Нижнекамск в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1 АО "Татэнерго"

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	Плановая потребность в инвестициях в источники тепловой мощности	млн. руб.	7953,82	5080,77	4580,03	4455,29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Освоение инвестиций	млн. руб.	7953,82	5080,77	4580,03	4455,29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	В процентах от плана	%	100%	100%	100%	100%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Плановая потребность в инвестициях в тепловые сети	млн. руб.	192,86	1578,78	1165,84	309,72	630,77	640,63	545,07	585,74	1147,60	678,20	545,82	498,50	607,99	568,61	521,66	593,49
4.1	объем финансирования не обеспеченный ИП	млн. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	173,77	183,63	88,07	128,74	690,60	221,20	88,82	41,50	150,99	111,61	64,66	136,49
4.2	Общая потребность в инвестициях	млн. руб.	192,86	1578,78	1165,84	309,72	804,54	824,26	633,15	714,49	1838,19	899,40	634,64	540,00	758,99	680,23	586,32	729,97
5	Освоение инвестиций в тепловые сети	млн. руб.	192,86	1578,78	1165,84	309,72	630,77	640,63	545,07	585,74	1147,60	678,20	545,82	498,50	607,99	568,61	521,66	593,49
6	План инвестиций на переход к закрытой системе теплоснабжения	млн. руб.																
7	Всего накопленным итогом	млн. руб.	192,86	1771,65	2937,48	3247,20	3877,97	4518,60	5063,67	5649,42	6797,01	7475,21	8021,03	8519,53	9127,52	9696,14	10217,8	10811,3
8	Освоение инвестиций в переход к закрытой схеме горячего водоснабжения	%																
9	Всего плановая потребность в инвестициях	млн. руб.	8146,69	6659,55	5745,86	4765,00	630,77	640,63	545,07	585,74	1147,60	678,20	545,82	498,50	607,99	568,61	521,66	593,49
10	Всего плановая потребность в инвестициях накопленным итогом	млн. руб.	8146,69	14806,24	20552,10	25317,11	25947,88	26588,51	27133,58	27719,33	28866,92	29545,12	30090,94	30589,44	31197,44	31766,05	32287,71	32881,20
11	Дефицит (-) профицит (+)	млн. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

5 Выбор варианта развития системы теплоснабжения города Нижнекамск

В виду отсутствия решения по переходу в ценовую зону, при актуализации схемы актуальным вариантом развития схемы теплоснабжения становится **первый вариант, с дополнительным привлечением средств Республиканских программ.**

На основании вышеизложенного в п.2 при разработке мастер-плана рассмотрены следующие мероприятия:

1. строительство новых котельных в целях замещения изношенных магистральных сетей Город-1 и 2, М-3 и БСИ в различной конфигурации;
2. строительство перемычки на тепловых сетях, при котором создается возможность перераспределения тепловой энергии в целях обеспечения бесперебойного теплоснабжения и оптимизации загрузки источников;
3. оптимизация количества и длин магистральных тепловодов путем строительства нового тепलोвода диаметром 1020 мм. взамен тепловодов Город-1 и БСИ;
4. установка АИТП в разрезе планов по ремонту (реконструкции) центральных тепловых пунктов;
5. строительство отдельно стоящих котельных в н.п. Большое Афанасово, Строителей и Красный Ключ.

В п 3. проведено сравнения мероприятий в разрезе сценариев, предложенных для развития системы теплоснабжения города Нижнекамск следует следующее:

- сценарий 1 имеет большие капитальные затраты, данное мероприятие рассмотрено в качестве альтернативного развития системы теплоснабжения г. Нижнекамск и не является приоритетным, а также оно не соответствует требованиям п/п. 3 п.3 ст. 3, п.1 ст.23 11, п/п.3 п.3 ст.23 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении», в соответствии с которыми для организации теплоснабжения приоритетным является использование комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

- **2 сценарий** имеет наибольший потенциал к реализации за счет обеспечения требования по надежности удаленных потребителей п. Большое Афанасово, Строителей и Красный Ключ по всем показателям (ВБРср потребителей и системы в целом, КГср потребителей), а также создания возможности резервирования тепलोвода М-3. **Данные мероприятия являются приоритетным;**

- 3 сценарий требует больших капитальных затрат, позволит повысить показатель ВБРср потребителей теплоты, подключенных к тепловодам Город-1 с 0 до 0,012261 и БСИ с 0 до 0,6286765 (что также ниже требуемого нормативного значения). При этом необходимо отметить, что прокладка трубопровода $du1000$ параллельно магистральному Город-1 от филиала АО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)» до ПНС-1 не повысит надежность потребителей тепловой энергии в п. Красный Ключ, п. Большое Афанасово и п. Строителей.

- 4 сценарий рассматривает возможность по переводу потребителей на ИТП в разрезе планов по реконструкции ЦТП и сетей от них с возможностью определения наименьших капитальных затрат. При этом необходимо отметить, что блоки ИТП согласно Ст. 36 Жилищного кодекса Российской Федерации от 29.12.2004 N 188-ФЗ являются внутридомовым имуществом, следовательно, данные затраты не относятся к вопросу схемы теплоснабжения. Так же согласно Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении» от 07.12.2011г №416-ФЗ (п.2) индивидуальные тепловые пункты относятся к нецентрализованной системе горячего водоснабжения, с использованием которых приготовление горячей воды осуществляется абонентом самостоятельно. Так же без актуализации схемы водоснабжения г. Нижнекамска рассмотрение проекта по переводу ЦТП на ИТП является не целесообразным (п.20 (е) Требований к схемам теплоснабжения, порядку их разработки, утв. Постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 №154).

При существующем методе регулирования тарифов объема финансирования инвестиционной программы недостаточно для поддержания системы теплоснабжения в состоянии, обеспечивающем безаварийный режим работы или приведение тепловых сетей в нормативное состояние. На данный момент происходит «старение» внутриквартальных сетей.

Одним из основных вариантов увеличения объема финансирования мероприятий по качественному повышению состояния тепловых сетей является переход в ценовую зону теплоснабжения, с применением ценообразования по методу «альтернативной котельной», а также поиск

Переход к ценовой зоне теплоснабжения позволит получить дополнительный источник финансирования для повышения надежности тепловых сетей и, как следствие, повысить технико-экономические показатели работы системы теплоснабжения города.

Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 14.09.2018 №770 утвержден следующий состав документов, необходимых для направления предложений об отнесении поселения, городского округа к ценовой зоне теплоснабжения:

- уведомления законодательного органа государственной власти субъекта Российской Федерации о намерении органа местного самоуправления подписать совместное обращение с единой теплоснабжающей организацией;

- согласие высшего исполнительного органа государственной власти субъекта Российской Федерации на отнесение поселения, городского округа, находящегося на территории субъекта Российской Федерации, к ценовой зоне теплоснабжения;

- краткое описание существующего положения в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения, включая описание структуры договорных отношений;

- оценка ценовых последствий, в том числе оценка необходимости превышения предельными индексами изменения размера вносимой гражданами платы за коммунальные услуги в муниципальном образовании индекса изменения размера вносимой гражданами платы за коммунальные услуги;

- оценка финансовых последствий для местного бюджета в случае отнесения поселения, городского округа к ценовой зоне теплоснабжения;

- описание планируемого повышения эффективности теплоснабжения для поселения, городского округа, в случае отнесения их к ценовой зоне теплоснабжения.

Для дальнейшего рассмотрения вопроса о переходе в ценовую необходима актуализация схем теплоснабжения и заключение Соглашения об исполнении схемы теплоснабжения между ЕТО и Исполнительным комитетом муниципального образования, содержащее следующие существенные условия:

- 1) достижение целевых показателей исполнения схемы теплоснабжения единой теплоснабжающей организацией;

- 2) обязательства единой теплоснабжающей организации по выполнению мероприятий по строительству, реконструкции и модернизации объектов теплоснабжения;

- 3) ответственность за неисполнение или ненадлежащее исполнение условий, предусмотренных данным соглашением;

- 4) обязательство единой теплоснабжающей организации по представлению обеспечения исполнения своих обязательств способом, согласованным сторонами;

- 5) распределение имущественных прав на строящиеся, реконструируемые и модернизируемые объекты системы теплоснабжения;

- 6) иные, не противоречащие законодательству Российской Федерации условия, в том числе обязательство единой теплоснабжающей организации при определении цен на тепловую энергию, поставляемую единой теплоснабжающей организацией потребителям, применить к предельному уровню цены на тепловую энергию коэффициент. Размер такого коэффициента и срок его применения определяются сторонами соглашения об исполнении схемы теплоснабжения.

При этом необходимо отметить, что решения о переходе к ценовой зоне теплоснабжения на текущий момент не принято, а также не определен источник финансирования для реализации мероприятий, не вошедших в утвержденную ИП и не вошедших в инвестиционную составляющую при переходе в ценовую зону теплоснабжения.

6 Описание изменений в мастер-плане развития систем теплоснабжения города Нижнекамск за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

В Мастер-план внесены следующие изменения:

- скорректированы сроки, объёмы выполнения, финансовые затраты по мероприятиям по источникам тепловой энергии и тепловым сетям (утвержденная инвестиционная программа);
- скорректированы индексы–дефляторы;
- скорректирован перспективный вариант развития теплоснабжения в виду отсутствия решения по переходу в ценовую зону;
- предложения по ИТП в разрезе планов по ремонту (реконструкции) центральных тепловых пунктов и необходимостью актуализации схемы водоснабжения г. Нижнекамска.