



Схема теплоснабжения муниципального образования
г. Набережные Челны по 2043 год

Актуализация на 2026 год

Обосновывающие материалы

Глава 14. Ценовые (тарифные) последствия

г. Казань, 2025

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	9
3.	Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей.....	20
4.	Особенности перехода в ценовые зоны теплоснабжения	23

1 Общие положения

Технико-экономические и финансово-экономические расчеты в соответствии с Методическими рекомендациями по разработке схем теплоснабжения выполнены с применением тарифно-балансовых моделей, которые связывают технические показатели работы элементов систем теплоснабжения (источников, системы транспорта теплоносителя) с экономическими показателями и учитывают реализацию проектов, предлагаемых схемой теплоснабжения.

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 №212 от 05.03.2019г.

1.2. Макроэкономические параметры

Общий срок выполнения работ по разработанной схеме теплоснабжения, начиная с 2024 года, составляет 20 лет. Расчетный период действия схемы – 2043 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:

Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации и основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов от 30 сентября 2024 года.

Значения индексов-дефляторов, принятые в тарифно-балансовой модели, приведены в Табл. 3.1. Базовым периодом для расчета тарифных последствий принят 2023 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 на продукцию производителей, принятые в расчете тарифно-балансовой модели

Показатели	2024 г.	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.	2041 г.	2042 г.	2043 г.
Газ - индексация оптовых цен для всех категорий потребителей, исключая население	1 июля 11,2 %	1 июля 10,3 %	1 июл я 10,6	1 июл я 9,0%	1 июл я 7,0%															
- индексация оптовых цен для населения	1 июля 11,2 %	1 июля 10,3 %	1 июл я 10,6	1 июл я 9,0%	1 июл я 7,0%	1 июл я 3,0%														
Электроэнергия - индексация тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей, исключая население	1 июля 9,1%	1 июля 11,6 %	1 июл я 9,3%	1 июл я 6,9%	1 июл я 4,9%															
- индексация тарифов для населения	1 июля 8,9%	1 июля 12,6 %	1 июл я 9,3%	1 июл я 6,9%	1 июл я 4,9%															
Индекс дефлятор тарифа на водоснабжение, водоотведение, организации сбора и утилизации отходов	1 июля 10,6 %	1 июля 4,4%	1 июл я 4,3%	1 июл я 4,1%	1 июл я 4,0%															
Совокупный платеж граждан за коммунальные	1 июля 9,8%	1 июля 11,9 %	1 июл я 9,8%	1 июл я 7,9%	1 июл я 5,9%															

Показатели	2024 г.	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.	2041 г.	2042 г.	2043 г.
услуги - размеры индексации																				
Инвестиции в основной капитал (базовый вариант)	8,1%	7,8%	5,3%	4,4%	4,3%	4,3%	4,3%	4,3%	4,3%	4,3%	4,3%	4,3%	4,3%	4,3%	4,3%	4,3%	4,3%	4,3%	4,3%	4,3%
Инфляция (ИПЦ) среднегодовая	10,9 %	6,1%	5,3%	4,8%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%

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 базовому устанавливались в соответствии с формулой:

$$З_{ППР,i+1} = З_{ППР,i} * I_{ЗП,i+1}, \quad (14.1)$$

где i - индекс расчетного периода.

С 1 января 2023 в соответствии с изменениями налогового законодательства (Федеральный закон от 14.07.2022 № 239-ФЗ) введен единый тариф страховых взносов. В него включены 3 вида взносов:

- На обязательное пенсионное страхование (ОПС).
- На обязательное медицинское страхование (ОМС).
- На обязательное социальное страхование (ОСС).

Ставки взносов, применяемые к доходам работников:

- Для сумм в пределах МРОТ за месяц:
 - 30%, если доходы сотрудника с начала года не достигли предельной величины базы по взносам.
 - 15,1%, если доходы сотрудника с начала года превысили предельную величину базы по взносам.
- Для доходов свыше МРОТ за месяц — 15%.

Размер страховых взносов на период 2023÷2043 г.г. принимается равным 30,2% ФОТ.

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

$$Ц_{ПГ,i+1} = Ц_{ПГ,i} * I_{ПГ,i+1} \quad (14.2)$$

Прогноз цен на прочие первичные энергоресурсы, используемые для технологических нужд, устанавливался по формулам, аналогичным формулам 12.2.

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

$$Ц_{ПТ,i+1} = Ц_{ПТ,i} * I_{ПТ,i+1} \quad (14.3)$$

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

$$Ц_{ЭЭ,i+1} = Ц_{ЭЭ,i} * I_{ЭЭ,i+1} \quad (14.4)$$

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

$$Ц_{ТЭ,i+1} = Ц_{ТЭ,i} * I_{ТЭ,i+1} \quad (14.5)$$

Амортизация оборудования, в части амортизации существующего

оборудования, принималась по линейному способу амортизационных отчислений, на основании данных тарифных дел. 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. 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.

Аренда оборудования, в части расходов, включаемых в себестоимость продукции, определялась по материалам тарифных дел.

Прогноз расходов на услуги сторонних организаций, 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 – 2025 г. Приведение осуществляется с помощью ставки дисконтирования (нормы дисконта). В расчетах экономической эффективности инвестиционных проектов ставка дисконтирования принята не менее 12 %.

В расчётах по теплоисточникам принимаются следующие производственные издержки:

- затраты на топливо;
- затраты на электроэнергию;
- затраты на воду;
- амортизационные отчисления;
- затраты на оплату труда персонала с учётом страховых отчислений;
- затраты на техническое обслуживание и ремонт оборудования;
- прочие затраты.

При расчете экономической эффективности мероприятий в новые объекты теплоснабжения к учету принимались производственные издержки, перечисленные выше, а для существующих объектов теплоснабжения – увеличение/снижение производственных затрат за счет изменения технических характеристик объекта. Затраты на топливо, электроэнергию и воду определены исходя из годового расхода ресурса и его цены.

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 за 2023 - 2043-ие годы был рассчитан средневзвешенный тариф на тепловую энергию 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, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1АО "Татэнерго" - НЧТЭЦ с учетом предложений по техническому перевооружению

Показатели	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Электрическая мощность																						
Установленная электрическая мощность, в том числе:	МВт	1 180,00	1 180,00	1 180,00	1 180,00	1 191,00	1 191,00	1 191,00	1 191,00	1 191,00	1 191,00	1 191,00	1 191,00	1 191,00	1 191,00	1 191,00	1 191,00	1 191,00	1 191,00	1 191,00	1 191,00	1 191,00
Располагаемая электрическая мощность	МВт	1 180,00	1 180,00	1 180,00	1 180,00	1 191,00	1 191,00	1 191,00	1 191,00	1 191,00	1 191,00	1 191,00	1 191,00	1 191,00	1 191,00	1 191,00	1 191,00	1 191,00	1 191,00	1 191,00	1 191,00	1 191,00
Число часов использования УЭМ, в том числе:	час/год	3 037,42	3 130,05	3 138,98	3 146,05	3 626,95	3 638,10	3 643,34	3 646,50	3 648,76	3 662,56	3 653,22	3 655,17	3 656,44	3 657,70	3 657,97	3 670,29	3 659,02	3 659,38	3 659,38	3 659,38	3 659,38
Электрическая энергия																						
Выработка электрической энергии всего, в том числе:	тыс. МВт-ч	3 584,15	3 983,64	3 983,64	3 983,64	3 983,64	3 983,64	3 983,64	3 983,64	3 983,64	3 983,64	3 983,64	3 983,64	3 983,64	3 983,64	3 983,64	3 983,64	3 983,64	3 983,64	3 983,64	3 983,64	3 983,64
по тепловизионному циклу	тыс. МВт-ч	1 979,97	2 089,37	2 089,37	2 089,37	2 089,37	2 089,37	2 089,37	2 089,37	2 089,37	2 089,37	2 089,37	2 089,37	2 089,37	2 089,37	2 089,37	2 089,37	2 089,37	2 089,37	2 089,37	2 089,37	2 089,37
Отпуск электрической энергии с шин	тыс. МВт-ч	3 281,66	3 650,66	3 377,48	3 386,02	3 962,44	3 974,09	3 979,50	3 982,76	3 985,22	3 997,30	3 990,09	3 992,24	3 993,68	3 994,99	3 995,26	4 005,74	3 996,48	3 996,86	3 996,86	3 996,86	3 996,86
Собственные нужды, всего, в том числе:	тыс. МВт-ч	302,488	332,981	326,52	326,32	357,25	358,89	359,72	360,22	360,46	364,82	360,9	361,07	361,14	361,34	361,38	365,58	361,41	361,46	361,46	361,46	361,46
то же, %	%	8,44%	8,36%	8,20%	8,19%	8,97%	9,01%	9,03%	9,04%	9,05%	9,16%	9,06%	9,06%	9,07%	9,07%	9,07%	9,18%	9,07%	9,07%	9,07%	9,07%	9,07%
Затрачено условного топлива всего, в том числе	тыс. тут	1 528,78	1 697,22	2 244,22	2 244,22	2 244,22	2 244,22	2 244,22	2 244,22	2 244,22	2 244,22	2 244,22	2 244,22	2 244,22	2 244,22	2 244,22	2 244,22	2 244,22	2 244,22	2 244,22	2 244,22	2 244,22
на выработку электрической энергии	тыс. тут	1 007,98	1 150,22	1 697,22	1 697,22	1 697,22	1 697,22	1 697,22	1 697,22	1 697,22	1 697,22	1 697,22	1 697,22	1 697,22	1 697,22	1 697,22	1 697,22	1 697,22	1 697,22	1 697,22	1 697,22	1 697,22
на выработку тепловой энергии	тыс. тут	520,80	547,00	547,00	547,00	547,00	547,00	547,00	547,00	547,00	547,00	547,00	547,00	547,00	547,00	547,00	547,00	547,00	547,00	547,00	547,00	547,00
УРУТ на выработку электрической энергии	г/кВт-ч	281,23	288,74	288,74	288,74	288,74	288,74	288,74	288,74	288,74	288,74	288,74	288,74	288,74	288,74	288,74	288,74	288,74	288,74	288,74	288,74	288,74
УРУТ на отпущенную электрическую энергию	г у.т./кВт-ч	307,2	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	116,7	115,49	116,13	116,11	115,91	116,05	116,02	115,99	116,02	116,01	116,01	116,01	116,01	116,01	116,01	116,01	116,01	116,01	116,01	116,01	116,01
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	130,46	130,5	130,5	130,5	130,5	130,5	130,5	130,5	130,5	130,5	130,5	130,5	130,5	130,5	130,5	130,5	130,5	130,5	130,5	130,5	130,5
Расход натурального топлива																						
Природный газ	тыс. куб.м.	1 305 713,0	1 428 410,0	1 428 410,0	1 428 410,0	1 428 410,0	1 428 410,0	1 428 410,0	1 428 410,0	1 428 410,0	1 428 410,0	1 428 410,0	1 428 410,0	1 428 410,0	1 428 410,0	1 428 410,0	1 428 410,0	1 428 410,0	1 428 410,0	1 428 410,0	1 428 410,0	1 428 410,0
мазут	тыс.т.	2,6	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Цены на топливо																						
Средневзвешенная среднегодовая цена на топливо	руб./т у.т.	4 368,91	4 499,97	4 634,96	4 774,00	4 917,21	5 064,72	5 216,66	5 373,15	5 534,33	5 700,35	5 871,35	6 047,49	6 228,90	6 415,76	6 608,22	6 806,45	7 010,64	7 220,94	7 437,56	7 660,67	7 890,48
среднегодовая цена - природный газ	руб./т у.т.	4 368,91	4 499,97	4 634,96	4 774,00	4 917,21	5 064,72	5 216,66	5 373,15	5 534,33	5 700,35	5 871,35	6 047,49	6 228,90	6 415,76	6 608,22	6 806,45	7 010,64	7 220,94	7 437,56	7 660,67	7 890,48
Тепловая энергия																						
Установленная тепловая мощность, в том числе:	Гкал/ч	4 092	4 092	4 092	4 092	3 973	3 973	3 973	3 973	3 973	3 973	3 973	3 973	3 973	3 973	3 973	3 973	3 973	3 973	3 973	3 973	3 973
базовая	Гкал/ч	2 052	2 052	2 052	2 052	1 606	1 606	1 606	1 606	1 606	1 606	1 606	1 606	1 606	1 606	1 606	1 606	1 606	1 606	1 606	1 606	1 606

Показатели	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
(теплофикационная турбоагрегатов)																						
пиковая, в том числе:	Гкал/ч	2 040	2 040	2 040	2 040	2 367	2 367	2 367	2 367	2 367	2 367	2 367	2 367	2 367	2 367	2 367	2 367	2 367	2 367	2 367	2 367	2 367
ПВК	Гкал/ч	2 040	2 040	2 040	2 040	2 040	2 040	2 040	2 040	2 040	2 040	2 040	2 040	2 040	2 040	2 040	2 040	2 040	2 040	2 040	2 040	2 040
РОУ	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ПГУ	Гкал/ч					327	327	327	327	327	327	327	327	327	327	327	327	327	327	327	327	327
Расчетная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	1 044,85	1 070,59	1 088,45	1 100,50	1 105,64	1 124,69	1 132,69	1 135,39	1 137,34	1 139,07	1 141,19	1 142,85	1 143,91	1 144,98	1 145,21	1 145,65	1 146,10	1 146,40	1 146,71	1 147,21	1 147,53
в паре	Гкал/ч	21,19	21,19	21,19	21,19	21,19	21,19	21,19	21,19	21,19	21,19	21,19	21,19	21,19	21,19	21,19	21,19	21,19	21,19	21,19	21,19	21,19
в горячей воде	Гкал/ч	1 023,66	1 049,40	1 067,26	1 079,31	1 084,45	1 103,50	1 111,50	1 114,20	1 116,15	1 117,88	1 120,00	1 121,66	1 122,72	1 123,79	1 124,02	1 124,46	1 124,91	1 125,21	1 125,52	1 126,02	1 126,34
Расчетная тепловая нагрузка собственных нужд/потери в тепловых сетях	Гкал/ч	194,92	198,35	198,35	198,35	198,35	198,35	198,35	198,35	198,35	198,35	198,35	198,35	198,35	198,35	198,35	198,35	198,35	198,35	198,35	198,35	198,35
Резерв (+)/Дефицит (-) УТМ	Гкал/ч	2 852,23	2 823,06	2 805,19	2 793,15	2 669,00	2 649,96	2 641,96	2 639,25	2 637,30	2 635,57	2 633,46	2 631,80	2 630,73	2 629,66	2 629,44	2 628,99	2 628,55	2 628,24	2 627,94	2 627,43	2 627,11
Число часов максимума тепловой нагрузки	час/год	986	1 008,00	1 026,00	1 038,00	1 043,00	1 063,00	1 072,00	1 075,00	1 077,00	1 079,00	1 081,00	1 082,00	1 084,00	1 085,00	1 085,00	1 085,00	1 086,00	1 086,00	1 086,00	1 087,00	1 087,00
Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ, всего (отпуск в сеть +ХН)	тыс. Гкал	3 984,876	4 184,133	4 117,663	4 138,758	4 147,924	4 181,856	4 196,112	4 200,936	4 209,038	4 216,622	4 223,962	4 231,295	4 237,103	4 242,689	4 247,182	4 251,726	4 256,363	4 260,338	4 191,580	4 191,580	4 191,580
Расход тепловой энергии на собственные нужды	тыс. Гкал	184,444	199,183	182,324	184,36	186,41	188,49	190,59	192,71	194,86	197,03	199,23	201,45	203,69	205,96	208,26	210,58	212,93	215,3	215,3	215,3	215,3
то же, % от выработки тепла с учетом СН и ХН	%	4,6%	4,8%	4,4%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,6%	4,6%	4,7%	4,7%	4,8%	4,8%	4,9%	4,9%	5,0%	5,0%	5,1%	5,1%	5,1%	5,1%
Расчет НВВ на отпуск тепловой энергии (без НДС)																						
Материальные затраты	тыс. руб.	42 494,70	60 992,38	41 759,93	43 430,33	45 167,54	46 974,24	48 853,21	50 807,34	52 839,64	54 953,22	57 151,35	59 437,40	61 814,90	64 287,50	66 859,00	69 533,36	72 314,69	75 207,28	78 215,57	81 344,19	84 597,96
Услуги сторонних организаций	тыс. руб.	21 523,57	6 581,53	6 963,26	7 241,79	7 531,47	7 832,72	8 146,03	8 471,87	8 810,75	9 163,18	9 529,71	9 910,89	10 307,33	10 719,62	11 148,41	11 594,35	12 058,12	12 540,44	13 042,06	13 563,74	14 106,29
услуги по подрядному ремонту	тыс. руб.	103 148,74	160 641,71	169 958,93	176 757,29	183 827,58	191 180,68	198 827,91	206 781,03	215 052,27	223 654,36	232 600,53	241 904,56	251 580,74	261 643,97	272 109,73	282 994,11	294 313,88	306 086,43	318 329,89	331 063,09	344 305,61
вода на технологические цели	тыс. руб.																					
Энергия всех видов со стороны	тыс. руб.	2 898,54	4 452,83	3 142,43	3 434,68	3 582,37	3 736,41	3 897,08	4 064,65	4 239,43	4 421,73	4 611,86	4 810,17	5 017,01	5 232,74	5 457,75	5 692,43	5 937,21	6 192,51	6 458,78	6 736,51	7 026,18
Топливо	тыс. руб.	2 804 345,35	2 826 651,79	3 319 033,48	3 670 851,03	4 001 227,63	4 281 313,56	4 581 005,51	4 901 675,89	5 244 793,21	5 611 928,73	6 004 763,74	6 425 097,20	6 874 854,01	7 356 093,79	7 871 020,35	8 421 991,78	9 011 531,20	9 642 338,39	10 317 302,08	11 039 513,22	11 812 279,15
Расходы на оплату труда	тыс. руб.	344 336,28	263 706,54	290 077,20	301 680,28	313 747,50	326 297,40	339 349,29	352 923,26	367 040,19	381 721,80	396 990,67	412 870,30	429 385,11	446 560,52	464 422,94	482 999,85	502 319,85	522 412,64	543 309,15	565 041,51	587 643,18
Страховые взносы	тыс. руб.	102 181,95	76 474,90	84 122,39	87 487,28	90 986,77	94 626,24	98 411,29	102 347,75	106 441,66	110 699,32	115 127,30	119 732,39	124 521,68	129 502,55	134 682,65	140 069,96	145 672,76	151 499,67	157 559,65	163 862,04	170 416,52
Амортизация основных фондов	тыс. руб.	52 719,49	79 233,94	65 171,85	65 171,85	65 171,85	65 171,85	65 171,85	65 171,85	65 171,85	65 171,85	65 171,85	65 171,85	65 171,85	65 171,85	65 171,85	65 171,85	65 171,85	65 171,85	65 171,85	65 171,85	65 171,85
Прочие расходы, не распределяемые по элементам, в том числе:	тыс. руб.	18 091,84	10 472,57	16 613,69	16 613,69	16 613,69	16 613,69	16 613,69	16 613,69	16 613,69	16 613,69	16 613,69	16 613,69	16 613,69	16 613,69	16 613,69	16 613,69	16 613,69	16 613,69	16 613,69	16 613,69	16 613,69
Целевые средства на НИОКР	тыс. руб.																					
Средства на страхование	тыс. руб.	84,34	187,17	188,62	188,62	188,62	188,62	188,62	188,62	188,62	188,62	188,62	188,62	188,62	188,62	188,62	188,62	188,62	188,62	188,62	188,62	188,62
Плата за предельно	тыс.	114,00	126,63	113,13	113,13	113,13	113,13	113,13	113,13	113,13	113,13	113,13	113,13	113,13	113,13	113,13	113,13	113,13	113,13	113,13	113,13	113,13

Показатели	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
допустимые выбросы (сбросы)	руб.																					
Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы)	тыс. руб.	17 893,50	10 158,77	16 311,94	16 311,94	16 311,94	16 311,94	16 311,94														
Земельный налог	тыс. руб.	8 490,53	1 961,75	7 239,97	7 239,97	7 239,97	7 239,97	7 239,97	7 239,97	7 239,97	7 239,97	7 239,97	7 239,97									
Транспортный налог	тыс. руб.	14,19	11,22	11,05	11,05	11,05	11,05	11,05	11,05	11,05	11,05	11,05	11,05	11,05	11,05	11,05	11,05	11,05	11,05	11,05	11,05	11,05
Налог на имущество	тыс. руб.	9 388,60	8 185,67	9 060,92	9 060,92	9 060,92	9 060,92	9 060,92	9 060,92	9 060,92	9 060,92	9 060,92	9 060,92									
Прочие налоги	тыс. руб.	0,17	0,13																			
Расходы на аренду имущества																						
Прочие расходы	тыс. руб.	91 744,32	153 965,88	191 576,42	199 239,48	207 209,05	215 497,42	224 117,31	233 082,01	242 405,29	252 101,50	262 185,56	272 672,98	283 579,90	294 923,09	306 720,02	318 988,82	331 748,37	345 018,31	358 819,04	373 171,80	388 098,67
ИТОГО затраты на производство	тыс. руб.	3 583 484,78	3 643 174,07	4 188 419,59	4 571 907,71	4 935 065,45	5 249 244,23	5 584 393,19	5 941 939,35	6 323 407,97	6 730 429,39	7 164 746,27	7 628 221,44	8 122 846,23	8 650 749,32	9 214 206,39	9 815 650,21	10 457 681,62	11 143 081,21	11 874 821,77	12 656 081,66	13 490 259,11
Внереализационные расходы	тыс. руб.	251,76	210,89	223,12	232,05	241,33	250,98	261,02	271,46	282,32	293,61	305,36	317,57	330,27	343,49	357,22	371,51	386,37	401,83	417,90	434,62	452,00
Расходы, не учитываемые в целях налогообложения	тыс. руб.	333,16	66 210,28	198,09	198,09	198,09	198,09	198,09	198,09	198,09	198,09	198,09	198,09	198,09	198,09	198,09	198,09	198,09	198,09	198,09	198,09	198,09
Налог на прибыль	тыс. руб.	83,29	16 552,57	66,03																		
Корректировка за счет фактической НВВ	тыс. руб.	-31 734,01	-74 311,64	-17 382,26																		
Недополученный по независящим причинам доход	тыс. руб.																					
Избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования	тыс. руб.	-95 827,32	0,00																			
ИТОГО затраты на производство	тыс. руб.	3 456 591,65	3 651 836,17	4 171 524,56	4 572 337,84	4 935 504,87	5 249 693,29	5 584 852,30	5 942 408,90	6 323 888,38	6 730 921,09	7 165 249,71	7 628 737,10	8 123 374,59	8 651 290,90	9 214 761,70	9 816 219,81	10 458 266,08	11 143 681,13	11 875 437,76	12 656 714,36	13 490 909,20
Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности в том числе РПП	тыс. руб.																					
НВВ без инвест. составляющей	тыс. руб.	3 456 591,65	3 651 836,17	4 171 524,56	4 572 337,84	4 935 504,87	5 249 693,29	5 584 852,30	5 942 408,90	6 323 888,38	6 730 921,09	7 165 249,71	7 628 737,10	8 123 374,59	8 651 290,90	9 214 761,70	9 816 219,81	10 458 266,08	11 143 681,13	11 875 437,76	12 656 714,36	13 490 909,20
НВВ с инвестиционной составляющей	тыс. руб.	3 456 591,65	3 651 836,17	4 311 949,31	4 862 769,84	4 965 112,87	5 473 640,44	5 742 656,87	5 942 408,90	6 323 888,38	6 730 921,09	7 165 249,71	7 628 737,10	8 123 374,59	8 651 290,90	9 214 761,70	9 816 219,81	10 458 266,08	11 143 681,13	11 875 437,76	12 656 714,36	13 490 909,20
Потребности в инвестициях	тыс. руб.	1 796,25	58 848,95	334 188,23	386 684,09	159 890,10	551 383,85	315 609,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
То же накопленным итогом	тыс. руб.	1 796,25	60 645,20	394 833,43	781 517,52	941 407,62	1 492 791,47	1 808 400,61	1 808 400,61	1 808 400,61	1 808 400,61	1 808 400,61										
Собственные источник финансирования	тыс. руб.	1 796,25	58 848,95	334 188,23	386 684,09	159 890,10	551 383,85	315 609,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
амортизация объектов строительства, реконструкции, тех. перевооружения и (или) модернизации (горячая вода)	тыс. руб.	1 796,25	58 848,95	65 171,85	65 171,85	65 171,85	65 171,85	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Показатели	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
амортизация прочие не регулируемые виды деятельности	тыс. руб.			128 591,63	31 080,24	35 502,25	38 317,70															
капиталовложения из прибыли	тыс. руб.			140 424,75	290 432,00	29 608,00	223 947,15	157 804,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
плата за технологическое присоединение	тыс. руб.																					
возвратный НДС	тыс. руб.																					
прочие собственные средства (нетарифные источники)	тыс. руб.					29 608,00	223 947,15	157 804,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Дефицит собственных средств	тыс. руб.																					
Привлеченные средства	тыс. руб.																					

Табл.2.2. Тарифно-балансовая модель котельной в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1 АО "Татэнерго" - котельный цех БСИ с учетом предложений по техническому перевооружению на плановый период до 2043 г.

Показатели	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Установленная тепловая мощность котельной	Гкал/ч	590	590	590	590	590	590	590	590	590	590	590	590	590	590	590	590	590	590	590	590	590
Ввод мощности	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Вывод мощности	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов	лет	36,3	37,3	38,3	39,3	40,3	41,3	42,3	43,3	44,3	45,3	46,3	47,3	48,3	49,3	50,3	51,3	52,3	53,3	54,3	55,3	56,3
Располагаемая мощность оборудования	Гкал/ч	488,7	488,7	488,7	488,7	488,7	488,7	488,7	488,7	488,7	488,7	488,7	488,7	488,7	488,7	488,7	488,7	488,7	488,7	488,7	488,7	488,7
Собственные нужды	Гкал/ч	1,16	5,29	5,24	3,9	4,81	4,65	4,45	4,64	4,58	4,56	4,59	4,58	4,57	4,58	4,58	4,58	4,58	4,58	4,58	4,58	4,58
Потери мощности в тепловой сети	Гкал/ч	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54
Хозяйственные нужды	Гкал/ч	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93
Расчетная присоединенная тепловая нагрузка, в том числе:	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	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6
Отопление, вентиляция	Гкал/ч	6,52	6,52	6,52	6,52	6,52	6,52	6,52	6,52	6,52	6,52	6,52	6,52	6,52	6,52	6,52	6,52	6,52	6,52	6,52	6,52	6,52
ГВС	Гкал/ч	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в паре	Гкал/ч	10,73	10,73	10,73	10,73	10,73	10,73	10,73	10,73	10,73	10,73	10,73	10,73	10,73	10,73	10,73	10,73	10,73	10,73	10,73	10,73	10,73
Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	466,74	462,61	462,66	464	463,09	463,25	463,45	463,26	463,32	463,34	463,31	463,32	463,33	463,32	463,32	463,32	463,32	463,32	463,32	463,32	463,32
Доля резерва (от установленной мощности)	%	79,11%	78,41%	78,42%	78,64%	78,49%	78,52%	78,55%	78,52%	78,53%	78,53%	78,53%	78,53%	78,53%	78,53%	78,53%	78,53%	78,53%	78,53%	78,53%	78,53%	78,53%
Тепловая энергия																						
Выработано тепловой энергии	тыс. Гкал	100,692	62,539	62,539	62,539	62,539	62,539	62,539	62,539	62,539	62,539	62,539	62,539	62,539	62,539	62,539	62,539	62,539	62,539	62,539	62,539	62,539
Собственные нужды котельной	тыс. Гкал	9,144	12,322	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257
Отпущено с коллекторов (отпуск в сеть +ХН)	тыс. Гкал	88,75	51,93	51,86	51,86	51,86	51,86	51,86	51,86	51,86	51,86	51,86	51,86	51,86	51,86	51,86	51,86	51,86	51,86	51,86	51,86	51,86
в том числе горячая вода	тыс. Гкал	56,131	23,470	28,509	23,470	23,470	23,470	23,470	23,470	23,470	23,470	23,470	23,470	23,470	23,470	23,470	23,470	23,470	23,470	23,470	23,470	23,470
Затрачено условного топлива на выработку тепловой энергии, в том числе:	тыс. т у.т.	15,444	9,655	9,655	9,655	9,655	9,655	9,655	9,655	9,655	9,655	9,655	9,655	9,655	9,655	9,655	9,655	9,655	9,655	9,655	9,655	9,655
газ	тыс. т у.т.	15,436	9,647	9,647	9,647	9,647	9,647	9,647	9,647	9,647	9,647	9,647	9,647	9,647	9,647	9,647	9,647	9,647	9,647	9,647	9,647	9,647
мазут	тыс. т у.т.	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008

Показатели	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
УРУТ на выработанную тепловую энергию	кг у.т/Гкал	153,4	154,9	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155
УРУТ на отпущенную тепловую энергию	кг у.т/Гкал	174	199,3	199,5	199,5	199,5	199,5	199,5	199,5	199,5	199,5	199,5	199,5	199,5	199,5	199,5	199,5	199,5	199,5	199,5	199,5	199,5
Средневзвешенный КИТТ выработки	%	1,18%	1,23%	1,23%	1,23%	1,23%	1,23%	1,23%	1,23%	1,23%	1,23%	1,23%	1,23%	1,23%	1,23%	1,23%	1,23%	1,23%	1,23%	1,23%	1,23%	1,23%
Расход натурального топлива, в том числе:																						
газ	тыс. м3	13 079,00	8 142,00																			
мазут	тыс. т	5,87	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86
Операционные расходы	тыс. руб.	67 758,74	71 900,47	78 578,77	81 721,92	84 990,79	88 390,42	91 926,04	95 603,08	99 427,21	103 404,29	107 540,47	111 842,09	116 315,77	120 968,40	125 807,14	130 839,42	136 073,00	141 515,92	147 176,55	153 063,62	159 186,16
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс. руб.	49 487,20	55 525,25	91 321,83	100 884,01	109 497,53	116 883,12	124 773,69	133 204,08	142 211,53	151 835,88	162 119,73	173 108,62	184 851,28	197 399,81	210 809,91	225 141,19	240 457,36	256 826,58	274 321,74	293 020,82	313 007,18
Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	20 553,61	19 366,59	20 490,23	21 090,08	21 713,92	22 362,71	23 037,46	23 739,19	24 469,00	25 228,00	26 017,35	26 838,29	27 692,05	28 579,97	29 503,41	30 463,78	31 462,57	32 501,31	33 581,60	34 705,10	35 873,55
Итого расходов	тыс. руб.	137 799,54	146 792,31	190 390,83	203 696,00	216 202,24	227 636,25	239 737,19	252 546,35	266 107,74	280 468,17	295 677,55	311 788,99	328 859,11	346 948,18	366 120,46	386 444,39	407 992,93	430 843,81	455 079,90	480 789,54	508 066,88
Выпадающие расходы по факту предыдущего года / Корректировка	тыс. руб.	-108 891,46	1 142,82	143 662,75																		
Внерезультационные расходы	тыс. руб.	1,22	2,82	2,98																		
Расходы, не учитываемые в целях налогообложения	тыс. руб.	1 013,83	37,23	0,00																		
Налог на прибыль	тыс. руб.	253,46	9,31	0,00	32,52	32,52	32,52	32,52	32,52	32,52	32,52	32,52	32,52	32,52	32,52	32,52	32,52	32,52	32,52	32,52	32,52	32,52
Необходимая валовая выручка (НВВ) без инвест составляющей	тыс. руб.	30 176,59	147 984,49	334 056,56	203 728,52	216 234,76	227 668,77	239 769,71	252 578,87	266 140,26	280 500,69	295 710,07	311 821,51	328 891,63	346 980,70	366 152,98	386 476,91	408 025,45	430 876,33	455 112,42	480 822,06	508 099,40
НВВ на горячую воду	тыс. руб.	19 085,55	52 945,60	94 310,78	91 677,84	97 305,64	102 450,95	107 896,37	113 660,49	119 763,12	126 225,31	133 069,53	140 319,68	148 001,23	156 141,32	164 768,84	173 914,61	183 611,45	193 894,35	204 800,59	216 369,93	228 644,73
НВВ с инвестиционной составляющей	тыс. руб.	30 176,59	147 984,49	334 056,56																		
Потребности в инвестициях	тыс. руб.																					
То же накопленным итогом	тыс. 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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Собственные источник финансирования	тыс. руб.																					
амортизация объектов строительства, реконструкции, тех. перевооружения и (или) модернизации (горячая вода)	тыс. руб.																					
капиталовложения из прибыли	тыс. руб.																					
плата за технологическое присоединение	тыс. руб.																					
возвратный НДС	тыс. руб.																					
прочие собственные средства (нетарифные источники)	тыс. руб.																					
Дефицит собственных средств	тыс. руб.																					
Привлеченные средства	тыс. руб.																					

Табл. 2.3. Тарифно-балансовая модель передачи тепловой энергии в системе теплоснабжения г. Набережные Челны в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1 – филиал АО «Татэнерго» Набережночелнинские тепловые сети с учетом предложений по техническому перевооружению.

Показатели	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Передача тепловой энергии																						
Принято тепловой энергии с коллекторов источников	тыс. Гкал	3 345,396	3 268,710	3 371,425	3 336,097	3 345,263	3 379,195	3 393,451	3 398,275	3 406,377	3 413,961	3 421,301	3 428,634	3 434,443	3 440,029	3 444,522	3 449,065	3 453,702	3 457,678	3 457,678	3 457,678	3 457,678
Приобретено тепловой энергии на компенсацию технологических потерь	тыс. Гкал	407,016	465,071	383,001	383,001	383,001	383,001	383,001	383,001	383,001	383,001	383,001	383,001	383,001	383,001	383,001	383,001	383,001	383,001	383,001	383,001	383,001
Полезно отпущено потребителям	тыс. Гкал	2 828,693	2 882,210	2 988,424	2 953,096	2 962,262	2 996,194	3 010,450	3 015,274	3 023,376	3 030,960	3 038,300	3 045,633	3 051,442	3 057,028	3 061,521	3 066,064	3 070,701	3 074,677	3 074,677	3 074,677	3 074,677
Потери при передаче по тепловым сетям	тыс. Гкал	407,016	445,541	383,001	383,001	383,001	383,001	383,001	383,001	383,001	383,001	383,001	383,001	383,001	383,001	383,001	383,001	383,001	383,001	383,001	383,001	383,001
Тоже в %	%	12,2%	13,6%	11,4%	11,5%	11,4%	11,3%	11,3%	11,3%	11,2%	11,2%	11,2%	11,2%	11,2%	11,1%	11,1%	11,1%	11,1%	11,1%	11,1%	11,1%	11,1%
Расходы по содержанию теплосетевого хозяйства	тыс. руб.																					
Операционные расходы	тыс. руб.	648 912,72	744 726,25	831 356,35	864 610,60	899 195,03	935 162,83	972 569,34	1 011 472,12	1 051 931,00	1 094 008,24	1 137 768,57	1 183 279,31	1 230 610,49	1 279 834,91	1 331 028,30	1 384 269,43	1 439 640,21	1 497 225,82	1 557 114,85	1 619 399,45	1 684 175,42
в том числе																						
Затраты на оплату труда	тыс. руб.	279 887,37	331 398,29	378 517,82	393 658,53	409 404,87	425 781,07	442 812,31	460 524,80	478 945,79	498 103,63	518 027,77	538 748,88	560 298,84	582 710,79	606 019,22	630 259,99	655 470,39	681 689,21	708 956,77	737 315,05	766 807,65
Расходы на ремонт	тыс. руб.	175 543,31	183 793,87	201 911,04	209 987,48	218 386,98	227 122,46	236 207,36	245 655,66	255 481,88	265 701,16	276 329,20	287 382,37	298 877,67	310 832,77	323 266,09	336 196,73	349 644,60	363 630,38	378 175,60	393 302,62	409 034,73
Работы и услуги производственного характера	тыс. руб.	64 295,39	80 598,27	88 543,11	92 084,84	95 768,23	99 598,96	103 582,92	107 726,23	112 035,28	116 516,69	121 177,36	126 024,46	131 065,43	136 308,05	141 760,37	147 430,79	153 328,02	159 461,14	165 839,59	172 473,17	179 372,10
Сырье, основные материалы	тыс. руб.	43 469,67	53 436,17	55 448,18	57 666,11	59 972,76	62 371,67	64 866,53	67 461,19	70 159,64	72 966,03	75 884,67	78 920,06	82 076,86	85 359,93	88 774,33	92 325,30	96 018,32	99 859,05	103 853,41	108 007,55	112 327,85
Другие затраты, относимые на себестоимость продукции, всего, в т.ч.:	тыс. руб.	85 716,98	95 499,65	106 936,19	111 213,64	115 662,19	120 288,67	125 100,22	130 104,23	135 308,40	140 720,73	146 349,56	152 203,55	158 291,69	164 623,36	171 208,29	178 056,62	185 178,89	192 586,04	200 289,48	208 301,06	216 633,11
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс. руб.	110 204,60	98 307,56	112 095,56	122 520,45	127 788,83	133 283,75	139 014,95	144 992,59	151 227,28	157 730,05	164 512,44	171 586,47	178 964,69	186 660,18	194 686,56	203 058,08	211 789,58	220 896,53	230 395,09	240 302,07	250 635,06
электроэнергия		110 204,60	98 307,56	112 095,56	122 520,45	127 788,83	133 283,75	139 014,95	144 992,59	151 227,28	157 730,05	164 512,44	171 586,47	178 964,69	186 660,18	194 686,56	203 058,08	211 789,58	220 896,53	230 395,09	240 302,07	250 635,06
вода																						
Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	454 656,48	643 349,89	698 632,24	702 871,35	707 280,33	711 865,66	716 634,41	721 593,91	726 751,79	732 115,98	737 694,74	743 496,65	749 530,64	755 805,99	762 332,35	769 119,76	776 178,68	783 519,94	791 154,86	799 095,18	807 353,11
в том числе																						
Страховые взносы	тыс. руб.	78 368,46	92 791,52	105 984,99	110 224,39	114 633,36	119 218,70	123 987,45	128 946,94	134 104,82	139 469,02	145 047,78	150 849,69	156 883,67	163 159,02	169 685,38	176 472,80	183 531,71	190 872,98	198 507,90	206 448,21	214 706,14
Средства на страхование	тыс. руб.	8,46	6,92	5,77	5,77	5,77	5,77	5,77	5,77	5,77	5,77	5,77	5,77	5,77	5,77	5,77	5,77	5,77	5,77	5,77	5,77	5,77
Плата за предельно допустимые выбросы (сбросы)	тыс. руб.	18,31	35,81	51,27	51,27	51,27	51,27	51,27	51,27	51,27	51,27	51,27	51,27	51,27	51,27	51,27	51,27	51,27	51,27	51,27	51,27	51,27
Амортизация	тыс. руб.	305 904,39	478 133,79	511 249,85	511 249,85	511 249,85	511 249,85	511 249,85	511 249,85	511 249,85	511 249,85	511 249,85	511 249,85	511 249,85	511 249,85	511 249,85	511 249,85	511 249,85	511 249,85	511 249,85	511 249,85	511 249,85
Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы)	тыс. руб.	70 356,86	72 381,85	81 340,08	81 340,08	81 340,08	81 340,08	81 340,08	81 340,08	81 340,08	81 340,08	81 340,08	81 340,08	81 340,08	81 340,08	81 340,08	81 340,08	81 340,08	81 340,08	81 340,08	81 340,08	81 340,08
Земельный налог	тыс. руб.	4 054,13	704,01	696,08	696,08	696,08	696,08	696,08	696,08	696,08	696,08	696,08	696,08	696,08	696,08	696,08	696,08	696,08	696,08	696,08	696,08	696,08
Транспортный налог	тыс. руб.	0,00	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06
Налог на имущество	тыс.	66	71	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80

Показатели	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
	руб.	302,73	667,78	633,94	633,94	633,94	633,94	633,94	633,94	633,94	633,94	633,94	633,94	633,94	633,94	633,94	633,94	633,94	633,94	633,94	633,94	633,94
Итого расходов	тыс. руб.	1 213 773,80	1 486 383,70	1 642 084,15	1 690 002,41	1 734 264,19	1 780 312,24	1 828 218,71	1 878 058,62	1 929 910,06	1 983 854,27	2 039 975,75	2 098 362,44	2 159 105,82	2 222 301,07	2 288 047,21	2 356 447,28	2 427 608,47	2 501 642,30	2 578 664,80	2 658 796,70	2 742 163,60
Внерезидентные расходы	тыс. руб.	82,85	1,32	1,45	1,51	1,57	1,63	1,69	1,76	1,83	1,90	1,98	2,06	2,14	2,23	2,32	2,41	2,51	2,61	2,71	2,82	2,93
Корректировка за счет фактической НВВ/РПП	тыс. руб.	203 981,78	119 162,21	108 437,14	84 500,12	86 713,21	89 015,61	91 410,94	93 902,93	96 495,50	99 192,71	101 998,79	104 918,12	107 955,29	111 115,05	114 402,36	117 822,36	121 380,42	125 082,11	128 933,24	132 939,83	137 108,18
Недополученный по независящим причинам доход	тыс. руб.																					
Избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования	тыс. руб.	-26 543,60	0,00	0,00																		
Необходимая валовая выручка (НВВ) от осуществления деятельности по оказанию услуг по передаче тепловой энергии без инвест составляющей, в том числе:	тыс. руб.	1 391 294,83	1 605 547,23	1 750 522,74	1 774 504,04	1 820 978,96	1 869 329,48	1 919 631,33	1 971 963,31	2 026 407,40	2 083 048,89	2 141 976,52	2 203 282,62	2 267 063,25	2 333 418,35	2 402 451,89	2 474 272,06	2 548 991,40	2 626 727,02	2 707 600,75	2 791 739,35	2 879 274,71
НВВ с инвестиционной составляющей	тыс. руб.	2 033 104,58	2 210 764,62	2 744 428,84	2 859 844,08	2 986 786,87	3 030 747,91	3 127 506,50	3 228 153,48	2 837 242,08	2 893 883,57	2 141 976,52	2 867 600,73	2 475 063,25	2 549 738,35	2 627 424,69	2 708 243,77	2 792 321,98	2 879 790,82	2 970 787,11	3 065 453,16	3 163 937,07
Налог на прибыль	тыс. руб.	128 361,95	121 043,48	248 476,53	271 335,01	291 451,98	290 354,61	301 968,79	314 047,54	202 708,67	202 708,67	0,00	166 079,53	52 000,00	54 080,00	56 243,20	58 492,93	60 832,65	63 265,95	65 796,59	68 428,45	71 165,59
Потребности в инвестициях	тыс. руб.	513 447,80	484 173,91	745 429,58	814 005,03	874 355,93	871 063,82	905 558,87	942 574,18	608 126,01	608 126,01	464,67	498 238,58	25 893 078,83	23 801 311,58	24 900 870,17	33 342 327,17	38 391 224,50	26 250 885,83	11 861 669,67	9 806 897,67	10 927 681,50
То же накопленным итогом	тыс. руб.	513 447,80	997 621,71	1 743 051,28	2 557 056,31	3 431 412,24	4 302 476,06	6 490 034,93	7 918 609,11	8 526 735,1	9 134 861	9 490 326	9 988 564	35 881 643,21	59 682 954,79	84 583 824,96	117 926 152,13	156 317 376,63	182 568 262,46	194 429 932,13	204 236 829,80	215 164 511,30
Собственные источники финансирования	тыс. руб.	513 447,80	484 173,91	745 429,58	814 005,03	874 355,93	871 063,82	905 906,37	942 142,63	608 126,01	608 126,01	355 464,67	498 238,58	156 000,00	162 240,00	168 729,60	175 478,78	182 497,94	189 797,85	197 389,77	205 285,36	213 496,77
амортизация объектов строительства, реконструкции, тех. перевооружения и (или) модернизации (горячая вода)	тыс. руб.																					
капиталовложения из прибыли	тыс. руб.	513 447,80	484 173,91	745 429,58	814 005,03	874 355,93	871 063,82	905 906,37	942 142,63	608 126,01	608 126,01	0,00	498 238,58	156 000,00	162 240,00	168 729,60	175 478,78	182 497,94	189 797,85	197 389,77	205 285,36	213 496,77
плата за технологическое присоединение	тыс. руб.																					
прочие собственные средства (нетарифные источники)	тыс. руб.							1 281 652,50	486 431,55	0,00	0,00		0,00	25 737 078,83	23 639 071,58	24 732 140,57	33 166 848,39	38 208 726,56	26 061 087,98	11 664 279,90	9 601 612,31	10 714 184,73
Дефицит собственных средств	тыс. руб.																					
Привлеченные средства	тыс. руб.																					

Табл.2.4. Тарифно-балансовая модель сбыта в системе теплоснабжения г. Набережные Челны в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1 – филиал АО «Татэнерго» с учетом предложений по техническому перевооружению

Наименование	Ед. изм.	2023 г.	2024 г.	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.	2041 г.	2042 г.	2043 г.
Сырье, основные материалы	тыс. руб.	35,74	374,15	395,85	411,68	428,15	445,27	463,08	481,61	500,87	520,91	541,74	563,41	585,95	609,39	633,76	659,11	685,48	712,90	741,41	771,07	801,91
Вспомогательные материалы	тыс. 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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Работы и услуги производственног о характера	тыс. 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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Наименование	Ед. изм.	2023 г.	2024 г.	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.	2041 г.	2042 г.	2043 г.
Энергия	тыс. 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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Затраты на оплату труда	тыс. руб.	33 287,59	33 287,59	42 327,89	44 021,00	45 781,84	47 613,11	49 517,64	51 498,34	53 558,28	55 700,61	57 928,63	60 245,78	62 655,61	65 161,84	67 768,31	70 479,04	73 298,20	76 230,13	79 279,34	82 450,51	85 748,53
Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	9 320,53	10 774,37	11 851,81	12 325,88	12 818,92	13 331,67	13 864,94	14 419,54	14 996,32	15 596,17	16 220,02	16 868,82	17 543,57	18 245,31	18 975,13	19 734,13	20 523,50	21 344,44	22 198,21	23 086,14	24 009,59
Амортизация основных средств	тыс. 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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие затраты всего, в том числе:	тыс. руб.	12 577,35	12 723,27	8 106,93	8 431,21	8 768,46	9 119,20	9 483,97	9 863,32	10 257,86	10 668,17	11 094,90	11 538,69	12 000,24	12 480,25	12 979,46	13 498,64	14 038,59	14 600,13	15 184,13	15 791,50	16 423,16
Средства на страхование	тыс. 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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Плата за предельно допустимые выбросы (сбросы)	тыс. 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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расходы на ремонт	тыс. 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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы)	тыс. 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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Другие затраты, относимые на себестоимость продукции, всего, в т.ч.:	тыс. руб.	12 577,35	12 723,27	8 106,93	8 431,21	8 768,46	9 119,20	9 483,97	9 863,32	10 257,86	10 668,17	11 094,90	11 538,69	12 000,24	12 480,25	12 979,46	13 498,64	14 038,59	14 600,13	15 184,13	15 791,50	16 423,16
- Арендная плата	тыс. руб.	5 232,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого расходов	тыс. руб.	55 221,21	57 159,38	62 682,47	65 189,77	67 797,36	70 509,26	73 329,63	76 262,81	79 313,33	82 485,86	85 785,29	89 216,71	92 785,37	96 496,79	100 356,66	104 370,93	108 545,76	112 887,59	117 403,10	122 099,22	126 983,19
Внерезидентные расходы	тыс. руб.	0,00	401,73	270,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расходы, не учитываемые в целях налогообложения	тыс. 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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Налог на прибыль	тыс. 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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Корректировка за счет фактической НВВ	тыс. 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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Недополученный по независящим причинам доход	тыс. руб.																					
Избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования	тыс. 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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ИТОГО НВВ		55 221,21	57 561,11	62 953,08	65 189,77	67 797,36	70 509,26	73 329,63	76 262,81	79 313,33	82 485,86	85 785,29	89 216,71	92 785,37	96 496,79	100 356,66	104 370,93	108 545,76	112 887,59	117 403,10	122 099,22	126 983,19

Табл.2.5. Тарифно-балансовая модель передачи тепловой энергии по тепловым сетям ООО "Тепловые сети Западного вывода" в системе теплоснабжения г. Набережные Челны в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1 АО "Татэнерго" с учетом предложений по техническому перевооружению.

Показатели	Ед. изм.	2023	2024	2025	2043
Передача тепловой энергии						
Установленная тепловая мощность	Гкал/час	43,8	43,8			
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/час	11,35	10,16			
Отпуск тепловой энергии в тепловые сети	тыс. Гкал	30,068	18,917			
Приобретено тепловой энергии на компенсацию технологических потерь	тыс. Гкал	19,531	11,169			
Полезно отпущено потребителям	тыс. Гкал	10,537	7,747			
Потери при передаче по тепловым сетям	тыс. Гкал	19,531	11,169			
Тоже в %	%	100,0%	59,0%			
Расходы по содержанию теплосетевого хозяйства	тыс. руб.	23 999,38	16 527,00			
Вспомогательные материалы, в том числе:	тыс. руб.	313,01	0			
Расходы на приобретение материалов для эксплуатации и текущего ремонта оборудования	тыс. руб.	313,01	0,00			
Услуги производственного характера	тыс. руб.	1 293,63	2 185,00			
В том числе капитальный ремонт (нормативный)	тыс. руб.	313,01	6,00			
Покупная энергия	тыс. руб.	17 396,28	9 680,00			
В том числе: на технологические цели, в том числе:	тыс. руб.	17 396,28	9 680,00			
электрическая энергия на производственные нужды	тыс. руб.	1,12	2,00			
Тепловая энергия на технологические нужды (потери)	тыс. руб.	17 395,16	9 678,00			
Затраты на оплату труда	тыс. руб.	2 352,79	2 241,00			
Страховые взносы	тыс. руб.	669,86	629,00			
Амортизация, в том числе:	тыс. руб.	1 174,93	1 175,00			
Прочие расходы, в том числе:	тыс. руб.	798,88	617,00			
аренда	тыс. руб.	617,00	448,00			
Прибыль, всего	тыс. руб.	-901,38	726,00			
Необходимая валовая выручка (НВВ) от осуществления деятельности по оказанию услуг по передаче тепловой энергии, в том числе:	тыс. руб.	23 098,00	17 253,00			

Вывод из эксплуатации тепловых сетей

Табл. 2.6. Тарифно-балансовая модель конечного тарифа в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1 (АО "Татэнерго") с учетом предложений по техническому перевооружению, для потребителей, подключенных к сетям АО "Татэнерго" руб./Гкал (без НДС) на плановый период до 2043 года.

		2023 г.	2024 г.	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.	2041 г.	2042 г.	2043 г.
1. Отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	3 321,42	3 398,70	3 386,45	3 407,31	3 415,86	3 449,07	3 464,69	3 474,10	3 480,83	3 486,78	3 494,10	3 499,91	3 503,67	3 507,44	3 508,23	3 509,80	3 511,36	3 512,44	3 696,82	3 698,97	3 700,33
2. Расход тепловой энергии на потери	тыс.Гкал	503,55	387,49	387,49	387,49	387,49	387,49	387,49	387,49	387,49	387,49	387,49	387,49	387,49	387,49	387,49	387,49	387,49	387,49	387,49	387,49	387,49
3. Полезный отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	2 817,87	3 011,21	2 998,96	3 019,82	3 028,37	3 061,58	3 077,20	3 086,61	3 093,34	3 099,29	3 106,61	3 112,42	3 116,18	3 119,95	3 120,74	3 122,31	3 123,87	3 124,95	3 309,33	3 311,48	3 312,84
4. НВВ (без инвестиций)	тыс. руб.	4 241 365,66	5 169 683,42	5 978 874,56	6 177 770,23	6 178 253,96	6 590 251,05	6 758 341,17	6 866 313,17	7 198 459,93	7 363 561,61	7 720 267,48	7 902 430,27	8 183 541,56	8 475 845,25	8 774 326,89	9 085 953,38	9 409 798,97	9 745 381,76	10 484 794,59	10 864 903,55	11 258 199,44
НВВ на производство	тыс. руб.	2 829 052,70	3 436 157,85	4 103 355,82	4 335 830,63	4 296 484,65	4 667 298,34	4 792 804,21	4 856 742,30	5 055 489,45	5 261 369,92	5 477 964,13	5 701 188,50	5 930 222,05	6 168 666,52	6 411 445,04	6 665 459,80	6 929 718,07	7 203 668,53	7 879 332,10	8 193 500,40	8 518 587,03
НВВ на передачу	тыс. руб.	1 352 799,55	1 664 719,42	1 802 721,84	1 766 012,43	1 802 805,05	1 840 829,88	1 880 129,22	1 920 746,81	2 050 593,46	2 006 119,60	2 142 388,37	2 097 330,19	2 145 251,47	2 194 787,96	2 245 995,46	2 298 931,73	2 353 656,58	2 410 231,94	2 468 721,93	2 529 192,98	2 591 713,83
НВВ на сбыт	тыс. руб.	59 513,41	68 806,15	72 796,91	75 927,17	78 964,26	82 122,83	85 407,74	88 824,05	92 377,01	96 072,09	99 914,98	103 911,58	108 068,04	112 390,76	116 886,39	121 561,85	126 424,32	131 481,30	136 740,55	142 210,17	147 898,58
5. Тариф без инвестиционной составляющей	руб./Гкал	1 505,17	1 716,81	1 993,65	2 045,74	2 040,13	2 152,57	2 196,26	2 224,55	2 327,08	2 375,89	2 485,11	2 539,00	2 626,15	2 716,66	2 811,62	2 910,01	3 012,22	3 118,57	3 168,25	3 280,98	3 398,35
6. НВВ (с инвестициями в генерацию)	тыс. руб.	4 921 670,69	5 653 857,33	6 383 487,16	6 564 480,85	6 625 315,48	7 034 020,46	7 219 861,36	7 346 294,16	7 379 291,53	7 544 393,21	7 720 267,48	7 973 374,44	8 339 541,56	8 638 085,25	8 943 056,49	9 261 432,16	9 592 296,90	9 935 179,61	10 682 184,35	11 070 188,90	11 471 696,21
НВВ на производство	тыс. руб.	2 829 052,70	3 436 157,85	4 103 355,82	4 335 830,63	4 296 484,65	4 667 298,34	4 792 804,21	4 856 742,30	5 055 489,45	5 261 369,92	5 477 964,13	5 701 188,50	5 930 222,05	6 168 666,52	6 411 445,04	6 665 459,80	6 929 718,07	7 203 668,53	7 879 332,10	8 193 500,40	8 518 587,03

		2023 г.	2024 г.	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.	2041 г.	2042 г.	2043 г.
НВВ на передачу	тыс. руб.	2 033 104,58	2 148 893,33	2 207 334,44	2 152 723,05	2 249 866,57	2 284 599,29	2 341 649,40	2 400 727,80	2 231 425,06	2 186 951,20	2 142 388,37	2 168 274,36	2 301 251,47	2 357 027,96	2 414 725,06	2 474 410,51	2 536 154,51	2 600 029,79	2 666 111,70	2 734 478,33	2 805 210,60
НВВ на сбыт	тыс. руб.	59 513,41	68 806,15	72 796,91	75 927,17	78 964,26	82 122,83	85 407,74	88 824,05	92 377,01	96 072,09	99 914,98	103 911,58	108 068,04	112 390,76	116 886,39	121 561,85	126 424,32	131 481,30	136 740,55	142 210,17	147 898,58
8. Тариф с инвестиционной составляющей	руб./Гкал	1 746,59	1 877,60	2 128,57	2 173,80	2 187,75	2 297,51	2 346,24	2 380,05	2 385,54	2 434,23	2 485,11	2 561,79	2 676,21	2 768,66	2 865,68	2 966,21	3 070,65	3 179,31	3 227,90	3 342,97	3 462,80

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

В Табл.3.1. и на рис.3.1. приведены результаты расчетов ценовых последствий:

- средневзвешенный тариф на реализацию тепловой энергии конечному потребителю «без инвестиционной составляющей»;
- средневзвешенный тариф на реализацию тепловой энергии конечному потребителю «с инвестиционной составляющей»;
- средневзвешенный тариф на реализацию тепловой энергии конечному потребителю с учетом прогноза МЭР.

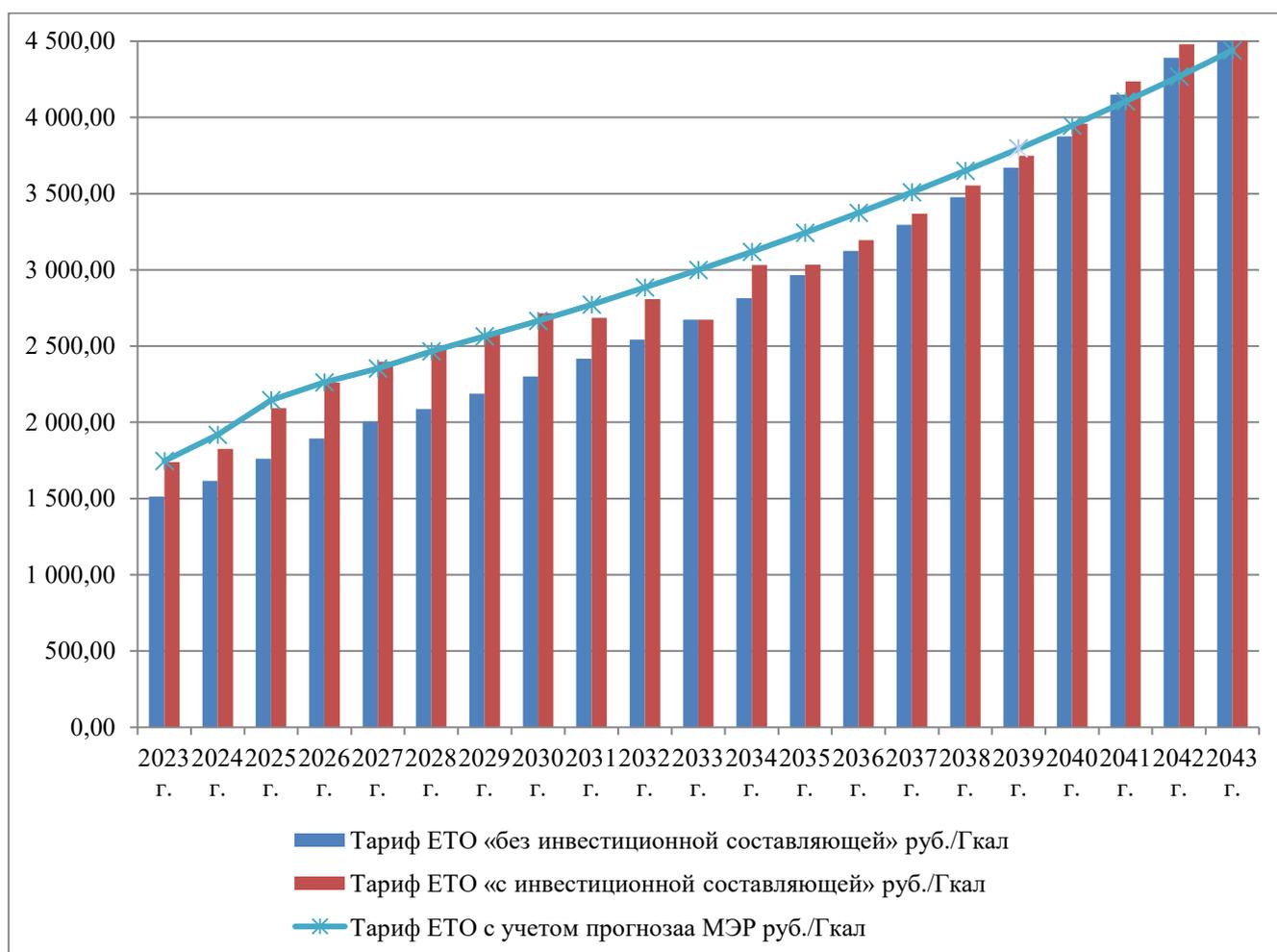


Рис. 3.1. Прогноз тарифа на тепловую энергию (горячую воду), отпускаемую потребителям АО «Татэнерго» в г., руб./Гкал без НДС

Реконструкция тепловых сетей является мероприятием, направленным на преодоление износа и повышение надежности. Для реализации социально-значимых проектов, связанных с реконструкцией тепловых сетей по причине

исчерпания ресурса, предполагается использование тарифных источников финансирования амортизации и прибыли на развитие. При частичном финансировании мероприятий инвестиционной программы за счет прибыли рост тарифа превышает индекс-дефлятор, эта тенденция сохраняется практически в течение всего планового периода. Тариф с учетом инвестиционной составляющей растет большими темпами, чем тариф, рассчитанный путем индексации.

Из проведенных расчетов становится очевидным, что проведение мероприятий, запланированных мероприятий по реконструкции, модернизации и строительству объектов теплоснабжения для ЕТО АО «Татэнерго» в городе Набережные Челны отражается на тарифе на тепловую энергию, поставляемого потребителям, в том числе и населению. Все мероприятия запланированы за счет собственных средств организации «амортизационные отчисления» и «прибыль на развитие производства» (тарифный источник), а также не тарифных источников – бюджетные средства и прочие нетарифные источники.

Табл. 3. 1- Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей ЕТО АО «Татэнерго», поставляемую потребителям в г. Набережные Челны, руб./Гкал. (без учета НДС)

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	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.	2041 г.	2042 г.	2043 г.
Тариф ЕТО «без инвестиционной составляющей»	1 513,1 5	1 615,4 2	1 761,4 5	1 893,2 8	2 004,7 5	2 087,6 1	2 187,7 7	2 300,1 9	2 417,2 1	2 541,7 5	2 674,0 9	2 814,5 5	2 964,9 5	3 124,8 6	3 295,7 3	3 477,2 4	3 670,0 2	3 875,6 3	4 149,8 6	4 390,7 0	4 647,0 4
Тариф ЕТО «с инвестиционной составляющей»	1 740,0 4	1 825,4 0	2 094,0 4	2 260,8 0	2 398,3 0	2 475,2 5	2 588,9 9	2 716,8 0	2 685,4 0	2 809,2 7	2 674,0 9	3 032,6 8	3 033,1 1	3 195,6 2	3 369,2 2	3 553,5 5	3 749,2 6	3 957,9 3	4 235,4 6	4 479,7 3	4 739,6 3
Тариф ЕТО с учетом прогноза МЭР	1 746,6 0	1 917,7 7	2 145,9 8	2 261,8 6	2 352,3 4	2 465,2 5	2 563,8 6	2 666,4 2	2 773,0 7	2 883,9 9	2 999,3 5	3 119,3 3	3 244,1 0	3 373,8 7	3 508,8 2	3 649,1 7	3 795,1 4	3 946,9 5	4 104,8 2	4 269,0 2	4 439,7 8

4. Особенности перехода в ценовые зоны теплоснабжения

Федеральный закон от 29.07.2017 № 279-ФЗ предусматривает переход в ценовые зоны теплоснабжения, переход на новую модель рынка тепла – модель ценообразования «Альтернативная котельная». На территории «ценовых» зон отменяется тарифное регулирование, изменяется порядок заключения договоров в сфере теплоснабжения, а также перераспределяются полномочия между единой теплоснабжающей организацией и органом местного самоуправления.

Ценовые зоны теплоснабжения – это населенные пункты, которые по решению местной власти перешли на метод «альтернативной котельной», то есть те, где цены на тепловую энергию для потребителей ограничены предельным уровнем цен. Основной целью является переход от полного государственного регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения к договорным ценам, ограниченным для потребителей предельным уровнем. Этот подход получил название принципа «альтернативной котельной». В этом случае предельный уровень договорной цены определяется на уровне тарифа для потребителя, который бы включал в себя расходы на строительство и эксплуатацию альтернативной котельной, не входящей в централизованную систему теплоснабжения. Цена на тепло рассчитывается следующим образом: за основу берется стоимость строительства нового источника тепла, подключения к нему потребителей и дальнейшего его обслуживания. На основе этих затрат утверждается предельный уровень для всех источников в городе, дороже которого продавать тепло нельзя. То есть «альтернативная котельная» - это порог, планка цены.

В соответствии с постановлением Правительства РФ от 15.12.2017 №1562 альтернативным источником является котельная установленной мощностью 10 Гкал/час с тепловыми сетями, построенная на новом, осваиваемом под жилищное строительство земельном участке.

Процесс перехода на новую модель рынка теплоснабжения «альтернативная котельная» определен законодательством и занимает не более 11 месяцев с момента направления уведомления законодательного (представительного) органа государственной власти субъекта Российской Федерации (Государственный совет Республики Татарстан) о намерении подписать в соответствии с пунктом 3 части 1 статьи 23.3 Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении» (далее – 190-ФЗ) совместное обращение об отнесении поселения, городского округа к ценовой зоне теплоснабжения до момента утверждения предельной цены на тепловую энергию. Возможно сокращение этого срока за счет более оперативного рассмотрения документов.

Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 14.09.2018 № 770 утверждены Методические рекомендации по внедрению целевой модели

рынка тепловой энергии на территории поселения, городского округа, в которых приведены рекомендуемые формы и состав документов, необходимых для направления предложений об отнесении поселения, городского округа к ценовой зоне теплоснабжения.

К письму в адрес Минэнерго Российской Федерации должны быть приложены:

- 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;

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

- оценка 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;

- 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;

- иные документы.

В целях оценки финансовых последствий для местного бюджета в случае отнесения поселения, городского округа к ценовой зоне теплоснабжения необходимо сделать соответствующий запрос в Министерство цифрового развития государственного управления, информационных технологий и связи Республики Татарстан.

В процессе перехода 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;

б) 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.

Порядок определения предельного уровня цены на тепловую энергию и механизмы сглаживания роста цен также определены законодательством.

Правила определения в ценовых зонах теплоснабжения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), включая правила индексации предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), утверждены постановлением Правительства РФ от 15.12.2017 №1562 (далее – Правила).

Расчетная модель размещена на сайте Министерства энергетики Российской Федерации <https://minenergo.gov.ru/node/4227>.

В соответствии с пунктом 3 статьи 23.6 190-ФЗ в случае, если предельный уровень цены на тепловую энергию, определенный в соответствии с Правилами, выше тарифа на тепловую энергию, поставляемую потребителям, действующего на дату окончания переходного периода, предельный уровень цены на тепловую энергию утверждается на основании графика поэтапного равномерного доведения предельного уровня цены на тепловую энергию до уровня, определяемого в соответствии с Правилами, но не ниже тарифа на тепловую энергию, поставляемую потребителям, действовавшего на дату окончания переходного периода.

Согласно пунктом 5 статьи 23.6 190-ФЗ график поэтапного равномерного доведения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) до уровня, определяемого в соответствии с Правилами, однократно утверждается высшим должностным лицом субъекта Российской Федерации на срок не более чем пять лет, а в случаях, установленных Правительством Российской Федерации, на срок не более чем десять лет (график утверждается на срок более 5 лет и не более 10 лет).

Постановлением Правительства РФ от 23.07.2018 года № 860 утверждены Правила определения в ценовых зонах теплоснабжения сторонами соглашения об исполнении схемы теплоснабжения размера коэффициента к предельному уровню

цены на тепловую энергию (мощность) и срока его применения (далее – Правила).

Размер коэффициента к предельному уровню цены на тепловую энергию (мощность) и срок его применения определяются сторонами соглашения об исполнении схемы теплоснабжения в соответствии с Правилами и такой коэффициент применяется в случае включения в указанное соглашение обязательства единой теплоснабжающей организации при определении цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, применить коэффициент.

Стороны соглашения об исполнении схемы теплоснабжения определяют срок применения коэффициента к предельному уровню цены на тепловую энергию (мощность), который не может быть более 10 лет.

Коэффициент определяется по формуле:

$$K_{i,t} = \frac{T_{6,t} \times \prod_{j=k}^i (1 + I_j^n + x_t)}{Ц_{пр,i,t}},$$

где: $T_{6,t}$ - тариф на тепловую энергию, действующий на дату окончания переходного периода (в нашем случае – 31.12.2024), (руб./Гкал);

k - первый год, на который утверждается предельный уровень цены на тепловую энергию (2025 год);

I_n - прогнозный показатель индекса потребительских цен, определенный в базовом варианте прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на j -й год (ИПЦ);

x_t - величина, определяемая сторонами соглашения об исполнении схемы теплоснабжения, отражающая рост сверх инфляции (на уровне не менее 0,02 и не более 0,06);

$Ц_{пр,i,t}$ - предельный уровень цены на тепловую энергию, утвержденный на i -й год применения коэффициента к предельному уровню цены на тепловую энергию (цена АК на соответствующий год) (рублей/Гкал).

В соответствии со ст. 23.4 - 23.6 ФЗ-190 в ценовых зонах теплоснабжения устанавливаются особенности ценообразования на товары, услуги. В ценовых зонах теплоснабжения цены на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям по договорам теплоснабжения, заключенным с единой теплоснабжающей организацией, определяются соглашением сторон договора, но не выше предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность).

Единая теплоснабжающая организация и теплоснабжающие организации, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии, заключают договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя по ценам, определяемым соглашением сторон договора.

На данный момент к ценовым зонам теплоснабжения в российской Федерации отнесены 32 муниципальных образования из 17 регионов и четырех федеральных округов. Это 12 миллионов человек или около 8% от всего

населения нашей страны. Решениями Правительства Российской Федерации к ценовой зоне теплоснабжения отнесены города: Красноярск, Барнаул, Ульяновск, Оренбург, Пенза, Самара, Чебоксары, Владимир, Прокопьевск, Бийск и др..

Как показывает опыт переходы в ценовые зоны теплоснабжения по субъектам Российской Федерации, расходы по ремонту в регионах выросли в разы. Так, например, в Красноярске после перехода в ценовую зону объем ремонтов только в 2020 году увеличился до 34 км сетей (ранее менялось только 1,5-2 км тепловых сетей в год), а в 2021 — почти в 2 раза больше. В Новосибирске только в 2021 году объем ремонта составил 30 км сетей - объем замены сетей увеличился в 15 раз.

Кроме того, новая экономическая модель дает возможность увеличить капитальные вложения (инвестиции) в замену изношенного, морально устаревшего оборудования, сократить количество остановов. Только в Новосибирске объемы инвестиций возрастут на 336 %.

Как показывает опыт перехода в ценовые зоны по Российской Федерации новая экономическая модель позволяет снизить количество повреждений на тепловых сетях, сократить величину технологических потерь, провести модернизацию систем теплоснабжения, при этом в части регионов рост тарифов на тепловую энергию был минимальный – до 0,5%, а для части потребителей наблюдалось снижение тарифов.

Таким образом, эффект перехода в ценовые зоны теплоснабжения зависит от слаженной работы и совместных усилий теплоэнергетиков и муниципальных и региональных властей и достигнуть его планируется увидеть в течение нескольких лет после перехода города в ценовую зону. Как отмечают эксперты «чтобы достичь нужных темпов модернизации, единая теплоснабжающая организация инвестирует дополнительные средства, учитывая при этом гарантию возврата денежных средств и исключая непредсказуемость регулятора». Как отмечает Сергей Бухаров, независимый эксперт по теплоэнергетике, «всякий инвестор рассчитывает на возврат вложенных средств, а инвестиции без обеспечения возврата - это благотворительность. Тарифное регулирование не дает гарантий возврата инвестиций».

Износ теплосетевой инфраструктуры является проблемой большинства российских городов, он составляет более 60%. Ежегодно заменяется не более 2% тепловых сетей, что не позволяет предотвратить их дальнейшую деградацию. Требуется рост темпов обновления в 3-4 раза выше сложившегося уровня, и это касается не каких-то отдельных городов, а страны в целом.

Основными плюсами внедрения метода «альтернативной котельной» являются:

а) для Исполнительных органов власти:

- отсутствие необходимости выделения значительных субсидий для строительства источников и сетей теплоснабжения (потребность в инвестициях

12,48 млрд. руб.);

- привлечение частных инвестиций в капиталоемкую отрасль;
- огромные запасы по росту энергоэффективности;
- наиболее оперативное обновление фондов в теплоэнергетике – рост энергобезопасности, надежности за счет увеличения объемов замены сетей в 3 раза;

б) для потребителей

- снижение платежей за тепловую энергию в будущем за счет повышения энергоэффективности;
- повышение надежности теплоснабжения, снижения аварийных отключений на теплоэнергетическом оборудовании.

Переход к ценовой зоне теплоснабжения позволит реализовать крупные мероприятия по подключению объектов к системе централизованного теплоснабжения без необходимости оплаты за технологическое присоединение.

По состоянию на 25 марта 2025 года к ценовым зонам теплоснабжения в Российской Федерации отнесены 47-мь муниципальных образования, например: (данные взяты с сайта Минэнерго России):

Табл. 4.1. Информация о муниципальных образованиях, отнесенных решением Правительства Российской Федерации к ценовым зонам теплоснабжения

Субъект Российской Федерации	Муниципальное образование
1) Алтайский край:	г. Рубцовск, г. Барнаул, г. Бийск;
2) Новосибирская область:	г. Новосибирск, г. Куйбышев, г. Обь рп. Линево;
3) Ульяновская область:	г. Ульяновск;
4) Оренбургская область:	г. Оренбург, г. Медногорск, г. Орск;
5) Красноярский край:	г. Красноярск, г. Канск
6) Кемеровская область – Кузбас	Прокопьевск, г. Кемерово, г. Белово;
7) Самарская область:	г. Самара, г. Новокуйбышевск, г. Тольятти, г. Сызрань;
8) Владимирская область:	г. Владимир;
9) Иркутская область:	г. Усолье-Сибирское;
10) Чувашская Республика (Чувашия):	г. Новочебоксарск, г. Чебоксары, г. Пенза
11) Кировская область:	г. Кирово-Чепецк, г. Киров;
12) Республика Хакассия:	г. Абакан, Усть-Абаканский поссовет, г. Черногорск
13) Республика Мордовия	г. Саранск;
14) Пермский край:	г. Пермь, г. Чайковск, г.о. Краснокамск, г. Березняки;
15) Амурская область:	г. Березняки, г.о. Чусовский, г. Благовещенск, п.г.т. Прогресс;
16) Ивановская область:	г. Иваново г. Кохма;
17) Удмуртская Республика:	г. Ижевск;

18) Забайкальский край	г. Чита
19) Республика Тыва	г. Кызыл, Пгт. Каа-Хем
20) Свердловская область	г. Екатеринбург
21) Смоленская область	г. Десногорск

Таким образом, сложившаяся практика в Российской Федерации показывает, что переход в ценовые зоны позволит значительно увеличить объемы инвестиций в систему теплоснабжения регионов, что однозначно скажется на улучшении качества и надежности теплоснабжения потребителей.