



Схема теплоснабжения города Заинска до 2036 года

(Актуализация на 2023 год)

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

Глава 14

Ценовые (тарифные) последствия

Казань, 2022 г.

Оглавление

1.	Общие положения	3
1.1.	Нормативно-методическая база для проведения расчетов	3
1.2.	Макроэкономические параметры	3
2.	Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения.....	8
3.	Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей	14

1. Общие положения

1.1. Нормативно-методическая база для проведения расчетов

Финансово-экономические расчёты выполнены в соответствии со следующими нормативно-методическими документами:

- «Руководство по подготовке промышленных технико-экономических исследований», ЮНИДО. М.: АОЗТ «Интерэксперт», 1995;
- «Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов», утверждённые Минэкономки РФ, Министерством финансов РФ и Государственным комитетом РФ по строительной, архитектурной и жилищной политике № ВК 477 от 21.06.1999г.;
- «Практическое пособие по обоснованию инвестиций в строительство предприятий, зданий и сооружений», разработанных ФГУП «ЦЕНТРИНВЕСТпроект», М., 2002 г.;
- «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике» на стадии предТЭО и ТЭО», утверждённые приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г. № 155 и заключением Главгосэкспертизы России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113;
- «Рекомендации по оценке экономической эффективности инвестиционного проекта теплоснабжения», НП «АВОК», 2006 г.;
- Методические рекомендации по разработке схем теплоснабжения, утвержденные совместным приказом Министерства энергетики Российской Федерации и Министерства регионального развития Российской Федерации от 29.12.2012 г. № 565/667.

1.2. Макроэкономические параметры

Общий срок выполнения работ по проекту схемы теплоснабжения, начиная с 2023 года, составляет 14 лет. Расчетный период действия схемы – 2036 г. Срок нормальной эксплуатации котельных и тепловых сетей принимался 25 лет. Шаг расчёта принимался равным одному календарному году.

Для определения долгосрочных ценовых последствий и приведения капитальных вложений в реализацию проектов схемы теплоснабжения к ценам соответствующих лет были использованы следующие макроэкономические параметры, установленные Минэкономразвития России:

- «Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года» от 30.09.2019

http://economy.gov.ru/material/directions/makroec/prognoz_socialno_ekonomicheskogo_razvitiya_rf_na_period_do_2024_goda.html;

- Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года от 28 ноября 2018 (http://economy.gov.ru/material/directions/makroec/prognozy_socialno_ekonomicheskogo_razvitiya/prognoz_socialno_ekonomicheskogo_razvitiya_rossiyskoy_federacii_na_period_do_2036_goda.html).

Значения индексов-дефляторов, принятые в тарифно-балансовой модели, приведены в Табл. 1.1. Базовым периодом для расчета тарифных последствий принят 2021 год.

Производственные расходы, технические характеристики оборудования и фактические производственные показатели приняты по данным теплоснабжающих организаций.

Табл. 1.1. Прогнозные индексы потребительских цен и индексы дефляторы (I) на продукцию производителей, принятые в расчете тарифно-балансовой модели

Показатели	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Газ - индексация оптовых цен для всех категорий потребителей, исключая население (июль)	5,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
индексация оптовых цен для населения (июль)	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%
индексация тарифов на транспортировку газа по распределительным сетям (июль)	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
Электроэнергия - индексация тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей, исключая население (июль)	3,8%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%
индексация тарифов для населения (июль)	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%

Показатели	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Совокупный платеж граждан за коммунальные услуги - размеры индексации (июль)	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
Инвестиции в основной капитал (базовый вариант)	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%
Инфляция (ИПЦ) среднегодовая (базовый вариант)	4,3%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%

Производственные расходы на отпуск тепловой энергии с коллекторов источников тепловой энергии, на услуги по передаче тепловой энергии по тепловым сетям и услуги сбытовой деятельности сформированы по статьям, структура которых установлена по данным теплоснабжающих организаций.

Расходы на оплату труда ППР последующего периода по отношению к предыдущему и базовому устанавливались в соответствии с формулой:

$$ЗП_{ППР,i+1} = ЗП_{ППР,i} \cdot I_{ЗП,i+1}, \quad (1.1)$$

где i - индекс расчетного периода.

Отчисления на социальные нужды, установленные в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009г. № 212-ФЗ (ред. от 03.12.2012г.) "О страховых взносах в пенсионный фонд Российской Федерации, фонд социального страхования Российской Федерации, Федеральный фонд обязательного медицинского страхования и территориальные фонды обязательного медицинского страхования» представлены в **Табл. 1.2.**

Табл. 1.2. Коэффициенты страховых взносов

Виды страховых взносов	2019 г.	2020 г.	2021 г.
ПФР	0,22	0,22	0,22
ФСС	0,029	0,029	0,029
ФФОМС	0,051	0,051	0,051
ТФОМС	0,00	0,00	0,00
Страхование от несчастных случаев	0,002	0,002	0,002
Всего	0,302	0,302	0,302

Таким образом размер страховых взносов на период 2022÷2036 гг. принимается равным 30,2% от ФОТ.

Прогноз цен на природный газ последующего периода по отношению к предыдущему и базовому устанавливался в соответствии с формулой:

$$Ц_{ПГ,i+1} = Ц_{ПГ,i} \cdot I_{ПГ,i+1}. \quad (1.2)$$

Прогноз цен на прочие первичные энергоресурсы, используемые для технологических нужд, устанавливался по формулам, аналогичным формулам 1.2.

Прогноз цен на покупной теплоноситель последующего периода по отношению к предыдущему и базовому устанавливался в соответствии с формулой:

$$Ц_{ПТ,i+1} = Ц_{ПТ,i} \cdot I_{ПТ,i+1}. \quad (1.3)$$

Прогноз цен на покупную электрическую энергию последующего периода по отношению к предыдущему и базовому устанавливался в соответствии с формулой:

$$Ц_{ЭЭ,i+1} = Ц_{ЭЭ,i} \cdot I_{ЭЭ,i+1}. \quad (1.4)$$

Прогноз цен на тепловую энергию последующего периода по отношению к предыдущему и базовому устанавливался в соответствии с формулой:

$$C_{ТЭ,i+1} = C_{ТЭ,i} \cdot I_{ТЭ,i+1}. \quad (1.5)$$

Амортизация существующего оборудования принималась по линейному способу амортизационных отчислений, на основании представленных калькуляций затрат. Амортизация основных фондов, образованных в результате нового строительства, модернизации и технического перевооружения основных производственных фондов и включенных в состав проектов схемы теплоснабжения, принималась по линейному методу с нормой амортизации установленной в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 01.01.2002 г. «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы» (в ред. ПП РФ от 09.07.2003 № 415, от 08.08.2003 № 476, от 18.11.2006 № 697, от 12.09.2008 № 676, от 24.02.2009 № 165). Амортизация основных фондов, включенных в реестр проектов схемы теплоснабжения и вводимых в эксплуатацию за счет средств кредитов коммерческих банков с обслуживанием кредита из средств организаций за счет экономии производственных издержек, принималась по линейному способу амортизационных отчислений.

Прогноз расходов на услуги сторонних организаций принимался по индексу-дефлятору на строительно-монтажные работы (СМР).

Прогноз изменения стоимости прочих расходов принимался по индексу инфляции (ИПЦ).

Принятые индексы-дефляторы должны быть уточнены при последующих актуализациях схемы теплоснабжения.

В связи с длительным инвестиционным циклом проекта возникает необходимость приведения разновременных экономических показателей в сопоставимый вид. В качестве точки приведения принят момент, соответствующий базовому году разработки схемы теплоснабжения – 2021 г. Приведение осуществляется с помощью ставки дисконтирования (нормы дисконта). В расчетах экономической эффективности инвестиционных проектов ставка дисконтирования принята не менее 12 %.

2. Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения

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

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

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

для потребителей систем теплоснабжения при реализации всего предложенного в схеме теплоснабжения перечня мероприятий, а не сам тариф.

Для каждой организации на основе предоставленных данных на 2022-2036 годы был рассчитан средневзвешенный тариф на теплоэнергию для конечного потребителя. В необходимую валовую выручку (далее НВВ) на следующие периоды были включены затраты в ценах базового года с учетом соответствующих дефляторов на реализацию мероприятий по улучшению технико-экономических показателей предприятий, без учета суммы по корректировке необходимой валовой выручки за отчетный период.

Табл. 2.1. Тарифно-балансовая модель источника тепловой энергии филиал АО «Татэнерго» - Заинская ГРЭС, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1 АО "Татэнерго" с учетом предложений по техническому перевооружению

Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Электрическая мощность	МВт	2 204,90	2 204,90	2 204,90	2 204,90	2 204,90	2 204,90	2 204,90	2 204,90	2 204,90	2 204,90	2 204,90	2 204,90	2 204,90	2 204,90	2 204,90
Установленная электрическая мощность, в том числе:	МВт	2 204,90	2 204,90	2 204,90	2 204,90	2 204,90	2 204,90	2 204,90	2 204,90	2 204,90	2 204,90	2 204,90	2 204,90	2 204,90	2 204,90	2 204,90
Располагаемая электрическая мощность	МВт	2 204,90	2 204,90	2 204,90	2 204,90	2 204,90	2 204,90	2 204,90	2 204,90	2 204,90	2 204,90	2 204,90	2 204,90	2 204,90	2 204,90	2 204,90
Число часов использования УЭМ, в том числе:	час/год	2 214,09	2 245,17	2 249,13	2 250,97	2 251,34	2 251,35	2 251,35	2 251,35	2 251,35	2 251,35	2 251,35	2 251,35	2 251,35	2 251,35	2 251,35
Электрическая энергия	тыс. МВт - ч															
Выработка электрической энергии всего, в том числе:	тыс. МВт - ч	4 881,85	4 950,37	4 959,11	4 963,16	4 963,98	4 964,00	4 964,00	4 964,00	4 964,00	4 964,00	4 964,00	4 964,00	4 964,00	4 964,00	4 964,00
по теплофикационному циклу	тыс. МВт - ч	74,30	75,35	75,48	75,54	75,55	75,55	75,55	75,55	75,55	75,55	75,55	75,55	75,55	75,55	75,55
Отпуск электрической энергии с шин	тыс. МВт - ч	4 529,16	4 592,73	4 600,83	4 604,59	4 605,35	4 605,37	4 605,37	4 605,37	4 605,37	4 605,37	4 605,37	4 605,37	4 605,37	4 605,37	4 605,37
Собственные нужды всего, в том числе	тыс. МВт - ч	359,39	359,39	359,39	359,39	359,39	359,39	359,39	359,39	359,39	359,39	359,39	359,39	359,39	359,39	359,39
то же, %	%	7,4%	7,3%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%	7,2%
на производство электрической энергии	тыс. МВт - ч	355	355	355	355	355	355	355	355	355	355	355	355	355	355	355
то же, %	%	7,3%	7,2%	7,2%	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%
на отпуск тепловой энергии	тыс. МВт - ч	4,612	4,612	4,612	4,612	4,612	4,612	4,612	4,612	4,612	4,612	4,612	4,612	4,612	4,612	4,612
УРУТ на отпущенную электрическую энергию																
Удельный расход топлива на отпущенную электрическую энергию, в том числе:	г у.т/кВт-ч	368,0	368,0	368,0	368,0	368,0	368,0	368,0	368,0	368,0	368,0	368,0	368,0	368,0	368,0	368,0

Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Тепловая мощность и тепловая нагрузка																
Установленная тепловая мощность, в том числе:	Гкал/ч	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145
отборы паровых турбин, в том числе:	Гкал/ч	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
производственных показателей (с учетом противодействия)	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
теплофикационных показателей (с учетом противодействия)	Гкал/ч	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
ПВК	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
РОУ	Гкал/ч	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Установленная тепловая мощность, в том числе:	Гкал/ч	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145
в паре	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
в горячей воде	Гкал/ч	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка всего, в том числе по выводам тепловой мощности ТЭЦ:	Гкал/ч	112,468	112,508	112,508	112,508	112,508	112,508	112,508	112,508	112,508	112,508	112,508	112,508	112,508	112,508	112,508
в паре	Гкал/ч	2,35	2,35	2,35	2,35	2,35	2,35	2,35	2,35	2,35	2,35	2,35	2,35	2,35	2,35	2,35
в горячей воде	Гкал/ч	110,118	110,158	110,158	110,158	110,158	110,158	110,158	110,158	110,158	110,158	110,158	110,158	110,158	110,158	110,158
Затраты тепла на собственные нужды станции	Гкал/ч	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9
в паре	Гкал/ч	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6
в горячей воде	Гкал/ч	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
Резерв (+) / Дефицит (-) УТМ	Гкал/ч	16,659	16,618	16,618	16,618	16,618	16,618	16,618	16,618	16,618	16,618	16,618	16,618	16,618	16,618	16,618
Число часов использования УТМ, турбоагрегатов	час/год	571,49	563,21	562,01	561,55	561,48	561,45	561,46	561,46	561,46	561,46	561,46	561,46	561,46	561,46	561,46
Тепловая энергия																
Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ, всего, в том числе:	тыс. Гкал	192,480	195,309	195,725	195,886	195,912	195,922	195,919	195,918	195,919	195,919	195,919	195,919	195,919	195,919	195,919

Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
С коллекторов источника непосредственно потребителям	тыс. Гкал	0,953	0,889	0,936	0,926	0,917	0,926	0,923	0,922	0,924	0,923	0,923	0,923	0,923	0,923	0,923
в паре	тыс. Гкал	0,854	0,790	0,837	0,827	0,818	0,827	0,824	0,823	0,825	0,824	0,824	0,824	0,824	0,824	0,824
в горячей воде	тыс. Гкал	0,099	0,099	0,099	0,099	0,099	0,099	0,099	0,099	0,099	0,099	0,099	0,099	0,099	0,099	0,099
С коллекторов источника в тепловые сети	тыс. Гкал	191,527	194,420	194,789	194,960	194,995	194,996	194,996	194,996	194,996	194,996	194,996	194,996	194,996	194,996	194,996
в паре	тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
в горячей воде	тыс. Гкал	191,527	194,420	194,789	194,960	194,995	194,996	194,996	194,996	194,996	194,996	194,996	194,996	194,996	194,996	194,996
Полезный отпуск тепловой энергии в горячей воде	тыс. Гкал	154,779	157,117	157,416	157,554	157,582	157,582	157,582	157,582	157,582	157,582	157,582	157,582	157,582	157,582	157,582
УРУТ на отпущенную тепловую энергию	кг у.т./Гкал	170,60	170,60	170,60	170,60	170,60	170,60	170,60	170,60	170,60	170,60	170,60	170,60	170,60	170,60	170,60
Потребность в топливе																
Расход топлива, всего, в том числе	тыс.т.у.т.	35,187	35,681	35,744	35,773	35,779	35,780	35,780	35,780	35,780	35,780	35,780	35,780	35,780	35,780	35,780
По всем видами топлива	тыс.т.у.т.	35,187	35,681	35,744	35,773	35,779	35,780	35,780	35,780	35,780	35,780	35,780	35,780	35,780	35,780	35,780
угля	тыс.т.у.т.	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
природного газа	тыс.т.у.т.	35,057	35,551	35,614	35,643	35,649	35,649	35,649	35,649	35,649	35,649	35,649	35,649	35,649	35,649	35,649
мазута	тыс.т.у.т.	0,130	0,130	0,130	0,130	0,130	0,130	0,130	0,130	0,130	0,130	0,130	0,130	0,130	0,130	0,130
Цены на топливо																
Средневзвешенная среднегодовая цена на топливо	руб./т.у.т.	4624,40	4763,29	4906,38	5097,74	5250,88	5408,61	5619,57	5788,39	5962,28	6194,83	6380,93	6572,63	6828,99	7034,15	7245,47
Среднегодовая цена - мазут	руб./т.у.т.	4964,54	5163,13	5369,65	5584,44	5807,81	6040,13	6281,73	6533,00	6794,32	7066,09	7348,74	7642,69	7948,39	8266,33	8596,98
Среднегодовая цена - уголь	руб./т.у.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Среднегодовая цена - природный газ	руб./т.у.т.	4623,13	4761,83	4904,68	5095,97	5248,84	5406,31	5617,16	5785,67	5959,24	6191,65	6377,40	6568,72	6824,90	7029,65	7240,54
Расчет НВВ																
Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб	99 888,72	103 884,27	108 039,64	112 361,22	116 855,67	121 529,90	126 391,09	131 446,74	136 704,61	142 172,79	147 859,70	153 774,09	159 925,06	166 322,06	172 974,94
Неподконтрольные расходы	тыс. руб	40 123,33	41 728,27	43 397,40	45 133,30	46 938,63	48 816,17	50 768,82	52 799,57	54 911,55	57 108,02	59 392,34	61 768,03	64 238,75	66 808,30	69 480,63
в том числе амортизация	тыс. руб	16 000,00	16 000,00	16 000,00	16 000,00	16 000,00	16 000,00	16 000,00	16 000,00	16 000,00	16 000,00	16 000,00	16 000,00	16 000,00	16 000,00	16 000,00

Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс. руб	123 038,79	128 644,52	132 755,33	136 857,92	140 988,85	145 219,08	149 575,65	154 062,92	158 684,81	163 445,35	168 348,71	173 399,18	178 601,15	183 959,19	189 477,96
в том числе на топливо	тыс. руб	107 095,42	111 974,75	115 552,88	119 123,86	122 719,50	126 401,58	130 193,63	134 099,44	138 122,42	142 266,10	146 534,08	150 930,10	155 458,00	160 121,74	164 925,40
ИТОГО необходимая валовая выручка без учета мероприятий	тыс. руб	263 050,85	274 257,05	284 192,36	294 352,44	304 783,14	315 565,15	326 735,57	338 309,23	350 300,97	362 726,16	375 600,76	388 941,30	402 764,96	417 089,55	431 933,54
Тариф на тепловую энергию	руб./Гкал	1 699,53	1 745,56	1 805,36	1 868,27	1 934,13	2 002,54	2 073,43	2 146,87	2 222,97	2 301,82	2 383,52	2 468,18	2 555,90	2 646,80	2 741,00
Прибыль на инвестиции	тыс. руб	16 000,00	16 000,00	16 000,00	16 000,00	16 000,00	16 000,00	16 000,00	16 000,00	16 000,00	16 000,00	16 000,00	16 000,00	16 000,00	16 000,00	16 000,00
ИТОГО необходимая валовая выручка с учетом мероприятий	тыс. руб	279 050,85	290 257,05	300 192,36	310 352,44	320 783,14	331 565,15	342 735,57	354 309,23	366 300,97	378 726,16	391 600,76	404 941,30	418 764,96	433 089,55	447 933,54
Тариф на тепловую энергию с инвестиционной составляющей	руб./Гкал	1 802,90	1 847,39	1 907,01	1 969,82	2 035,66	2 104,08	2 174,96	2 248,41	2 324,50	2 403,35	2 485,05	2 569,71	2 657,44	2 748,34	2 842,54

Табл. 2.4. Тарифно-балансовая модель конечного тарифа на тепловую энергию в горячей воде в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1 АО "Татэнерго" с учетом предложений по техническому перевооружению, руб./Гкал (без НДС)

Наименование показателя	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Тариф с индексом МЭР, руб./Гкал (без НДС)	1 614,53	1 679,11	1 746,28	1 816,13	1 888,77	1 964,33	2 042,90	2 124,61	2 209,60	2 297,98	2 389,90	2 485,50	2 584,92	2 688,32	2 795,85	2 907,68
Тариф на тепловую энергию, руб./Гкал (без НДС)	1 614,53	1 699,53	1 745,56	1 805,36	1 868,27	1 934,13	2 002,54	2 073,43	2 146,87	2 222,97	2 301,82	2 383,52	2 468,18	2 555,90	2 646,80	2 741,00
Тариф на тепловую энергию с инвестиционной составляющей, руб./Гкал (без НДС)	1 614,53	1 802,90	1 847,39	1 907,01	1 969,82	2 035,66	2 104,08	2 174,96	2 248,41	2 324,50	2 403,35	2 485,05	2 569,71	2 657,44	2 748,34	2 842,54

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

Реконструкция тепловых сетей является мероприятием, направленным на преодоление износа и повышение надежности. Для реализации социально-значимых проектов, связанных с реконструкцией тепловых сетей по причине истощения ресурса, предполагается использование тарифных источников финансирования амортизации и прибыли на развитие. При частичном финансировании мероприятий инвестиционной программы за счет прибыли рост тарифа в первый год реализации (2022г.) и до 2031 года превысит индекс-дефлятор, уже с 2032 г. тариф с учетом инвестиционной составляющей приближается к тарифу с учетом индексации.

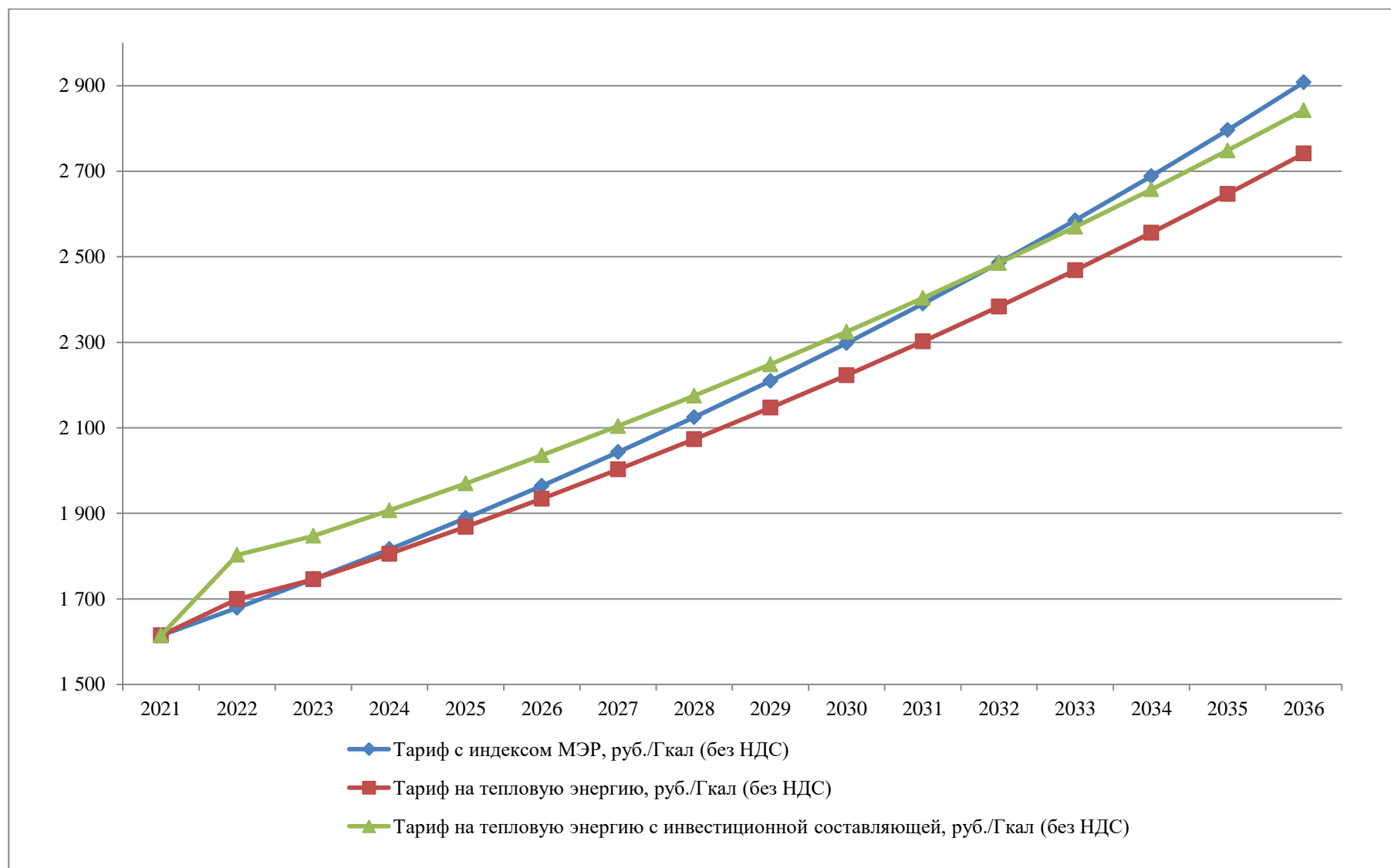


Рис. 3.1. Прогноз тарифа для конечного потребителя АО «Татэнерго», руб./Гкал