



Схема теплоснабжения г.Набережные Челны  
на период до 2028 г.  
Обосновывающие материалы

**Том 21.**

**Глава 10.** Обоснование инвестиций в строительство,  
реконструкцию и техническое перевооружение

**00.106-ОМ.10.001**

## СОСТАВ ПРОЕКТА\*

№ тома	Обозначение	Наименование	Примечание
1	00.106-УЧ.001	<b>Утверждаемая часть.</b> Схема теплоснабжения г.Набережные Челны на период до 2028 г.	
2	00.106-ОМ.01.001	<b>Глава 1.</b> Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения	
3	00.106-ОМ.01.002	Приложение 1.1. Энергоисточники города	
4	00.106-ОМ.01.003	Приложение 1.2. Тепловые сети и сооружения на них	
5	00.106-ОМ.01.004	Приложение 1.3. Тепловые нагрузки потребителей	
6	00.106-ОМ.01.005	Приложение 1.4. Статистика повреждений трубопроводов	
7	00.106-ОМ.01.006	Приложение 1.5. Графики изменения температур насыпного грунта	
8	00.106-ОМ.02.001	<b>Глава 2.</b> Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения	
9	00.106-ОМ.02.002	Приложение 2.1. Характеристика существующей застройки	
10	00.106-ОМ.02.003	Приложение 2.2. Характеристика перспективной застройки	
11	00.106-ОМ.03.001	<b>Глава 3.</b> Электронная модель системы теплоснабжения	
12	00.106-ОМ.03.002	Приложение 3.1. Результаты гидравлического расчета по состоянию базового периода	
13	00.106-ОМ.03.003	Приложение 3.2. Результаты гидравлического расчета с учетом перспективного развития системы теплоснабжения	
14	00.106-ОМ.03.004	Приложение 3.3. Тепловые камеры и насосные станции	
15	00.106-ОМ.04.001	<b>Глава 4.</b> Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки	
16	00.106-ОМ.05.001	<b>Глава 5.</b> Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя	
17	00.106-ОМ.06.001	<b>Глава 6.</b> Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	
18	00.106-ОМ.07.001	<b>Глава 7.</b> Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них	
19	00.106-ОМ.08.001	<b>Глава 8.</b> Перспективные топливные балансы	
20	00.106-ОМ.09.001	<b>Глава 9.</b> Оценка надежности теплоснабжения	

21	00.106-ОМ.10.001	<b>Глава 10.</b> Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение	
22	00.106-ОМ.11.001	<b>Глава 11.</b> Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации	
23	00.106-ОМ.12.001	<b>Глава 12.</b> Реестр проектов схемы теплоснабжения	

\* - состав проекта определен в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации №154 от 22 февраля 2012 г. «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (1) и Техническим заданием (2)

## РЕФЕРАТ

Отчет – 105 с., 9 рис., 21 табл.

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИЕ ОРГАНИЗАЦИИ, ЕДИНАЯ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ, ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ, ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, КОТЕЛЬНЫЕ, ТЭЦ, ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ

**Объект исследования:** системы теплоснабжения г. Набережные Челны в границах, определенных генеральным планом развития на период до 2028 г., потребители тепловой энергии, источники тепловой энергии.

**Цель исследования:** оценка существующего состояния системы теплоснабжения, удовлетворение перспективного спроса на тепловую энергию (мощность), теплоноситель, обеспечение надежного теплоснабжения наиболее экономичным способом (с соблюдением принципа минимизации расходов) при минимальном воздействии на окружающую среду, экономического стимулирования развития систем теплоснабжения и внедрении энергосберегающих технологий.

**Метод исследования:** обобщение и анализ представленных исходных данных и документов по развитию города, разработка на их основе глав и разделов обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения, в том числе, формирование электронной модели существующей и перспективной систем теплоснабжения города.

В соответствии с требованиями Постановления Правительства №154 от 22.02.2012 г. «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» работа состоит из:

- **Глава 1.** «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения» включает в себя описание функциональной структуры теплоснабжения; источников тепловой энергии; тепловых сетей; зон действия источников тепловой энергии; тепловых нагрузок потребителей; расчет балансов тепловой мощности и нагрузок в зонах действия источников тепловой энергии; балансов теплоносителя; топливных балансов; оценку надежности существующей системы теплоснабжения; описание технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций; структуры формирования тарифов; существующих технических и технологических проблем.
- **Глава 2.** «Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения» включает в себя расчет удельных расходов тепловой энергии; прогнозы объемов потребления тепловой энергии потребителями в зонах действия централизованного и индивидуального источников теплоснабжения; прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах.
- **Глава 3.** «Электронная модель системы теплоснабжения» включает в себя электронную модель системы теплоснабжения в полном объеме с привязкой к топогеографической основе, описание процедуры работы с ней, расчет гидравлических режимов теплосети.
- **Глава 4.** «Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки» включает в себя расчет тепловых балансов в

зонах действия источников тепловой энергии, балансы по каждому из магистральных выводов.

- **Глава 5.** «Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя» включает в себя расчет перспективных балансов водоподготовительных установок источников тепловой энергии, перечень мероприятий по переводу потребителей с открытой на закрытую систему теплоснабжения.
- **Глава 6.** «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии» включает в себя обоснование вариантов реконструкции существующих источников тепловой энергии с учетом существующего технического состояния, перспективного теплоснабжения и радиусов эффективного теплоснабжения.
- **Глава 7.** «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них» включает в себя предложения по повышению эффективности функционирования и повышению системы тепловых сетей.
- **Глава 8.** «Перспективные топливные балансы» включает в себя расчет топливных балансов по источникам тепловой энергии для различных периодов.
- **Глава 9.** «Оценка надежности теплоснабжения» включает в себя оценку перспективных показателей надежности системы теплоснабжения в целом и предложения по ее повышению.
- **Глава 10.** «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение» включает в себя описание финансового окружения проекта, оценку капитальных затрат в осуществление мероприятий по реконструкции источников тепловой энергии, тепловых сетей, расчет экономической эффективности и описание тарифных последствий.
- **Глава 11.** «Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации» включает в себя основные положения по обоснованию ЕТО, процедуру присвоения статуса ЕТО, обоснование кандидатур на присвоение статуса ЕТО, варианты предложений по созданию ЕТО.
- **Утверждаемая часть** включает в себя обобщенные показатели по перспективному развитию системы теплоснабжения города.

**Новизна работы:** схема теплоснабжения города на перспективу до 2028 года в соответствии с актуализированными требованиями законодательства и электронная модель разрабатываются впервые.

**Результат работы:** обосновывающие материалы и утверждаемая часть, определяющая стратегию развития системы теплоснабжения города на 15-летний период.

**Практическое применение:** схема теплоснабжения является основополагающим документом для всех включенных в нее субъектов, при осуществлении регулируемой деятельности в сфере теплоснабжения. Реализация мероприятий, указанных в составе схемы теплоснабжения, позволит повысить качество снабжения потребителей тепловой энергией, обосновать процесс принятия решений, за счет использования электронной модели, прогнозировать объем и необходимость мероприятий по реконструкции, техническому перевооружению и новому строительству источников тепловой энергии и тепловых сетей.

## Оглавление

Состав проекта*	2
Перечень таблиц	8
Перечень рисунков	9
1. Общие положения	10
2. Нормативно-методическая расчетная база	11
3. Макроэкономические параметры	12
3.1. Сроки реализации схемы	12
3.2. Официальные источники	12
3.3. Индексы-дефляторы	12
3.4. Ставка дисконтирования	14
3.5. Сведения о системе налогообложения	15
3.6. Подходы к расчету экономической эффективности	16
3.6.1. Основные принципы оценки эффективности	16
3.6.2. Используемые правила регулирования тарифов (цен) в сфере теплоснабжения	18
3.6.3. Потребность в инвестициях и источники финансирования	23
3.6.4. Программа производства и реализации товарной продукции	23
3.6.5. Производственные издержки источников тепловой энергии	23
3.6.6. Производственные издержки тепло-сетевых организаций	25
3.6.7. Оценка результатов расчетов экономической эффективности	25
4. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей	27
4.1. Перечень рекомендуемых к реализации мероприятий	27
4.1.1. Филиал ОАО «Генерирующая компания» Набережночелнинская ТЭЦ	27
4.1.2. ОАО «Набережночелнинское предприятие тепловых сетей»	28
4.1.3. ОАО «Набережночелнинская теплосетевая компания»	29
4.1.4. ООО «КАМАЗ-Энерго»	30
4.2. Объем инвестиций в строительство, реконструкции и техническое перевооружение источников тепловой энергии	31
4.2.1. Филиал ОАО «Генерирующая компания» Набережночелнинская ТЭЦ	31
4.2.2. ОАО «Набережночелнинское предприятие тепловых сетей»	39
4.2.3. ОАО «Набережночелнинская теплосетевая компания»	43
4.2.4. ООО «КАМАЗ-Энерго»	62

4.3. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности.....	66
4.3.1. Филиал ОАО «Генерирующая компания» Набережночелнинская ТЭЦ.....	66
4.3.2. ОАО «Набережночелнинское предприятие тепловых сетей».....	68
4.3.3. ОАО «Набережночелнинская теплосетевая компания».....	68
4.3.4. ООО «КАМАЗ-Энерго».....	70
5. Расчеты эффективности инвестиций.....	71
5.1. Методические особенности оценки эффективности инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии и тепловых сетей.....	71
5.2. Расчет эффективности инвестиций в Филиал ОАО «Генерирующая компания» Набережночелнинская ТЭЦ.....	72
5.3. Расчет эффективности инвестиций в ОАО «Набережночелнинское предприятие тепловых сетей», тепловую станцию БСИ.....	80
5.3.1. Внедрение когенерации.....	80
5.3.2. Мероприятия предусмотренные Инвестиционной программой.....	81
5.4. Расчет эффективности инвестиций в ОАО «Набережночелнинская теплосетевая компания».....	88
5.5. Расчет эффективности инвестиций в ООО «КАМАЗ-Энерго».....	91
6. Расчет тарифных последствий.....	94
6.1. Тариф от ОАО «НЧТЭЦ».....	94
6.2. Тариф от Тепловой станции БСИ.....	95
6.3. Тариф на передачу тепловой энергии ОАО «НЧТК».....	99
6.4. Тариф на передачу тепловой энергии ООО «КАМАЗ-Энерго».....	101
6.5. Тариф на услуги по сбыту тепловой энергии.....	103
6.6. Полный тариф на отпуск тепловой энергии для конечных потребителей.....	104
7. Плата за подключение потребителей к системе теплоснабжения.....	106
Библиография.....	108

## ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ

Таблица 3-1. Прогнозные индексы инфляции на период 2012–2027 гг.....	13
Таблица 3-2. Средний показатель прогнозных индексов инфляции.....	14
Таблица 3-3. Расчет ставки дисконтирования.....	15
Таблица 3-4. Налоговая база.....	15
Таблица 3-5. Перспективные тепловые нагрузки, Гкал/ч.....	19
Таблица 3-6. Перспективные нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии, Гкал/ч.....	21
Таблица 3-7. Перспективные тарифы на покупные теплоносители, топливо, воду и электроэнергию.....	22
Таблица 4-1. Перечень инвестиционных проектов ОАО «НЧТЭЦ» на период 2012–2028 гг. ....	32
Таблица 4-2. Затраты на приобретение электроэнергии.....	39
Таблица 4-3. План капитальных вложений ОАО «НЧ ПТС» на внедрение когенерации.....	39
Таблица 4-4. План капитальных вложений ОАО «НЧ ПТС» согласно Инвестиционной программы.....	40
Таблица 4-5. План капитальных вложений ОАО «НЧТК».....	44
Таблица 4-6. План капитальных вложений ООО «КАМАЗ-Энерго» на период 2012–2020гг.....	63
Таблица 4-7. Распределение инвестиций в ОАО «НЧТЭЦ» по источникам финансирования.....	67
Таблица 5-1. Расчет дисконтированных денежных потоков внедрения когенерации на ТС БСИ 2013–2028 гг.....	81
Таблица 5-2. Основные экономические показатели реализации Инвестиционной программы ОАО «НЧТК».....	88
Таблица 5-3. Расчет экономического эффекта по планируемым мероприятиям ООО «КАМАЗ-Энерго».....	92
Таблица 6-1. Тарифы от ТС БСИ (без учета мероприятий, с учетом мероприятий, прогнозные).....	96
Таблица 6-2. Темпы роста тарифа на тепловую энергию.....	98
Таблица 6-3. Расчет тарифа на передачу тепловой энергии.....	100
Таблица 7-1. Расчет тарифа на подключение.....	107

## ПЕРЕЧЕНЬ РИСУНКОВ

Рисунок 4-1. Распределение инвестиций в ОАО «Набережночелнинская теплосетевая компания» .....	43
Рисунок 4-2. Распределение инвестиций по годам в ООО «КАМАЗ-Энерго» .....	62
Рисунок 4-3. Динамика изменений внутренних источников финансирования .....	68
Рисунок 4-4. Распределение инвестиций в ОАО «НЧТК» по источникам финансирования .....	69
Рисунок 6-1. Динамика изменения тарифа на отпуск тепла для ОАО «Генерирующая компания» .....	94
Рисунок 6-2. Динамика цен (тарифов) на отпуск тепловой энергии для ОАО «НЧ ПТС» .....	97
Рисунок 6-3. Динамика тарифов на передачу тепловой энергии ОАО «НЧТК» .....	101
Рисунок 6-4. Тариф на передачу тепловой энергии ООО «КАМАЗ-Энерго» .....	102
Рисунок 6-5. Динамика изменения полного тарифа .....	105

## 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Оценка инвестиций и анализ ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения разрабатываются в соответствии с подпунктом «ж» пункта 4, пунктом 13 и пунктом 48 «Требований к схемам теплоснабжения», утвержденных постановлением Правительства РФ № 154 от 22 февраля 2012 года (1).

В соответствии с пунктами 13 и 48 Требований к схеме теплоснабжения должны быть разработаны и обоснованы:

- предложения по величине необходимых инвестиций в строительство,
- реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии на каждом этапе;
- предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов на каждом этапе;
- предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения.
- предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности;
- расчеты эффективности инвестиций;
- расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения.

В конкретных условиях зоны действия СЦТ, где разделены виды деятельности (генерация, передача, сбыт) и на каждый вид деятельности регулятором установлена отдельная цена, оценка ценовых последствий реализации инвестиционных программ (отдельных на каждый вид деятельности) должна быть выполнена для каждого вида деятельности. Предложения схемы теплоснабжения для включения в инвестиционную программу каждого субъекта может быть выполнено только после подробного анализа переданных действующих инвестиционных программ.

## 2. НОРМАТИВНО-МЕТОДИЧЕСКАЯ РАСЧЕТНАЯ БАЗА

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

- «Руководство по подготовке промышленных технико-экономических исследований», ЮНИДО. М.: АОЗТ «Интерэксперт», 1995 (3);
- «Практическое пособие по обоснованию инвестиций в строительство предприятий, зданий и сооружений», разработанных ФГУП «ЦЕНТРИНВЕСТпроект», М., 2002 г. (4);
- «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 (5);
- «Рекомендации по оценке экономической эффективности инвестиционного проекта теплоснабжения», НП «АВОК», 2006 г. (6);
- «Прогноз сценарных условий социально-экономического развития Российской Федерации на период 2013–2015 годов» (7)
- «Сценарные условия долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года» (8)

Расчеты экономических показателей выполнены с использованием Microsoft Office Excel 2007, ProjectExpert 7.55.

## 3. МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ

### 3.1. Сроки реализации схемы

Общий срок выполнения работ по Схеме, начиная с базового 2013 года, составляет 15 лет. Расчетный период действия схемы – 2028 г. Срок нормальной эксплуатации объектов теплоснабжения принимается 30 лет. Шаг расчёта принимается равным одному году для периода 2013–2018 гг. и пять лет для периода 2019–2028 гг.

### 3.2. Официальные источники

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 2012 год и плановый период 2013–2014 годов и сценарные условия для формирования вариантов социально-экономического развития Российской Федерации на 2012–2014 годы, в соответствии с письмом Минэкономразвития России от 25.04.2011 № 8387-АКДОЗ;
- прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2013 год и плановый период 2014–2015 годов и сценарные условия для формирования вариантов социально-экономического развития Российской Федерации на 2013–2015 годы;
- временно определенные показатели долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года в соответствии с таблицей прогнозных индексов цен производителей, индексов-дефляторов по видам экономической деятельности, установленных письмом заместителя Министра экономического развития Российской Федерации от 05.10.2011 № 21790- АКДОЗ.

### 3.3. Индексы-дефляторы

Для расчета ценовых последствий с использованием индексов-дефляторов (см. Таблица 3-2) были применены следующие условия:

- базовый период регулирования установлен на конец 2012 года;
- производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии за 2010, 2011 и 2012 годы приняты по материалам тарифных дел;
- 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 компаний.

Прогноз цен на последующие периоды по отношению к предыдущему установлен в соответствии с формулой:

$$Ц_{i+1} = Ц_i * I_{i+1}$$

Расчёт выручки по теплоисточникам от реализации мощности, электроэнергии и теплоты, а также их приростов выполнен с учётом соответствующей инфляции.

Таблица 3-1. Прогнозные индексы инфляции на период 2012–2027 гг

Наименование показателя	Индекс	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Индекс потребительских цен на конец года	Iuцп	106,0	105,9	105,2	105,1	105,1	104,4	103,6	103,6	103,4	103,4	103,4	103,3	103,0	102,9	102,7	102,5
Индекс реальной заработной платы	Iзн	105,1	105,8	106,3	106,2	106,2	105,8	104,9	104,7	104,5	104,5	104,5	104,5	104,2	104,0	104,0	104,0
Индекс цен на природный газ	Iпг	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	107,1	105,0	103,2	103,7	103,9	102,9	102,8	102,7	102,6	102,6	102,6
Индекс цен на мазут	Iмз	109,6	107,7	105,1	102,8	102,9	102,7	102,3	101,0	100,0	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0
Индекс цен на дизельное топливо	Iдт	109,0	108,0	108,0	107,0	106,0	105,0	96,0	110,0	109,0	107,0	108,0	106,0	105,0	105,0	105,0	105,0
Индекс цен на тепловую энергию	Iтэ	107,0	111,0	110,0	110,0	109,9	109,4	109,2	107,1	103,1	103,2	104,2	103,7	103,5	103,2	103,0	103,5
Индекс цен на электроэнергию	Iээ	112,0	111,0	110,0	110,0	110,0	109,0	109,0	107,0	103,0	103,0	104,0	104,0	104,0	103,0	103,0	104,0
Индекс цен производителей труб стальных в ППУ изоляции	Iппу	107,0	124,0	110,0	104,0	105,0	108,0	111,0	95,0	102,0	99,0	103,0	102,0	101,0	101,0	101,0	101,0
Индекс цен производителей оборудования ТП	Iтп	106,0	107,0	105,0	105,0	105,0	104,0	104,0	103,0	103,0	102,0	102,0	102,0	101,0	101,0	101,0	101,0
Индекс цен производителей котлов малой мощности	Iвк	107,0	119,0	109,0	104,0	105,0	107,0	108,0	98,0	103,0	100,0	103,0	102,0	102,0	101,0	101,0	101,0
Индекс оборудования автоматизации	Iоа	108,0	107,0	105,0	105,0	105,0	104,0	102,0	104,0	104,0	103,0	103,0	103,0	103,0	103,0	102,0	102,0
Индекс цен производителей электромеханического оборудования	Iэм	102,0	102,0	102,0	101,0	101,0	102,0	103,0	102,0	101,0	102,0	103,0	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0
Индекс цен производителей электротехнического оборудования	Iэт	102,0	105,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0

### 3.4. Ставка дисконтирования

В связи с длительным инвестиционным циклом проекта возникает необходимость приведения разновременных экономических показателей в сопоставимый вид. В качестве точки приведения принят момент, соответствующий году начала работ по проектированию Схемы (2011 г.). Приведение осуществлялось с помощью коэффициента дисконтирования.

$$i = i_b + (i_o + i_k + i_t + i_f)$$

где  $i_b$  – базовая (безрисковая) ставка, для укрупненных расчетов принимаем прогнозную ставку рефинансирования с учетом показателей предыдущих периодов по методу линейной регрессии, используется условие наименьших квадратов с поправкой +7% ежегодно, что коррелируется со средними показателями прогнозных индексов инфляции (см. Таблица 3-2);

$i_o$  – премия за отраслевой риск, среднее значения для российской энергетики составляет 5%, с развитием отрасли значение будет уменьшаться;

$i_k$  – премия за риск некачественного корпоративного управления, по существующему положению компании энергетики Татарстана частично зависит от управления ключевыми фигурами, качество информационной системы – выше среднего, соответственно, с учетом социальной значимости отрасли можно принять постоянное значение 2,5%;

$i_t$  – товарная/территориальная диверсификация отсутствует, соответственно можно принять значение с учетом перспективы 0,5%;

$i_f$  – финансовые задолженности отсутствуют, соответственно можно принять значение с учетом будущих рисков 0,5%.

Расчетные значения сведены в таблицу (см.

Таблица 3-3).

Таблица 3-2. Средний показатель прогнозных индексов инфляции

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
$(I_{пц}+I_{зн})/2$	5,6	5,8	5,8	5,7	5,7	5,1	4,3	4,2	4	4	4	3,9	3,6	3,5	3,3	3,3
$(I_{пц}+I_{зн}+I_{пг}+I_{пэ}+I_{ээ})/5$	9,0	9,7	9,3	9,3	9,2	7,1	6,3	5,1	3,5	3,6	3,8	3,7	3,5	3,1	3,1	3,3

Сравнение индексов произведено с учетом прогнозного индекса потребительских цен, уровня затрат и стоимости основных энергоресурсов.

**Таблица 3-3. Расчет ставки дисконтирования**

	ib	io	ik	it	if	i
2012	8,25%	5,00%	2,50%	0,50%	0,50%	<b>16,75%</b>
2013	7,23%	4,75%	2,50%	0,50%	0,50%	<b>15,48%</b>
2014	7,25%	4,51%	2,50%	0,50%	0,50%	<b>15,26%</b>
2015	6,93%	4,29%	2,50%	0,50%	0,50%	<b>14,71%</b>
2016	6,54%	4,07%	2,50%	0,50%	0,50%	<b>14,11%</b>
2017	6,05%	3,87%	2,50%	0,50%	0,50%	<b>13,42%</b>
2018	5,49%	3,68%	2,50%	0,50%	0,50%	<b>12,66%</b>
2019	5,05%	3,49%	2,50%	0,50%	0,50%	<b>12,04%</b>
2020	4,99%	3,32%	2,50%	0,50%	0,50%	<b>11,81%</b>
2021	4,91%	3,15%	2,50%	0,50%	0,50%	<b>11,56%</b>
2022	4,53%	2,99%	2,50%	0,50%	0,50%	<b>11,02%</b>
2023	4,26%	2,84%	2,50%	0,50%	0,50%	<b>10,61%</b>
2024	4,05%	2,70%	2,50%	0,50%	0,50%	<b>10,26%</b>
2025	3,84%	2,57%	2,50%	0,50%	0,50%	<b>9,90%</b>
2026	3,68%	2,44%	2,50%	0,50%	0,50%	<b>9,62%</b>
2027	3,57%	2,32%	2,50%	0,50%	0,50%	<b>9,39%</b>

### 3.5. Сведения о системе налогообложения

Все расчеты экономической деятельности предприятий выполнены с учетом действующей налоговой базы (9).

**Таблица 3-4. Налоговая база**

	Наименование	Налогооблагаемая база	Период	Ставка
1	Налог на прибыль	Балансовая прибыль	Год	<b>20%</b>
2	НДС	Добавочная стоимость	Квартал	<b>18%</b>
3	Налог на имущество	Имущество	Год	<b>2,20%</b>
4	Страховые взносы	Фонд оплаты труда	Месяц	<b>30%</b>

## 3.6. Подходы к расчету экономической эффективности

### 3.6.1. Основные принципы оценки эффективности

Для оценки экономической эффективности сценариев развития схемы теплоснабжения г.Набережные Челны на период до 2028 года по укрупненным показателям и с учетом действующих инвестиционных программ предприятий-участников Схемы были сформированы инвестиционные проекты для предполагаемых крупных инвесторов:

- ОАО «Генерирующая компания» – реконструкция НЧТЭЦ;
- ОАО «НЧ ПТС» – реконструкция ТС БСИ, установка когенерации;
- ОАО «Набережночелнинская теплосетевая компания» – реконструкция тепловых сетей и сооружений на них, строительство теплопроводов;
- ООО «КАМАЗ-Энерго» – внедрение энергоэффективного оборудования.

Иных мероприятий, как то, строительство новых источников тепловой энергии Схемой за указанный период не предполагается, соответственно привлечение сторонних инвесторов не требуется.

Оценка предполагаемых инвестиционных проектов проведена на основе анализа изменений, которые вносятся в деятельность компаний при реализации мероприятий. Для проведения исследований и анализа инвестиционных процессов в энергетике учитывается весь комплекс многофункциональных, взаимосвязанных элементов:

- темпы капитальных вложений;
- характеристики сырья (топлива);
- режимы загрузки агрегатов и связанные с ними объемы товарной продукции (объемы продаж);
- уровни прогнозных и текущих цен на топливо и тарифов на продукцию.

Экономическая эффективность вариантов Схемы теплоснабжения определялась по каждому инвестиционному проекту (т.е. для каждого крупного инвестора) приведенным к 2012 году будущим доходом от реализации прироста объема продукции за вычетом всех сопутствующих производственных и инвестиционных затрат (6).

Эффективность проекта в целом оценивается с целью определения потенциальной привлекательности проекта для возможных участников и поисков источников финансирования. Она включает в себя

- общественную (социально-экономическую) эффективность проекта;
- коммерческую эффективность проекта (5).

В основу оценок эффективности ИП положены следующие основные принципы, применимые к любым типам проектов независимо от их технических, технологических, финансовых, отраслевых или региональных особенностей:

- **рассмотрение проекта на протяжении всего его жизненного цикла** (расчетного периода) – от проведения прединвестиционных исследований до прекращения проекта;
- **моделирование денежных потоков**, включающих все связанные с осуществлением проекта денежные поступления и расходы за расчетный период с учетом возможности использования различных валют;

- **сопоставимость условий** сравнения различных проектов (вариантов проекта);
- **принцип положительности и максимума эффекта.** Для того чтобы ИП, с точки зрения инвестора, был признан эффективным, необходимо, чтобы эффект реализации порождающего его проекта был положительным; при сравнении альтернативных ИП предпочтение должно отдаваться проекту с наибольшим значением эффекта;
- **учет фактора времени.** При оценке эффективности проекта должны учитываться различные аспекты фактора времени, в том числе динамичность (изменение во времени) параметров проекта и его экономического окружения; разрывы во времени (лаги) между производством продукции или поступлением ресурсов и их оплатой; неравноценность разновременных затрат и / или результатов (предпочтительность более ранних результатов и более поздних затрат);
- **учет только предстоящих затрат и поступлений.** При расчетах показателей эффективности должны учитываться только предстоящие в ходе осуществления проекта затраты и поступления, включая затраты, связанные с привлечением ранее созданных производственных фондов, а также предстоящие потери, непосредственно вызванные осуществлением проекта (например, от прекращения действующего производства в связи с организацией на его месте нового). Ранее созданные ресурсы, используемые в проекте, оцениваются не затратами на их создание, а альтернативной стоимостью (opportunity cost), отражающей максимальное значение упущенной выгоды, связанной с их наилучшим возможным альтернативным использованием. Прошлые, уже осуществленные затраты, не обеспечивающие возможности получения альтернативных (т.е. получаемых вне данного проекта) доходов в перспективе (невозвратные затраты, sunk cost), в денежных потоках не учитываются и на значение показателей эффективности не влияют
- **сравнение "с проектом" и "без проекта".** Оценка эффективности ИП должна производиться сопоставлением ситуаций не "до проекта" и "после проекта", а "без проекта" и "с проектом";
- **учет всех наиболее существенных последствий проекта.** При определении эффективности ИП должны учитываться все последствия его реализации, как непосредственно экономические, так и внеэкономические (внешние эффекты, общественные блага. В тех случаях, когда их влияние на эффективность допускает количественную оценку, ее следует произвести. В других случаях учет этого влияния должен осуществляться экспертно;
- **многоэтапность оценки.** На различных стадиях разработки и осуществления проекта (обоснование инвестиций, ТЭО, выбор схемы финансирования, экономический мониторинг) его эффективность определяется заново, с различной глубиной проработки;
- **учет влияния на эффективность ИП потребности в оборотном капитале,** необходимом для функционирования создаваемых в ходе реализации проекта производственных фондов; ранее в проектной документации не прорабатывались. В то же время оборотный капитал может существенно влиять на эффективность инвестиционных проектов, особенно при наличии инфляции;
- **учет влияния инфляции** (учет изменения цен на различные виды продукции и ресурсов в период реализации проекта) и возможности использования при реализации проекта нескольких валют;

- **учет** (в количественной форме) **влияния неопределенностей** и рисков, сопровождающих реализацию проекта (5).

### **3.6.2. Используемые правила регулирования тарифов (цен) в сфере теплоснабжения.**

В соответствии с Федеральным законом «О теплоснабжении», а также Постановлением Правительства Российской Федерации от 22 октября 2012г. №1075 при регулировании тарифов в сфере теплоснабжения могут быть использованы следующие методы:

- а) метод экономически обоснованных расходов (затрат);
- б) метод обеспечения доходности инвестированного капитала;
- в) метод индексации установленных тарифов;
- г) метод сравнения аналогов.

В качестве основного метода, который будет использован при расчете эффективности инвестиций, был принят метод обеспечения доходности инвестированного капитала. При применении этого метода устанавливается необходимая валовая выручка регулируемой организации на каждый год долгосрочного периода регулирования. При этом текущие расходы регулируемой организации включают в себя операционные расходы, неподконтрольные расходы и расходы на приобретение энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя.

В необходимую валовую выручку регулируемой организации включается возврат инвестированного капитала, размер которого определяется на основе принятой инвестиционной программы.

В рамках тарифно-балансовой модели рассмотрим баланс тепловой мощности, баланс тепловой энергии, проанализируем структуру затрат на производство тепловой энергии и цены (тарифы) на покупные энергоносители и воду.

Таблица 3-5. Перспективные тепловые нагрузки, Гкал/ч

		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Тепловая нагрузка ОАО «НЧТЭЦ»	Всего тепловая нагрузка (с с/н и потерями в сетях)	2195,125	2234,74	2281,212	2294,777	2308,343	2321,908	2335,474	2349,039	2374,346	2399,653	2424,96	2450,267	2475,574	2500,881	2526,188	2551,495
	Отопление	1118,204	1144,963	1176,338	1185,494	1194,65	1203,806	1212,962	1222,118	1239,239	1256,359	1273,479	1290,599	1307,72	1324,84	1341,96	1359,08
	Вентиляция	629,152	634,505	640,78	642,611	644,442	646,273	648,104	649,934	653,358	656,782	660,206	663,630	667,054	670,478	673,901	677,325
	ГВС	301,385	306,767	313,095	314,946	316,798	318,649	320,5	322,351	325,757	329,163	332,569	335,975	339,381	342,787	346,192	349,598
Тепловая нагрузка ОАО «НЧПТС» (БСИ)	Всего тепловая нагрузка(с с/н и потерями в сетях)	311,207	314,287	318,214	318,214	318,214	318,214	318,214	318,214	318,214	318,214	318,214	318,214	318,214	318,214	318,214	318,214
	Отопление	179,192	181,19	183,736	183,736	183,736	183,736	183,736	183,736	183,736	183,736	183,736	183,736	183,736	183,736	183,736	183,736
	Вентиляция	38,772	39,171	39,78	39,78	39,78	39,78	39,78	39,78	39,78	39,78	39,78	39,78	39,78	39,78	39,78	39,78

	ГВС	51,883	52,286	52,8	52,8	52,8	52,8	52,8	52,8	52,8	52,8	52,8	52,8	52,8	52,8	52,8	52,8	52,8	52,8
Тепловая нагрузка ООО «КамгэсЗЯБ»	Всего тепловая нагрузка(с с/н и потерями в сетях)	22,875	22,875	22,875	22,875	22,875	22,875	22,875	22,875	22,875	22,875	22,875	22,875	22,875	22,875	22,875	22,875	22,875	22,875
	Вентиляция	8,698	8,698	8,698	8,698	8,698	8,698	8,698	8,698	8,698	8,698	8,698	8,698	8,698	8,698	8,698	8,698	8,698	8,698
	ГВС	3,728	3,728	3,728	3,728	3,728	3,728	3,728	3,728	3,728	3,728	3,728	3,728	3,728	3,728	3,728	3,728	3,728	3,728

Таблица 3-6. Перспективные нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии, Гкал/ч

		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Потери тепловой мощности при передаче тепловой энергии (мощности) по тепловым сетям	НЧТЭЦ	75,106	76,481	78,093	78,564	79,034	79,505	79,975	80,446	81,324	82,202	83,08	83,958	84,836	85,714	86,592	87,47
	БСИ	21,588	21,812	22,098	22,098	22,098	22,098	22,098	22,098	22,098	22,098	22,098	22,098	22,098	22,098	22,098	22,098
	ЗЯБ	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Собственные нужды источника тепловой энергии	НЧТЭЦ	4,1569	4,2319	4,3199	4,3455	4,3713	4,3969	4,4227	4,4483	4,4962	4,5441	4,592	4,6399	4,6878	4,7357	4,7836	4,8315
	БСИ	5,679	5,735	5,806	5,806	5,806	5,806	5,806	5,806	5,806	5,806	5,806	5,806	5,806	5,806	5,806	5,806
	ЗЯБ	0,449	0,449	0,449	0,449	0,449	0,449	0,449	0,449	0,449	0,449	0,449	0,449	0,449	0,449	0,449	0,449

Для дальнейшего расчета себестоимости, необходимой валовой выручки и перспективных тарифов на тепловую энергию необходимо обратить внимание на изменение тарифов на покупные теплоносители, воду, основной вид топлива, электроэнергию, что показано в таблице 3-7).

Таблица 3-7. Перспективные тарифы на покупные теплоносители, топливо, воду и электроэнергию

	тариф с НДС	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
газ	руб/м3	4,014	4,616	5,308	6,104	7,020	7,518	7,894	8,147	8,448	8,777	9,032	9,285	9,536	9,783	10,038	10,299
вода	руб/м3	17,638	18,679	19,650	20,653	21,706	22,661	23,477	24,322	25,149	26,004	26,888	27,775	28,609	29,438	30,233	30,989
электроэнергия	руб/кВт*ч	2,722	3,021	3,323	3,655	4,021	4,383	4,777	5,112	5,265	5,423	5,640	5,865	6,100	6,283	6,472	6,730
теплоноситель	руб/м3	80,122	88,935	97,828	107,611	118,265	129,382	141,285	151,316	156,007	160,999	167,761	173,968	180,057	185,819	191,394	198,092

### 3.6.3. Потребность в инвестициях и источники финансирования

Общий объём необходимых инвестиций в осуществление каждого рассматриваемого проекта складывается из суммы инвестиционных затрат в предлагаемые мероприятия по теплоисточникам и тепловым сетям, требуемых оборотных средств и средств, необходимых для обслуживания долга (в случае финансирования за счёт заёмных средств).

**Капитальные вложения** по вариантам Схемы определены в сметных ценах 2012 г. Инвестиционные затраты в свою очередь представляют собой капиталовложения, проиндексированные с помощью соответствующих коэффициентов ежегодной инфляции инвестиций по годам освоения, с учетом НДС.

Ввиду отсутствия информации о конкретных источниках финансирования в качестве **источника финансирования** проекта предусматриваются собственные средства предприятий (накопленная амортизация и нераспределенная прибыль).

### 3.6.4. Программа производства и реализации товарной продукции

Программа производства включает в себя:

1. **ОАО «НЧТЭЦ»** – прирост производства электроэнергии по теплофикационному циклу и прирост производства теплоэнергии за счет увеличения потребности города с учетом перспективной застройки
2. **ТС БСИ** – прирост производства тепловой энергии за счет увеличения потребности города с учетом перспективной застройки
3. **Тепловые сети** (существующие и строящиеся) – прирост объема передаваемой тепловой энергии.

### 3.6.5. Производственные издержки источников тепловой энергии

В расчётах по теплоисточникам приняты следующие производственные издержки (приросты издержек):

- затраты на топливо;
- амортизационные отчисления, определяемые исходя из стоимости объектов основных средств и срока их полезного использования,
- затраты на оплату труда персонала с учётом страховых отчислений, рассчитываемых исходя из фонда заработной платы и процентной ставки по страховым отчислениям;
- затраты на содержание и эксплуатацию оборудования (ремонтный фонд);
- прочие затраты (только для вновь строящихся теплоисточников).

При расчете экономической эффективности мероприятий в новые объекты теплоснабжения к учету принимались полные производственные издержки, описанные выше, а для существующих объектов теплоснабжения – только дополнительные переменные издержки (топливо), а также издержки, связанные с новыми

капиталовложениями в проект (затраты на ремонт и амортизационные отчисления). При этом принимается, что дополнительной потребности в рабочей силе не понадобится, а изменение прочих затрат не существенно.

**Затраты на топливо** определены исходя из годового расхода топлива и его прогнозной цены. Определение годового расхода топлива по теплоисточникам – см. 00.106-ОМ.08.001.

**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 ПП РФ от 01.01.2002 г. «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (в ред. Постановлений Правительства РФ от 09.07.2003 № 415, от 08.08.2003 N 476, от 18.11.2006 N 697, от 12.09.2008 N° 676, от 24.02.2009 N° 165). (10)

**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.

**Численность** промышленно-производственного персонала НЧТЭЦ определена на основании:

- «Нормативов численности промышленно-производственного персонала ТЭС (11);
- «Единых межотраслевых норм обслуживания оборудования тепловых электростанций и гидроэлектростанций» (12).

Численность промышленно-производственного персонала новых котельных определена на основании:

- «Нормативов численности промышленно-производственного персонала котельных в составе электростанций и сетей». (13);
- Рекомендаций по нормированию труда работников энергетического хозяйства» (14).
- «Рекомендаций по определению численности эксплуатационного персонала котельных, оборудованных паровыми котлами до 1,4 МПа (14 кгс/см<sup>2</sup>) и водогрейными котлами с температурой до 200 С» (15).

Для распределения **ремонтного фонда** по годам эксплуатации теплоисточников принимался метод Усреднённых затрат через ежегодные отчисления в ремонтный фонд. При этом реальный эксплуатационный цикл работы оборудования условно разделялся на три характерных этапа:

- I – приработка (освоение) оборудования;
- II – нормальная эксплуатация;
- III – старение энергоустановки.

Первый этап связан с вводом энергоустановки и выходом на проектные показатели. В процессе освоения устраняются отдельные дефекты оборудования, накапливается опыт его эксплуатации. На этапе нормальной эксплуатации технико-экономические параметры стабилизируются на уровне, близком к оптимальному, и периодически поддерживаются посредством капитальных ремонтов. На конечном этапе происходит ускоренный износ базовых узлов агрегатов с ухудшением основных характеристик: снижается производительность, падает КПД агрегатов, возрастают затраты на ремонты.

По экспертной оценке затраты на оборудование и материалы для ремонтов в первый год эксплуатации теплосетей приняты в размере 3% от суммарных затрат в ремонтный фонд, на втором этапе эксплуатации и в последующие 15 лет 2%, через 16 лет эксплуатации – на уровне 3,5%.

### **3.6.6. Производственные издержки тепло-сетевых организаций**

Определение затрат на ремонты теплосетей (ТС) и насосных станций (ПНС) осуществлялось в соответствии с СО 34.20.611-2003 "Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств электростанций" (16). Ежегодные ремонтные отчисления на содержание и эксплуатацию основного оборудования ТС приняты в размере 1,33%, ПНС – 8,94%.

Производственные издержки по тепловым сетям включают в себя следующие элементы затрат:

- амортизационные отчисления по тепловой сети, определяемые исходя из стоимости объектов основных средств и срока их полезного использования;
- затраты на оплату труда персонала с учётом страховых отчислений, рассчитываемых исходя из фонда заработной платы и процентной ставки по страховым отчислениям;
- затраты на ремонт;
- затраты на перекачку теплоносителя (электроэнергию);
- затраты на компенсацию потерь тепла в тепловой сети
- затраты по налогам;
- прочие затраты.

Расчёт амортизации в соответствии с «Налоговым кодексом РФ» производится по линейному методу.

### **3.6.7. Оценка результатов расчетов экономической эффективности**

Оценка экономической эффективности капиталовложений в развитие системы теплоснабжения города Набережные Челны на период до 2028 г. по рассматриваемым вариантам каждого сценария проводилась с использованием следующих показателей, позволяющих судить об экономических преимуществах инвестиций:

- чистый доход (NV);

- чистый дисконтированный доход (NPV);
- внутренняя норма доходности (IRR);
- потребность в дополнительном финансировании (ПФ);
- индексы доходности затрат и инвестиций (ИДД);
- срок окупаемости;

Условия финансовой реализуемости и показатели эффективности рассчитываются на основании денежного потока (Фт), конкретные составляющие которого зависят от оцениваемого вида эффективности.

На разных стадиях расчетов в соответствии с их целями и спецификой ПФ финансовые показатели и условия финансовой реализуемости ИП оцениваются в текущих или прогнозных ценах. Остальные показатели определяются в текущих или дефлированных ценах (4).

Эффективность рассматриваемого инвестиционного проекта характеризуется выше- приведенной системой показателей, представляется соотношением затрат результатов как применительно к интересам участников реализации проекта (эффективность собственного капитала – с учетом полных затрат собственника проекта), так и к проекту в целом (эффективность полных инвестиционных затрат – учета финансовой деятельности по проекту).

## 4. ОЦЕНКА ФИНАНСОВЫХ ПОТРЕБНОСТЕЙ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

### 4.1. Перечень рекомендуемых к реализации мероприятий

#### 4.1.1. Филиал ОАО «Генерирующая компания» Набережночелнинская ТЭЦ

ТЭЦ подлежит реконструкции в связи с продлением паркового ресурса, реновации и (или) выводом оборудования из рабочего цикла.

Стратегия планового технического освидетельствования ОАО «Набережночелнинской ТЭЦ», при существующем объеме тепловой мощности с учетом перспективного развития, на расчетный период до 2028г.:

##### Период с 2020 до 2028 г.г.:

- продление назначенного ресурса и модернизация (если того требует техническое состояние) водогрейных котлов ПТВМ-100 ст.№ 1, 2, 3, 4, 5, 6; ПТВМ-180 ст.№ 9, 11, 12, 14.
- продление назначенного ресурса и модернизация (если того требует техническое состояние) турбоагрегатов ПТ-60-130/13 ст.№ 1; ПТ-60-130/13 ст.№ 2; Т-100-130 ст.№6; Т-100-130-3 ст.№8; Р-50-130/13 ст.№9.
- продление назначенного ресурса и модернизация (если того требует техническое состояние) водогрейных котлов ПТВМ-180 ст.№ 7, 8, 13.
- продление назначенного ресурса и модернизация (если того требует техническое состояние) турбоагрегатов Т-100-130-2 ст.№4; Т-100-130-3 ст.№3, 5, 7.
- продление назначенного ресурса и модернизация (если того требует техническое состояние) паровых котлов ТГМ-84Б ст.№ 1, 3;
- продление назначенного ресурса и модернизация (если того требует техническое состояние) турбоагрегатов Т-100-130-2 ст.№3.

Перечень инвестиционных проектов на период 2012-2028гг. сведен в таблицу 4-1.

#### 4.1.2. ОАО «Набережночелнинское предприятие тепловых сетей»

В целях экономии издержек на приобретение электроэнергии предлагается установить когенерацию со следующими характеристиками: 1,95 МВт, 1,8Гкал/ч, так что годовая выработка электроэнергии составит 13000 МВт\*ч/год, а попутная выработка тепла – 15120 Гкал/год.

Помимо этого, в целях повышения энергетической эффективности, снижения собственных нужд ВПУ, внедрения энергосберегающих мероприятий, повышения надежности основного технологического оборудования и обеспечения бесперебойной работы предприятия и т.д. ОАО «Набережночелнинское предприятие тепловых сетей» предлагаются следующие реконструкции и технические перевооружения:

1. Техническое перевооружение цеха химводоподготовки
2. Реконструкция РУ №2 с заменой конденсаторных установок на регулируемые
3. Реконструкция РУ №3 с заменой масляных выключателей на вакуумные
4. Реконструкция РУ – 0,4 №1 с заменой пускорегулирующей аппаратуры
5. Реконструкция подстанции 6 кВ с выносом кабельных линий
6. Модернизация паровой котельной с установкой водогрейного котла КВГМ-50
7. Реконструкция тепловой изоляции наружных технологических трубопроводов
8. Реконструкция группы питательных насосов с установкой ЧРП.

Кроме того, стратегия планового технического освидетельствования Тепловой станции БСИ, при существующем объеме тепловой мощности с учетом перспективного развития, на расчетный период до 2028г.:

##### Период до 2015 года:

- продление назначенного ресурса и модернизация парового котла ДКВР 20/13 ст.№ 4.
- продление назначенного ресурса и модернизация водогрейных котлов ПТВМ-100 ст.№ 10, 11.
- продление назначенного ресурса и модернизация водогрейных котлов ПТВМ-100 ст.№ 8, 9.

##### Период до 2020 года:

- продление назначенного ресурса и модернизация паровых котлов ГМ 50/14 ст.№ 6, 7.

#### 4.1.3. ОАО «Набережночелнинская теплосетевая компания»

##### Перечень мероприятий:

1. Обеспечить режим работы тепловых сетей без срезки температурного графика 150/70.
2. Рекомендуется строительство ПНС-9 на тепловом №410 для обеспечения перераспределения нагрузок юго-западных потребителей.
3. Выполнение мероприятия по модернизации тепловых сетей на 2013-2020 гг. (за счет средств амортизационных отчислений и прибыли).
4. Строительство насосной станции (ПНС-7);
5. Перекладка тепловода №200, 300 с Ду 1000 на Ду 1200;
6. Строительство и реконструкция тепловых сетей для подключения жилых районов новой и существующей застройки.

#### 4.1.4. ООО «КАМАЗ-Энерго»

В целях обеспечения надежного энергоснабжения организаций и подразделений группы КАМАЗ и сторонних потребителей всеми видами энергоносителей, а также для снижения в дальнейшем затрат на обеспечение всеми видами покупных энергоносителей, снижение удельных затрат на производство единицы продукции была принята программа мероприятий в области развития энергетического хозяйства:

1. Модернизация ячеек ГПП 1; 15; 16; 23; 21; 14; 2; 3; 4; 5;
2. Замена электромеханической защиты на микропроцессорную на ГПП 1; 15; 16; 23; 21; 14; 2; 3; 4; 5;
3. Замена короткозамыкателей, отделителей на элегазовые выключатели на ОРУ ГПП 1; 15; 16; 23; 21; 14; 2; 3; 4; 5;
4. Кап. ремонт сетей наружного и внутреннего освещения объектов;
5. Кап. ремонт кабельных линий МССК 110кВ от ПП к ГПП 16; 23;
6. Замена участка теплотрассы ТЭЦ-Автозавод;
7. Установка преобразователя частоты на электроприводах сетевых насосов и т.д.

**Реализация большинства мероприятий является обязательной** в свете внедрения в России международного стандарта ISO 500001 «Система энергетического менеджмента», необходимости обновления основных фондов энергетического хозяйства и реорганизации схем обеспечения энергоносителями основного производства.

## 4.2. Объем инвестиций в строительство, реконструкции и техническое перевооружение источников тепловой энергии

### 4.2.1. Филиал ОАО «Генерирующая компания» Набережночелнинская ТЭЦ

Стратегия планового технического освидетельствования ОАО «Набережночелнинской ТЭЦ», при существующем объеме тепловой мощности с учетом перспективного развития, на расчетный период до 2028г с учетом капитальных вложений на реализацию запланированных мероприятий представлена в табл. 4-1 (см. ниже)

Все мероприятия представляют собой модернизацию основных средств, техническое перевооружение, реконструкцию, а также новое строительство (напр., градирни) с целью повышения энергетической эффективности с учетом Инвестиционного проекта ОАО «НЧТЭЦ».

Таблица 4-1. Перечень инвестиционных проектов ОАО «НЧТЭЦ» на период 2012-2028 гг.

Наименование	Затраты с учетом НДС, тыс. руб																
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	ИТОГО
Модернизация котлоагрегата ТГМЕ-464 ст.№№13,14 с установкой газовых блоков АМАКС				50,23													50,23
Модернизация котлоагрегата ТГМ-84 "Б" ст.№№ 2, 6, 10 с установкой газовых блоков АМАКС		67,00															67,00
Модернизация котлоагрегата ТГМ-84 "Б" ст.№№4, 9 с установкой газовых блоков АМАКС		0,50	44,00														44,50
Котел ТГМЕ-464 ст.№ 11. Модернизация котлоагрегата с установкой газовых блоков АМАКС		0,25	26,25														26,50
Котлоагрегат ТГМ-84 "Б" ст.№1. Модернизация с установкой газовых блоков			0,25	26,25													26,50

АМАКС																	
Котлоагрегат ТГМЕ-464 ст.№ 12. Модернизация с установкой газовых блоков АМАКС			0,25	26,25													26,50
Котлоагрегат ПТВМ-180 ст.№ 7. Модернизация с установкой газовых блоков АМАКС			0,50	40,00													40,50
Дооборудование приборами учета и регулирования собственных и хозяйственных нужд ТЭЦ		0,50	11,50														12,00
Модернизация оборудования ОВК предочистка: переход со схемы осветления на схему микрофльтрации производительнос тью 360м3			2,40	70,00													72,40
Реконструкция БОС							1,50	70,00	70,0								141,50

Модернизация обессоливающей установки на обратный осмос.					7,00	93,00	88,00										188,00
Модернизация I блока ОУ (UPCORE)							3,00	45,08									48,08
Градирня № 6. Модернизация системы водораспределения и внедрение полимерных материалов и влагоуловителей			2,00	56,00	74,00												132,00
Градирня № 4. Модернизация системы водораспределения и внедрение полимерных материалов и влагоуловителей					2,00	106,00											108,00
Котлоагрегат ПТВМ-100 ст.№ 2,4. Модернизация с установкой газовых блоков АМАКС				0,50	40,00												40,50
Котлоагрегат ПТВМ-100 ст.№ 5. Модернизация с установкой газовых блоков АМАКС				0,50	40,00												40,50

Котлоагрегат ПТВМ-100 ст.№ 6. Модернизация с установкой газовых блоков АМАКС				0,50	40,00												40,50
Котлоагрегат ПТВМ-180 ст.№ 8. Модернизация с установкой газовых блоков АМАКС						0,50	40,00										40,50
Котлоагрегат ПТВМ-180 ст.№ 9. Модернизация с установкой газовых блоков АМАКС					0,50	40,00											40,50
Котлоагрегат ПТВМ-180 ст.№ 12,13. Модернизация с установкой газовых блоков АМАКС					1,00	80,00											81,00
Котлоагрегат ПТВМ-180 ст.№ 11. Модернизация с установкой газовых блоков АМАКС						0,50	40,00										40,50
Котлоагрегат ПТВМ-180 ст.№ 10,14. Модернизация с установкой газовых блоков АМАКС							1,00	80,00									81,00

Котлоагрегат ПТВМ-100 ст.№ 3. Модернизация с установкой газовых блоков АМАКС							0,50	4,0,00									4,0,50
Модернизация питательной деаэрационной установки ст.№ 1						0,80	25,90										26,70
Техническое перевооружение оборудования техводоснабжения (установка в ЦНС-1 циркуляционных насосов типа 96ДПВ)								60,00	60,00	51,56							171,56
Модернизация градирен ст.№2.3 с установкой панелей вертикального типа.									0,90	15,00							15,90
Реконструкция трубопроводов подземных коммуникаций промплощадки (замена трубопровода сырой добавочной воды на полиэтиленовый)						46,60											46,60

Модернизация котла ПТВМ-180 ст.№ 13 с установкой поверхностей нагрева нового типа.										2,80	95,20						98,00
Модернизация котла ПТВМ-180 ст.№ 11 с установкой поверхностей нагрева нового типа.												2,80	95,20				98,00
Модернизация котла ПТВМ-180 ст.№ 8 с установкой поверхностей нагрева нового типа.											2,80	95,20					98,00
Модернизация котла ПТВМ-100 ст.№ 3 с установкой поверхностей нагрева нового типа.											2,00	48,00					50,00
Модернизация котла ПТВМ-100 ст.№ 5 с установкой поверхностей нагрева нового типа.													2,00	48,00			50,00

Модернизация котла ПТВМ-100 ст.№ 6 с установкой поверхностей нагрева нового типа.															2,00	48,0		50,00
Модернизация котла ТГМЕ-464 ст.№ 12 с установкой модифицированной паросборной камеры					1,00	20,35												21,35
Модернизация котла ТГМЕ-464 ст.№ 13 с установкой модифицированной паросборной камеры						1,00	20,35											21,35
Целевые мало- и средне-затратные пилотные объекты в рамках Программы энергосбережения		15,00	15,00	15,00	16,00	17,00	18,00	19,00	19,00	19,00	19,00	19,00	19,00	19,00	19,00	19,00	19,00	267,00
Строительство градирни №7								4,30	386,00	386,00								776,30
<b>ВСЕГО:</b>	<b>0,0</b>	<b>83,25</b>	<b>102,15</b>	<b>285,23</b>	<b>221,50</b>	<b>405,75</b>	<b>236,75</b>	<b>249,88</b>	<b>535,90</b>	<b>544,36</b>	<b>119,00</b>	<b>165,0</b>	<b>116,20</b>	<b>69,00</b>	<b>67,00</b>	<b>19,00</b>	<b>3219,97</b>	

#### 4.2.2. ОАО «Набережночелнинское предприятие тепловых сетей»

Затраты на реализацию инвестиционных проектов составляют 74,5 млн. руб. за 2014–2016гг. Они направлены на обновление основных фондов предприятия, так как износ зданий и сооружений достиг 61,3%, а машин и оборудования – 66,4%. Кроме того, результатом реализации мероприятий будет существенная экономия материалов, воды, топлива, потребляемой электроэнергии, снижение тепловых потерь. Помимо этого на продление ресурса и модернизацию паровых и водогрейных котлов потребуется менее 1 млн. руб., в то же время это позволит увеличить срок службы котлов и сократить потери в случаях их поломок.

Со временем возможен прирост тепловой нагрузки, изменение зоны действия в связи с расширением территории обслуживания и ввода в эксплуатацию новых жилых территорий. В то же время с приростом тепловой нагрузки будут расти и затраты на электроэнергию, приобретаемую на основании договора с филиалом ОАО «Татэнергосбыт». В структуре затрат на производство тепловой энергии электроэнергия составляет 5, 26%, причем цена за кВт постоянно растет. Так, в 2013 году она составляет 2, 88руб./ кВт\*ч, в связи с этим предлагается производить генерацию электроэнергии с использованием собственных мощностей.

**Таблица 4-2. Затраты на приобретение электроэнергии**

Наименование статьи	факт		
	2009 год	2010 год	2011 год
Покупная электроэнергия, тыс.руб.	27248,1	25759,6	22927,0
Расход, тыс.мэ	13662,0	11246,6	11065,2
Цена, руб./тыс.мэ	1,99	2,29	2,07

Затраты на техническое перевооружение Тепловой станции БСИ с целью самостоятельной выработки электроэнергии составляют 76500 тыс. руб. в 2013 году.

Составляющие капитальных затрат объектов генерации:

- ПИР – 4%;
- Основное оборудование – 55%;
- Вспомогательное оборудование – 15%;
- СМР – 18%;
- Прочие – 8%.

Все капиталовложения совершаются впервые 3 квартала 2013г., при этом проектирование и заказ оборудования оплачиваются в первые периоды в связи с необходимостью внесения авансового платежа за оборудование (табл. 4-3).

**Таблица 4-3. План капитальных вложений ОАО «НЧ ПТС» на внедрение когенерации**

№п/п	Наименование мероприятий	%%	Объем капиталовложений, тыс. руб.			
			общие	1 квартал	2 квартал	3 квартал
1	Проектирование	4	3060	1530	1530	
2	Заказ	70	53550	26775	26775	

	оборудования, в т.ч.:					
2.1	основное оборудование	55	42075	21037,5	21037,5	
2.2	вспомогательное оборудование	15	11475	5737,5	5737,5	
3	Строительные работы, в т.ч.:	18	13770			13770
3.1	СМР	18	13770			13770
4	Прочие	8	6120			6120
	ИТОГО:		76500	28305	28305	19890

Объем финансирования согласно Инвестиционной программе составляет 74,5 млн. руб, общий согласно Схемы теплоснабжения 95,15 млн. руб.

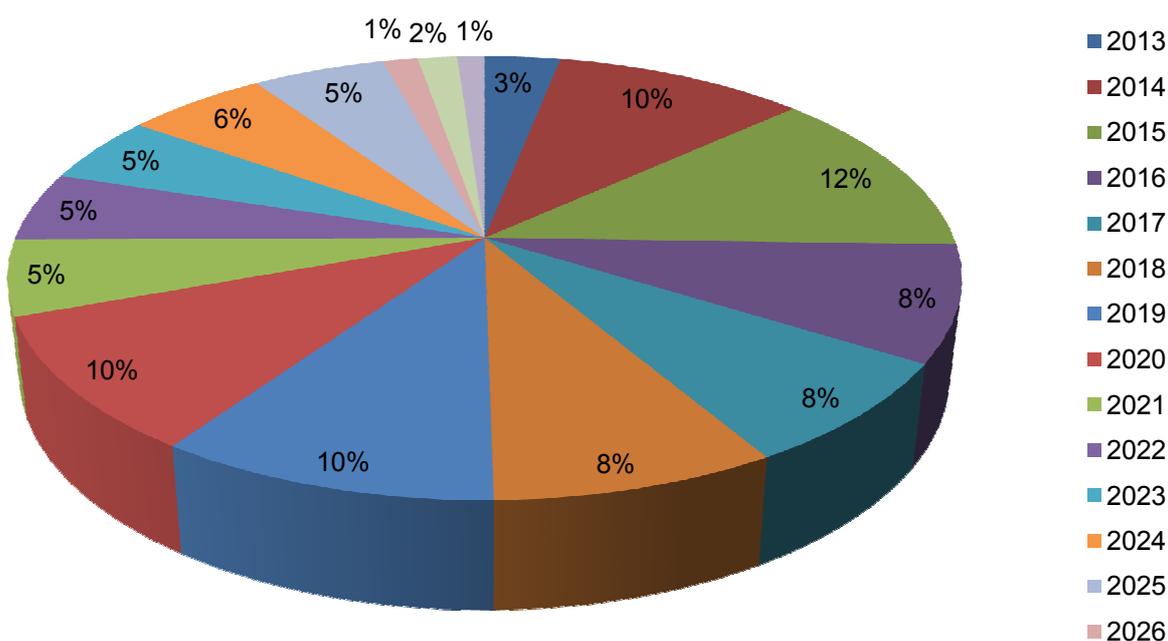
Таблица 4-4. План капитальных вложений ОАО "НЧ ПТС", млн.руб

Наименование	Затраты с учетом НДС, млн. руб																ИТОГО:
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	
Техническое перевооружение цеха химводоподготовки Теплово́й станции (III этап)		15															15,00
Реконструкция РУ №2 с заменой конденсаторных установок на регулируемые		7,30															7,30
Реконструкция РУ №3 с заменой масляных выключателей на вакуумные.			9,60														9,60
Реконструкция РУ-0,4 №1 с заменой пускорегулирующей аппаратуры				9,40													9,40
Реконструкция подстанции 6 кВ с выносом кабельных линий.			5,60														5,60
Модернизация паровой котельной с установкой водогрейного котла КВ ГМ 50				17,85													17,85
Реконструкция тепловой изоляции наружных			7,00														7,00

технологических трубопроводов.																	
Реконструкция группы питательных насосов с установкой ЧРП				1,65													1,65
ОНМ		0,50	0,50	0,10													1,10
Продление назначенного ресурса и модернизация парового котла ДКВР 20/13 ст.№4			0,11														0,11
Продление назначенного ресурса и модернизация водогрейных котлов ПТВМ-100 ст.№10, 11			0,21														0,21
Продление назначенного ресурса и модернизация паровых котлов ГМ 50/14 ст.№ 6, 7						0,22											0,22
Продление назначенного ресурса и модернизация водогрейных котлов ПТВМ-100 ст.№ 8, 9								0,212									0,21
Строительство когенерационной установки (N <sub>уст</sub> =1,95 МВт, Q <sub>уст</sub> =1,85 Гкал/ч)	6,12	13,77															19,89
<b>ВСЕГО:</b>	<b>6,12</b>	<b>36,57</b>	<b>23,02</b>	<b>29,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,22</b>	<b>0,00</b>	<b>0,21</b>	<b>0,00</b>	<b>95,15</b>							

#### 4.2.3. ОАО «Набережночелнинская теплосетевая компания»

Мероприятия, планируемые к внедрению в период 2013–2028гг. включают в себя реконструкции тепловодов, теплотрасс, узлов и некоторые другие необходимые к выполнению реновации, связанные с поддержанием эффективного энергоснабжения, обеспечением промышленной безопасности. Кроме того, планируется подключение отдельных комплексов, микрорайонов, поселков к строящимся тепловодам. В 2012г. на эти цели уже было инвестировано 69778 тыс. руб. Объемы капиталовложений в 2013–2028гг. по наименованиям мероприятий представлены в табл. 4-4 и по объемам ежегодного финансирования на рис. 4-1. Таким образом, инвестиции будут распределены во времени следующим образом:



**Рисунок 4-1. Распределение инвестиций в ОАО «Набережночелнинская теплосетевая компания»**

В 2013 году они составят 196 851,2 тыс. руб. (3,1%);

В 2014 году – 654 570,8 тыс. руб. (10,2%);

В 2015 году – 791 693 тыс. руб. (12,3%);

В 2016 году – 543 785,8 тыс. руб. (8,4%);

В 2017–2028гг. – 4 260 134,4 тыс. руб. (66,1%).

Таблица 4-5. План капитальных вложений ОАО «НЧТК»

Наименование	Затраты с учетом НДС, тыс. руб																	ИТОГО:
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	
Реконструкция тепловода №210 от К-2 до АНС-23				22507,0														22507,0
Реконструкция тепловода №210 от КТС 87 до т.Б угол поворота после ТУ-23"Б"				50659,0														50659,0
Реконструкция тепловода №510. Участок от т.А у ТК 307 до ТУ-305/1 у р.Мелекеска			42994,0															42994,0
Реконструкция ПНС-Сидоровка с установкой ЧРП				121623,0														121623,0
Реконструкция тепловода №10юз от ТК-170 до ТК-157 через пр.М.Джалиля Ф325				8737,0														8737,0
Реконструкция тепловода №14. 2 пусковой комплекс.			38800,0															38800,0

Реконструкция теплотрассы ТЭЦ -Новый город, замена трубопроводов II очереди.Перекладка тепловода 200 с Ду 1000 на Ду 1200				141796,0	165860,0	165860,0	165860,0	165860,0	165860,0								971096,0
Реконструкция тепловода №320 (ТУ83 -ТУ-95 - КТС208-ТУ94)			61556,0														61556,0
Реконструкция ПНС-6 с установкой ЧРП, автоматизацией и диспетчеризацией.				25462,0													25462,0
Реконструкция ЦТП Северо-Восточного района г.Набережные Челны.			17032,0														17032,0
Вынос тепловых сетей из ликвидируемых ЦТП Северо-Восточного района г.Набережные Челны.					50000,0												50000,0
Монтаж устройств компенсации реактивной мощности на насосных станциях в г.Наб.Челны		527,0															527,0
Реконструкция тепловодов при ликвидации ЦТП в Юго-Западе в г.Набережные Челны.		11951,8	11808,5	15211,7													38972,0

Строительство ПНС-7 на тепловом №310			9014,6														9014,6
АСУ Теплоснабжение. 3 этап.				31222,0													31222,0
Реконструкция тепловых сетей тепловой станции Юго-Западной части г.Набережные Челны			19531,0														19531,0
Реконструкция тепловода №15 (29 мкр.)			12252,0														12252,0
Реконструкция тепловода №311 ТУ 31 - ТУ 33				22434,0													22434,0
Реконструкция тепловода №311 ТУ 33 - ТУ 33б				9738,0													9738,0
Реконструкция тепловода №320 от НО463 - ТУ97 - ТУ96 - ТУ99 - ТУ83 1,2,3 пусковые комплексы, Ду1000		50425,0															50425,0

Реконструкция ПНС-Нижний дьеф с заменой распределительного 6/0,4кВ, установкой ЧРП, автоматизацией и диспетчеризацией			20000,0														20000,0
Замена технологического оборудования на всех автоматизированных и подлежащих автоматизации объектах теплоснабжения (ПНС 3,4,5) с установкой запорной арматуры с возможностью телеуправления			40000,0	5000,0													45000,0
Оптимизация сети БСИ уз.1а-уз.1							3270,0										3270,0
Оптимизация сети БСИ уз.1- уз.3							22902,0										22902,0
Оптимизация сети БСИ уз.3-уз.5								51157,0									51157,0
Оптимизация сети БСИ уз.5-уз.6									31281,0								31281,0

Оптимизация сети БСИ уз.6-уз.7										70068,0									70068,0
Оптимизация сети БСИ уз.7-уз.7а											18900,0								18900,0
Оптимизация сети БСИ уз.7а-уз.7б											13839,0								13839,0
Оптимизация сети БСИ уз.7б-уз.7.1												3832,0							3832,0
Оптимизация сети БСИ уз.7.1-тк6												23680,0							23680,0
Оптимизация сети БСИ уз.5-уз.5б									3268,0										3268,0
Оптимизация сети БСИ уз.5б-уз.5в									4767,0										4767,0
Оптимизация сети БСИ уз.5в-уз.5.1									5070,0										5070,0

Оптимизация сети БСИ уз.1-уз.8													14422,0						14422,0
Оптимизация сети БСИ уз.8-уз.9														21835,0					21835,0
Оптимизация сети БСИ м.354.00-м.354.20															5174,0				5174,0
Оптимизация сети БСИ м.20.50-м.354.20															5702,0				5702,0
Оптимизация сети БСИ м.354.20-м.20.30															7145,0				7145,0
Оптимизация сети БСИ тк.6-м.307.15																11459,0			11459,0
Оптимизация сети БСИ м.307.15-м.20.23																6367,0			6367,0
Оптимизация сети БСИ уз.7-м.20.44																		205,0	205,0

Оптимизация сети БСИ м.20.44-м.20.48																	518,0	518,0	
Оптимизация сетей от ЦТП 3а/47 (п.ГЭС):ТК 210-ТК 214																	4725,0	4725,0	
Оптимизация сетей от ЦТП 3а/47 (п.ГЭС):ТК 216-ТК 217																	1958,0	1958,0	
Оптимизация сетей от ЦТП 3а/47 (п.ГЭС):ТК 217-ТК 218																	1581,0	1581,0	
Оптимизация сетей от ЦТП 3а/47 (п.ГЭС):ТК 218-ТК 219																	1105,0	1105,0	
Оптимизация сетей от ЦТП 2 (п.ГЭС):от точки врезки на д/с №42 до д/с №42																		1296,0	1296,0
Оптимизация сетей от ЦТП 2 (п.ГЭС): В ж.д. 10/35 до т/узла																		3227,0	3227,0
Оптимизация сетей от ЦТП 2 (п.ГЭС):Транз.тр. в ж.д. 10/24 до точки подкл.ж.д. 10/32																		933,0	933,0

Оптимизация сетей от ЦТП 7 (п.ГЭС):ТК 179-ТК 178																		1130,0		1130,0	
Оптимизация сетей от ЦТП 7 (п.ГЭС):ТК 178-ТК 177																			2761,0		2761,0
Оптимизация сетей от ЦТП 7 (п.ГЭС):ТК 177 до точки подкл.ж.д.10/40																			301,0		301,0
Оптимизация сетей от ЦТП 7 (п.ГЭС):от точки подкл ж.д. 10/40 до точки подкл.10/41																			11498,0		11498,0
Оптимизация сетей от ЦТП 7 (п.ГЭС):от точки подкл ж.д. 10/41 до точки подкл.10/42																			1024,0		1024,0
Оптимизация сетей от ЦТП 7 (п.ГЭС): В ж.д. от перехода трубопровода с d125 на 100мм																			569,0		569,0
Оптимизация сетей от ЦТП 8 (п.ГЭС): ЦТП 8 до ж.д. 10/64																				1095,0	1095,0
Оптимизация сетей от ЦТП 8 (п.ГЭС): В ж.д. 10/64 до т.узла																				156,0	156,0



Подключение "Замелекесье"		27682	60900	63337		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	151919,0
Подключение Микрорайон 66	25759,6	21466,3	23612,9	19646,0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	90484,7
Подключение "ВСО"		2930,8	6447,8	3352,8	7041,0	3802,1	8440,7	4009,3	8179,1	4048,6	8340,2	4253,5	8592,1	8678,0		0,0	0,0		78116,1
Подключение поселок ГЭС	6789,1	16972,7	7468,0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	31229,8
Подключение поселок Сидоровка		0,0	18591,0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	18591,0
Подключение Комплекс 37		0,0	14711,0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14711,0
Подключение поселок ЗЯБ	11777,0	11776,5		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	23553,5
Подключение Микрорайон 33		0,0	3313,6	3446,1		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6759,6

Подключение Микрорайон 32		2072,1	3419,0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5491,1
Подключение Микрорайон 62		864,0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	864,0
Подключение Комплекс 9		716,1	787,8	702,2		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2206,1
Подключение Комплекс 58		1458,1	3742,6		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5200,7
Подключение Комплекс 60	1985,9	1985,9		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3971,9
Подключение Комплекс 38		0,0	0,0	1102,0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1102,0
Подключение Комплекс 12		1015,5	1117,1		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2132,6
Подключение Комплекс 13		2365,0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2365,0

Подключение Комплекс 14	1609,8	1609,8		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3219,6
Подключение Комплекс 16		0,0	1108,8	1153,2		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2262,0
Подключение Комплекс 19		0,0	0,0	4265,0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4265,0
Подключение Комплекс 44		1708,0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1708,0
Подключение Комплекс 21		2166,0	5415,3	13141,2		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	20722,6
Подключение Комплекс 61	2288,8	1373,3	1007,1		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4669,1
Подключение Комплекс 48		4603,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4603,8
Подключение Комплекс 49	1985,9	4633,9		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6619,8

Подключение Микрорайон 50А	1796,0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1796,0
Подключение Комплекс 50	3189,5		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3189,5
Подключение Микрорайон 64		0,0	0,0	2130,0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2130,0
Подключение Комплекс 65	3719,4	11158,3	12274,1	12765,1		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	39917,0
Подключение Комплекс 63				3466,0	3639,0	3930,0	4362,0	4144,0	4227,0	4185,0	4311,0	4397,0	4441,0	4485,0					45587,0
Подключение Микрорайона Машиностроителей									6205,0	6143,0	6327,0	6454,0	6518,0	6584,0					38231,0
Реконструкция участка тепловой сети от ТК 1А по ТК 1 с Ду400 на Ду500		6512,0																	6512,0
Реконструкция тепловода №320 от ТУ 94 -ТУ 82- КТС 204 -ТУ 81					31961,0	31961,0	31961,0	31961,0	31961,0										159805,0

Реконструкция тепловода №312 (КТС78 - КТС138)					3898,0	3899,0	3899,0	3899,0	3899,0									19494,0
Реконструкция тепловода №321 (ТУ-90-ПНС 3- ТУ12а)					6186,0	6186,0	6186,0	6186,0	6186,0									30930,0
Реконструкция тепловода №111 (ТУ6а - КТС64-ТУ12а)				13578,0	1804,0	1804,0	1804,0	1804,0	1803,0									22597,0
Реконструкция тепловода №111 (ТУ-44 - ТУ44а-ТУ44б)					5882,0	5882,0	5882,0	5882,0	5882,0									29410,0
Реконструкция тепловода №111 (ТУ24-ТУ43)					7299,0	7299,0	7299,0	7299,0	7299,0									36495,0
Реконструкция тепловода №10юз (ТК-182-ЦТП-8) д 377-340 м, д 273-496м, д 273-1910 м					5463,0	5463,0	5462,0	5462,0	5462,0									27312,0
Реконструкция тепловода №510(ТУ-5/1-ТУ-6) д 630-90 м					673,0	673,0	673,0	673,0	673,0									3365,0
Реконструкция тепловода №510(ТУ-4/2-ТУ-4/1) д 630-1734м					12980,0	12980,0	12979,0	12979,0	12979,0									64897,0

Реконструкция тепловода №18юз(ТК-100-ТК-118/1) d426-740м, d 325-1362м, d 273-126 м					6507,0	6507,0	6508,0	6508,0	6508,0								32538,0
Реконструкция тепловода №17Аюз(ТК-293-ЦТП 17а/1,17а/20, 17а/17) тепловода №522 (ТК-292-ТК-293) d426-352м, d 325-948м, d 219-286 м					4120,0	4120,0	4120,0	4120,0	4120,0								20600,0
Реконструкция тепловода №511(ТК-197-ТК-289) d 630-394м					2950,0	2950,0	2950,0	2950,0	2950,0								14750,0
Реконструкция тепловода №500 d 920-1340м, d 1020-3023 м					74459,0	74459,0	74459,0	74459,0	74459,0								372295,0
Реконструкция тепловода на участке от ТУ -77 до ТК -1 (51комплекс) (Ф219-Ф273) L=821п.м.					1337,0	1337,0	1337,0	1337,0	1337,0								6685,0
Реконструкция тепловода №321 ТУ 12а-ТУ 12 (487.5м)												13492,0	13492,0	13492,0	13492,0	13492,0	67460,0
Реконструкция тепловода на участке от ТК -102 до ТК -110 (42комплекс) (Ф273) L=487п.м.					1107,0	1107,0	1107,0	1107,0	1107,0								5535,0

Реконструкция тепловода №210 от ТУ-24а до ТУ-26				57244,0	30000,0	31485,0	31486,0	31486,0	31486,0								213187,0
Автоматизация тепловых узлов магистральных тепловых сетей			15000,0	15000,0	15000,0	3000,0	3000,0	3000,0	3000,0	3000,0							60000,0
Установка приборов регистрации параметров режима работ тепловой сети и передачи данных в контрольных точках по Юго-Западному району			4000,0														4000,0
Реконструкция тепловода от ТУ-49 до ТУ-51					8280,0	8280,0	8280,0	8280,0	8280,0								41400,0
Реконструкция тепловода от ТУ-9 до ТК-11					2611,0	2611,0	2611,0	2611,0	2611,0								13055,0
Реконструкция тепловода №321 от ТУ-81 до ТУ-90												53621,0	53621,0	53621,0	53621,0	53621,0	268105,0
Реконструкция тепловода №210 от ТУ-24 до ТУ-24б			2461,0	2461,0	2461,0	2461,0	2461,0										12305,0

Реконструкция тепловода №210 от ТУ-24δ до ТУ-25			428,0	428,0	428,0	428,0	428,0											2140,0
Перекидка от ТК 250 до ТК 292 с Ду 400 на Ду 600					39943,0	39943,0	39943,0	39943,0	39943,0									199715,0
Строительство ПНС-8 на тепловде №320	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Строительство ПНС-9 на тепловде №410			74758,0	60000														134758,0
Перекидка 300 тепловда от ТЭЦ до Камеры переключений с 1000 мм до 1200мм (l=7433.5м)										150000	200000	200000	200000	200000				950000,0
Реконструкция тепловда №100 ввод/вывод на ПНС-1,ПНС-5,ПНС-6										50000								50000,0
Руконструкция тепловда №320 от ТУ83 до ТУ-8								40022	40022									80044,0
Реконструкция тепловда №111 от ТУ-3А до ТУ-7								44600	44600									89200,0

ВСЕГО:	69778,0	187576,8	649655,7	782827,8	543171,2	490821,3	528927,6	632688,1	626329,7	347740,9	319183,8	311432,2	358694,5	335938,9	90590,0	102222,0	7108,0	6328888,5
--------	---------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	---------	----------	--------	-----------

#### 4.2.4. ООО «КАМАЗ-Энерго»

Программа мероприятий, предполагаемая к внедрению в период 2012– 2020гг., предусматривает финансовые вложения (недисконтированные на начало периода) в размере 1 558 987 тыс. руб. Из них 104 200 тыс.руб. были инвестированы в 2012 году, 172 750 тыс. руб. – ожидаемые вложения в 2013 году, 137 800 тыс. руб. – необходимые инвестиции в 2014 году, 183 250 тыс. руб. – в 2015 году, 170 780 тыс. руб.– в 2016 году, 195 780 тыс. руб. – в 2017 году, 193 780 – в 2018 году и примерно по 225 000 тыс. руб.–в 2019г. и в 2020г. Структуру инвестиций по годам и объемы финансирования каждого предлагаемого инвестиционной программой мероприятия можно увидеть на рис. 4-2 и в Таблице 4-6 План капитальных вложений ООО «КАМАЗ-Энерго» на период 2012–2020гг.

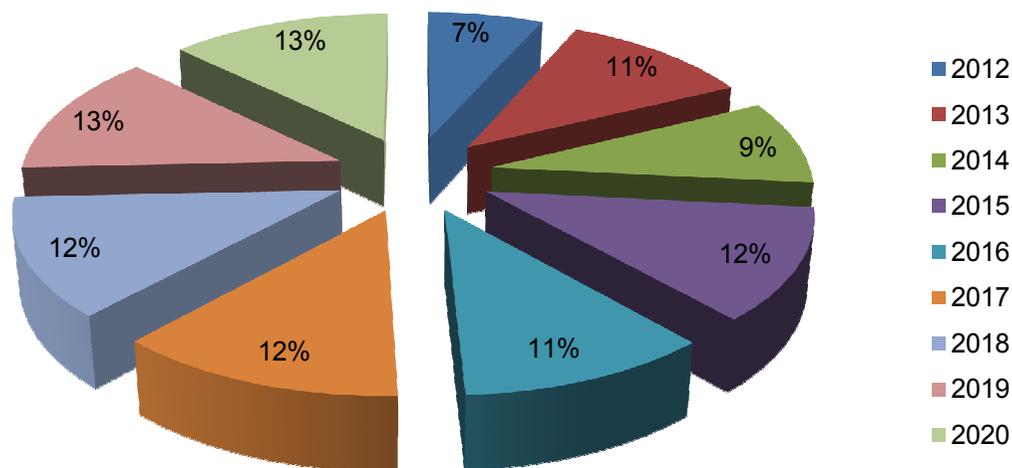


Рисунок 4-2. Распределение инвестиций по годам в ООО «КАМАЗ-Энерго»

Таблица 4-6. План капитальных вложений ООО «КАМАЗ-Энерго» на период 2012-2020гг., млн.руб

Наименование	Затраты с учетом НДС, тыс. руб																ИТОГО:
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	
Ретрофит (модернизация) ячеек ГПП1;15; 16; 23; 21; 14; 2;3;4,5 с заменой маломасляных выключателей на вакуумные	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00	29,00									232,00
Замена электромеханической защиты на микропроцессорную на ГПП 1;15; 16; 23; 21; 14; 2;3;4,5	33,00	33,00	33,00														99,00
Замена короткозамыкателей, отделителей на элегазовые выключатели на ОРУ ГПП 1;15; 16; 23; 21; 14; 2;3;4,5	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00									224,00
Капитальный ремонт сетей наружного и внутреннего освещения объектов ООО «КАМАЗ-Энерго»			4,75														4,75
Капитальный ремонт кабельных линий МССК 110 кВ от ПП к ГПП 16;23. При необходимости заменить на ВЛ 110кВ							29,49	29,49									58,99
Замена совтолового оборудования на безопасные аналоги	27,53	27,53	27,53														82,58
Внедрение системы БАВР на ГПП 12,11,23, 15					24,00	24,00											48,00
Установка оборудования учета тепловой энергии на выводах от ТЭЦ и на объектах ОАО «КАМАЗ»	15,62	15,62															31,23

Замена (реконструкция) участка теплотрассы ТЭЦ-Автотавод.			12,48	12,48	12,48	12,48	12,48	12,48										74,90
Установка приборов учета газа	2,50																	2,50
Проведение капитального ремонта газового оборудования с элементами модернизации (ГГРП, ГРП, ШРП).	3,33	3,33	3,33	3,33	3,33	3,33	3,33	3,33										26,67
Диагностика трубопроводов отопления	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80										6,40
Реконструкция трубопровода Ду1200 мм от ТЭЦ до ЦТП АП Участок 2325 п.м.			147,88															147,88
Реконструкция трубопровода Ду1200 мм от ТЭЦ до ЦТП АП Участок 3500 п.м.				46,99	47,00	47,00	47,00	47,00										234,97
Реконструкция насосных станций с внедрением частотного регулирования сетевых насосов, в т.ч.: Установка преобразователя частоты на электроприводах подмешивающих насосов ПНС-2			12,28															12,28
Реконструкция насосных станций с внедрением частотного регулирования сетевых насосов, в т.ч.: Установка преобразователя частоты на электроприводах подмешивающих насосов ПНС КИСМ	2,15																	2,15

Реконструкция насосных станций с внедрением частотного регулирования сетевых насосов, в т.ч: Установка преобразователя частоты на электроприводах подмешивающих насосов ПНС ЛЗ		4,32															4,32
<b>ВСЕГО:</b>	<b>141,93</b>	<b>141,58</b>	<b>388,98</b>	<b>210,61</b>	<b>234,61</b>	<b>234,61</b>	<b>240,11</b>	<b>240,11</b>	<b>0,00</b>	<b>1832,53</b>							

### **4.3. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности**

Финансирование мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению рассматриваемых источников тепловой энергии и тепловых сетей осуществляется за счет собственных средств предприятий. Бюджетное финансирование подобных проектов не осуществляется из бюджетов субъектов Российской Федерации и местных бюджетов. Финансирование из собственных средств теплоснабжающих и теплосетевых предприятий подразумевает использование средств из прибыли и амортизационных отчислений. По согласованию с органами тарифного регулирования в цены (тарифы) на тепловую энергию может включаться прибыль на развитие производства, необходимая для реализации предусмотренных инвестиционной программой мероприятий.

Наиболее существенным источником среди собственных средств считаются амортизационные отчисления (амортизационный фонд), наличие такого фонда означает наличие свободных денежных средств, которые могут быть потрачены на новое оборудование, технологии, модернизацию и т.д. Таким образом, амортизация становится не только инструментом постепенного возвращения затрат, но и источником технической модернизации. Результатом такой модернизации (капитального ремонта) может стать доценка оборудования на сумму осуществленных затрат, которые также будут амортизироваться за период полезного срока эксплуатации объекта.

Другим источником финансирования реноваций является чистая прибыль предприятия, большинство рассматриваемых нами предприятий получали положительную экономическую прибыль в предыдущих периодах. Чистая прибыль непосредственно зависит от устанавливаемых тарифов, себестоимости основной продукции, а также прочих доходов и расходов фирмы, баланс которых иногда приводит чистую прибыль к отрицательным показателям.

#### **4.3.1. Филиал ОАО «Генерирующая компания» Набережночелнинская ТЭЦ**

Источниками инвестиций в обновление мощностей Набережночелнинской ТЭЦ являются прибыль на электроэнергию и теплоэнергию, а также амортизация на электроэнергию и теплоэнергию, распределение всего объема инвестиций по источникам и по годам – см. ниже.

**Таблица 4-7. Распределение инвестиций в ОАО «НЧТЭЦ» по источникам финансирования**

Источник инвестирования	Объем капиталовложений, млн. руб.									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Итого
Амортизация на электроэнергию	86,88	57,95	196,64	79,77	210,77	192,95	54,2	0,00	0,00	879,16
Прибыль на электроэнергию	135,9	95,75	74,35	196,23	199,1	255,88	21,3	404,0	405,0	1787,51
Амортизация на теплоэнергию	112,59	46,99	88,89	153,67	41,8	20,35	0,00	0,00	0,00	928,58
Прибыль на теплоэнергию	88,38	271,77	107,67	25,2	48,8	70,0	70,0	0,00	0,00	681,82

#### 4.3.2. ОАО «Набережночелнинское предприятие тепловых сетей»

Анализ финансовых результатов деятельности ОАО «НЧПТС» за период 2009–2011гг. показал, что чистая прибыль за этот период деятельности предприятия уменьшалась с 54405 тыс. руб. в 2009г. до 1608 тыс. руб. в 2011г. Накопленная амортизация на конец 2011 г. составила 20445 тыс. руб., на конец 2010 г. – 15413 тыс. руб., а на конец 2009 г. – 11916 тыс. руб. Таким образом, собственный источник финансирования капитальных вложений уменьшался.

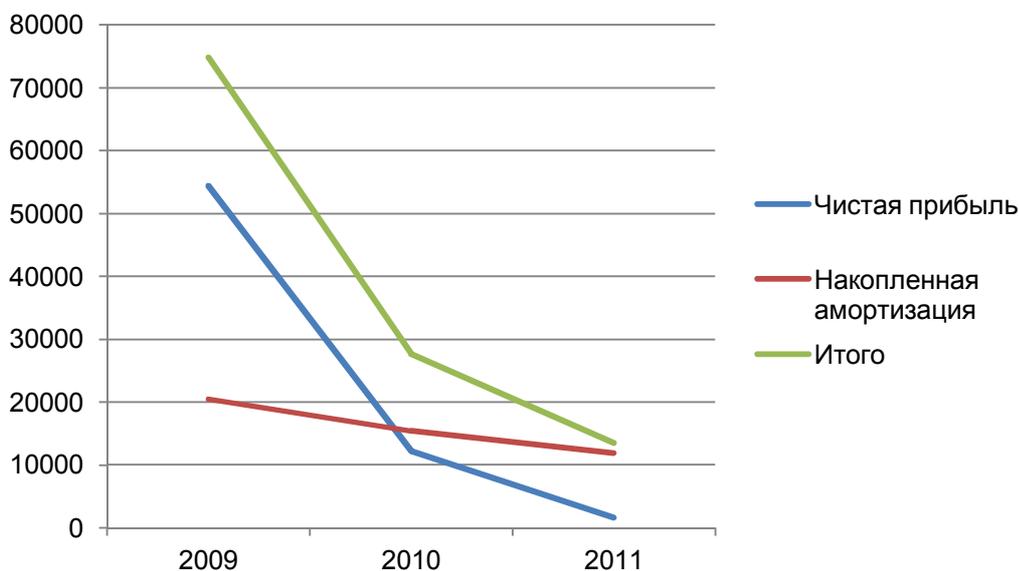


Рисунок 4-3. Динамика изменений внутренних источников финансирования

Однако исходя из прогнозных значений прибыли и накопленной амортизации и учитывая значительный рост тарифа на тепловую энергию в 2012 году, предприятие рассчитывает осуществить все инвестиционные мероприятия за счет собственных средств:

- Амортизационные отчисления □ 21,7 млн. руб.;
- Нераспределенные прибыли прошлых лет □ 3,8 млн. руб.
- Инвестиционная составляющая тарифа □ 49 млн. руб.

В том числе ОАО «НЧПТС» планирует за счет собственных средств установить когенерацию (1,95МВт +1,8 Гкал/ч), инвестиции в которую в первые 6–9 месяцев 2013 года составят 76,5 млн. руб.

#### 4.3.3. ОАО «Набережночелнинская теплосетевая компания»

В соответствии с Инвестиционной программой ОАО «НЧТК» на период 2012–2028гг., дополнительными расходами на подключение комплексов и микрорайонов, а также затратами на оптимизацию сетей общая величина необходимых инвестиций составит 6 516 813,3 тыс.руб. с учетом НДС, в том числе:

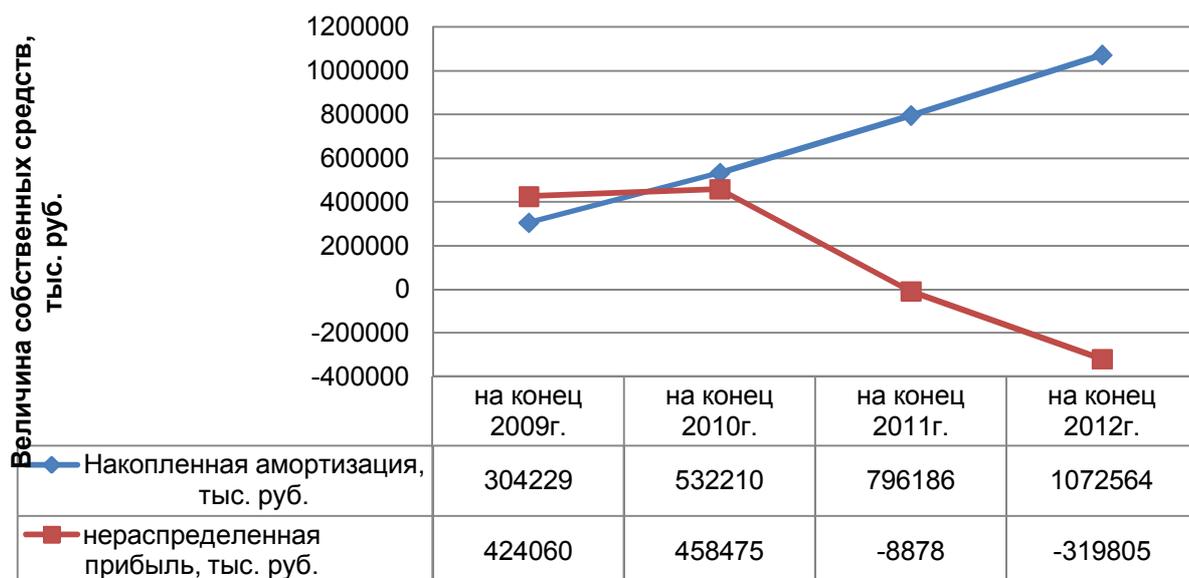
- в 2013 году 196 851,2 тыс. руб. (из них 69 415,8 тыс. руб. из собственных средств);

- в 2014 году 654 570,8 тыс. руб. (из них 450 761,1 тыс. руб. из собственных средств);
- в 2015 году 791 693 тыс. руб. (из них 603 100,7 тыс. руб. из собственных средств);
- в 2016 году 543 785,8 тыс. руб. (из них 481 209 тыс. руб. из собственных средств);
- в 2017–2028гг. 4 260 134,4 тыс. руб. (из них 3 184 810 тыс. руб. из собственных средств).

Привлечение денежных средств планируется:

- из накопленных амортизационных отчислений;
- за счет установления платы за подключение.

Достаточность собственных средств для реализации проектов по реконструкции тепловодов, ПНС, теплотрассы, ЦТП и других мероприятий, не предполагающих оптимизацию сетей и нового строительства, подтверждается рисунком 4–3. Все мероприятия финансируются за счет накопленной амортизации, это связано с тем, что в 2011–2012 гг. ОАО «НЧТК» получало убытки. В 2012 г. начисленная за год амортизация превысила 230 000 тыс.руб., а начиная с 2013 года, будет произведен пересчет амортизации основных средств (тепловодов и т.д.), строящихся и реконструируемых по инвестиционной программе, что увеличит финансовый источник для обновления основных фондов предприятия, так в 2013г. начисленная амортизация увеличится на 6 561, 71 тыс. руб., в 2014г. накопленная амортизации увеличится уже на 28 380, 73 тыс. руб. и т.д. из расчета, что норма амортизации составляет 0,033 (или 3,33%). Таким образом, проведенные расчеты показали, что накопленная амортизация будет почти полностью исчерпана как статья финансирования к 2020г., однако, с 2021г. начисляемая амортизация будет всегда превышать расходы на финансирование реконструкции, а значит источник собственных денежных средств с 2021г. по 2028г. будет достаточно быстро расти и превысит 2 млрд. руб. к концу этого периода.



**Рисунок 4–4. Распределение инвестиций в ОАО «НЧТК» по источникам финансирования**

#### 4.3.4. ООО «КАМАЗ-Энерго»

Основным источником финансирования реализации мероприятий и проектов определяется Бюджет инвестиций ОАО «КАМАЗ», формируемый за счет собственной прибыли Общества и / или с привлечением заемных средств, в виде целевых кредитов или кредитов на пополнение оборотных средств.

Дополнительным источником финансирования являются средства ремонтного фонда, используемые для финансирования проектов сопряженным с проведением работ смежных с капитальным ремонтом реконструкции и модернизации, являющихся неотделимым элементом проводимого капитального ремонта.

В качестве дополнительного источника финансирования мероприятий и проектов, направленных на энергосбережение, предлагается использовать в полном объеме экономию от реализации текущих мероприятий по снижению затрат на покупные энергоносители, являющихся ежегодно проводимым комплексом мероприятий. Кроме того, на конец 2011г. накопленная амортизация ООО «КАМАЗ-Энерго» составила 746 107 тыс. руб., а нераспределенная прибыль на 31.12.2011г. оценивалась в 106 582 тыс. руб., что позволяет компании осуществлять большую часть мероприятий инвестиционной программы за счет собственных денежных средств.

## 5. РАСЧЕТЫ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ

### 5.1. Методические особенности оценки эффективности инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии и тепловых сетей

Для оценки экономической эффективности отобранных решений в развитие источников тепловой энергии и тепловых сетей необходимо оценить суммарное снижение затрат в системе, получаемое от реализации предлагаемых мероприятий. Целесообразность осуществления проекта также рассчитывается благодаря системе следующих показателей:

- 1) Чистый дисконтированный доход (ЧДД или NPV), который определяется как разность между дисконтированным системным эффектом и дисконтированными затратами:

$$\text{ЧДД} = Э - З, \text{ где}$$

Э – суммарное снижение затрат в системе теплоснабжения, дисконтированное на момент внесения инвестиций в реализацию проекта, т.е. на начало 2013 года;

З – затраты, связанные с сооружением объекта, дисконтированные на момент внесения первого транша.

- 2) Индекс доходности (ИД) – отношение дисконтированного системного эффекта к дисконтированным затратам:

$$\text{ИД} = Э / З.$$

- 3) Внутренняя норма доходности (IRR) – ставка дисконтирования, при которой ЧДД равен нулю.

- 4) Срок окупаемости капиталовложений – это год, в котором разность (Э–З) становится положительной и остается таковой до конца расчетного периода.

С целью упрощения процедуры расчета оценки эффективности каждого конкретного мероприятия и с условием получения постоянного экономического эффекта год от года в течение нескольких лет дисконтирование денежных потоков может не использоваться.

## 5.2. Расчет эффективности инвестиций в Филиал ОАО «Генерирующая компания» Набережночелнинская ТЭЦ

В результате реализации предприятий по техническому перевооружению и повышению энергетической эффективности были получены следующие технико-экономические показатели, позволяющие оценить экономический эффект и сроки окупаемости работ:

### 1. Модернизация котлоагрегата ТГМЕ-464 ст.№№ 13,14 с установкой газовых блоков АМАКС

Ориентировочная стоимость в текущих ценах составляет 50,23 млн.руб. без НДС и ПИР. Расчет экономического эффекта не предусмотрен.

### 2. Модернизация котлоагрегата ТГМ-84-Б ст.№№ 2, 6, 10 с установкой газовых блоков АМАКС

Полная стоимость в текущих ценах составляет 69,5 млн. руб. без НДС и ПИР. Расчет экономического эффекта не предусмотрен.

### 3. Модернизация котлоагрегата ТГМ-84-Б ст.№№ 4, 9 с установкой газовых блоков АМАКС

Полная стоимость в текущих ценах составляет 44,5 млн. руб. без НДС и ПИР. Расчет экономического эффекта не предусмотрен.

### 4. Котел ТГМЕ-464 ст. №11. Модернизация котлоагрегата с установкой газовых блоков АМАКС

Полная стоимость в текущих ценах составляет 26,5 млн. руб. без НДС и ПИР. Расчет экономического эффекта не предусмотрен.

### 5. Котлоагрегат ТГМ-84-Б ст.№1. Модернизация с установкой газовых блоков АМАКС

Полная стоимость в текущих ценах составляет 22,25 млн. руб. без НДС и ПИР. Расчет экономического эффекта не предусмотрен.

### 6. Котлоагрегат ТГМЕ-464 ст. №12. Модернизация с установкой газовых блоков АМАКС

Полная стоимость в текущих ценах составляет 26,5 млн. руб. без НДС и ПИР. Расчет экономического эффекта не предусмотрен.

### 7. Котлоагрегат ПТВМ-180 ст. №7. Модернизация с установкой газовых блоков АМАКС

Полная стоимость в текущих ценах составляет 40,5 млн. руб. без НДС и ПИР. Расчет экономического эффекта не предусмотрен.

#### 8. Дооборудование приборам учета собственных и хозяйственных нужд ТЭЦ

Полная стоимость строительства 12 млн. руб. Экономический эффект образуется за счет сокращения расхода воды в теплосети, снижения температуры обратной сетевой воды с указанных объектов, снижения расхода электроэнергии за счет упорядочения гидравлического режима работы системы теплоснабжения. Ожидаемая экономия тепла на собственные и хозяйственные нужды –  $DQx/n=6000$  Гкал/год.

Экономия топлива на отпущенную электроэнергию составит:

$$DВ_{топ} = \text{втэ} * DQx / n * 10^{-3} = 123,7 * 6000 * 10^{-3} = 742 \text{ туп.}$$

Ориентировочный экономический эффект составит в денежном выражении  $Эф = DВ_{топ} * Ц_{топ} = 742 * 2880 * 10^{-6} = 2,1$  млн. руб.

Затраты на внедрение автоматических теплоэнергосберегающих теплоузелов = 3,590 млн. руб.

Амортизационные отчисления при сроке службы 20 лет:

$$U_{ам} = 12 / 20 = 0,6 \text{ млн. руб.}$$

Экономический эффект с учетом налога на прибыль:

$$Pr = (2,1 - 0,6) * 0,8 = 1,2 \text{ млн. руб.}$$

Окупаемость

$$Oк = 12 / (1,2 + 0,6) = 6,67 \text{ лет}$$

#### 9. Модернизация оборудования ОВК предочистка: переход со схемы осветления на схему микрофльтрации производительностью 360м3

Ориентировочная стоимость реконструкции составляет 72,4 млн. руб. без НДС.

Экономический эффект составляет 32,95 млн. руб.; амортизационные отчисления при сроке службы оборудования 20 лет  $U_{а} - 3,62$  млн. руб.; прирост чистой прибыли  $Pч = 23,464$  млн. руб.; срок окупаемости составляет  $Oк - 2,68$  года.

#### 10. Модернизация блока очистных сооружений (БОС)

Полная стоимость строительства в текущих ценах 141,5 млн. руб. без НДС. Расчет экономического эффекта не предусмотрен.

#### 11. Модернизация обессоливающей установки на обратный осмос

Полная стоимость строительства в текущих ценах 188 млн. руб. без НДС.

Экономический эффект достигается за счет сокращения эксплуатационных расходов. Экономия составляет 20,6 млн. руб. в.т.ч. экономия серной кислоты 692 тн,

соды каустической 536 тн; амортизационные отчисления 5,5 млн. руб.; прирост чистой прибыли 15,96 млн. руб.; срок окупаемости 5,2 года.

Амортизационные отчисления при сроке службы установки 15 лет:

$$Ц_{ам} = 188 / 15 = 12,5 \text{ млн. руб.}$$

Окупаемость

$$О_{к} = 188 / (15,96 + 12,5) = 6,6 \text{ г.}$$

## 12. Модернизация I блока ОУ (UPCORE)

Полная стоимость строительства в текущих ценах 48,08 млн. руб. без НДС.

Экономический эффект образуется за счет снижения затрат на химреагенты, на исходную воду, затрат на ремонт оборудования, за счет снижения платежей за транспортировку и очистку сточных вод, затрат на заработную плату эксплуатационного персонала.

Экономия составляет 9,3 млн. руб.; амортизационные отчисления 2,16 млн. руб.; прирост чистой прибыли 5,42 млн. руб.; срок окупаемости 5,7 лет.

## 13. Градирня № 6. Модернизация системы водораспределения и внедрение полимерных материалов и влагоуловителей

Ориентировочная стоимость работ составляет 132 млн. руб. без НДС.

Снижение расходов охлаждающей воды на градирню относительно проектных по характеристике циркуляционных насосов составит 4800 т/ч. Суммарное ограничение конденсационной мощности из-за технического состояния составляет 45 МВт.

В летний период (2200 час) недопроизводство электроэнергии составит:

$$ДЭ = 45 * 2200 \text{ ч} = 99000 \text{ тыс. кВт}$$

Перерасход топлива с учетом уд. расхода топлива в летний период  $в_{э} = 350 \text{ г/кВт} \cdot \text{ч}$  равен:

$$ДВ = 350 * 99000 * 10^{-3} = 3465 \text{ тугт,}$$

в денежном выражении:

$$Э_{к} = 3465 * 2880 = 10 \text{ млн. руб.}$$

## 14. Градирня № 4. Модернизация системы водораспределения и внедрение полимерных материалов и влагоуловителей

Ориентировочная стоимость работ составляет 108 млн. руб. без НДС. Из акта обследования градирен ст. №4,5 следует, что по проекту указанные градирни расположены на 0,85 м. выше градирен ст. №1,2,3, что снижает расход охлаждающей воды через градирни по 4800 т/ч на каждую.

Снижение расходов охлаждающей воды на градирню относительно проектных по характеристике циркуляционных насосов составит 4800 т/ч. Ограничение мощности из-за более высокой отметки градирен ст. №4,5 составит 36 МВт. Ограничение мощности из-за

Страница 74 из 109

технического состояния градирен (снижение охлаждающей способности) составляет 9,2 МВт. Суммарное ограничение конденсационной мощности из-за технического состояния градирен 4. составляет:

$$D_{\text{огр}} = 36 + 9,2 = 45 \text{ МВт}$$

В летний период (2200 час) недовыработка электроэнергии составит:

$$DЭ = 45 * 2200 \text{ ч} = 99000 \text{ тыс. кВт}$$

Перерасход топлива с учетом уд. расхода топлива в летний период  $b_{ЭЭ} = 350 \text{ г/кВт*ч}$  равен:

$$DВ = 350 * 99000 * 10^{-3} = 3465 \text{ тугт,}$$

в денежном выражении:

$$Эк = 3465 * 2880 = 10 \text{ млн. руб.}$$

#### 15. Котлоагрегат ПТВМ-100 ст. №2,4. Модернизация с установкой газовых блоков АМАКС

Полная стоимость проекта составляет 40,5 млн. руб. без НДС. Расчет экономического эффекта не предусмотрен.

#### 16. Котлоагрегат ПТВМ-100 ст. №5. Модернизация с установкой газовых блоков АМАКС

Полная стоимость проекта составляет 40,5 млн. руб. без НДС. Расчет экономического эффекта не предусмотрен.

#### 17. Котлоагрегат ПТВМ-100 ст. №6. Модернизация с установкой газовых блоков АМАКС

Полная стоимость проекта составляет 40,5 млн. руб. без НДС. Расчет экономического эффекта не предусмотрен.

#### 18. Котлоагрегат ПТВМ-180 ст. №8. Модернизация с установкой газовых блоков АМАКС

Полная стоимость проекта составляет 40,5 млн. руб. без НДС. Расчет экономического эффекта не предусмотрен.

#### 19. Котлоагрегат ПТВМ-180 ст. №9. Модернизация с установкой газовых блоков АМАКС

Полная стоимость проекта составляет 40,5 млн. руб. без НДС. Расчет экономического эффекта не предусмотрен.

#### 20. Котлоагрегат ПТВМ-180 ст. №12,13. Модернизация с установкой газовых блоков АМАКС

Полная стоимость проекта составляет 81 млн. руб. без НДС. Расчет экономического эффекта не предусмотрен.

#### 21. Котлоагрегат ПТВМ-180 ст. №11. Модернизация с установкой газовых блоков АМАКС

Полная стоимость проекта составляет 40,5 млн. руб. без НДС. Расчет экономического эффекта не предусмотрен.

#### 22. Котлоагрегат ПТВМ-180 ст. №10,14. Модернизация с установкой газовых блоков АМАКС

Полная стоимость проекта составляет 81 млн. руб. без НДС. Расчет экономического эффекта не предусмотрен.

#### 23. Котлоагрегат ПТВМ-100 ст. №3. Модернизация с установкой газовых блоков АМАКС

Полная стоимость проекта составляет 40,5 млн. руб. без НДС. Расчет экономического эффекта не предусмотрен.

#### 24. Модернизация питательной деаэрационной установки ст.№1.

Ориентировочная стоимость составляет 26,7 млн.руб. без НДС. Экономический эффект образуется за счет предотвращения недоотпуска электроэнергии.

Недоотпуск электроэнергии в 100 МВт в течение 36 час зимних нагрузок в условиях работы на рынок при покупной цене эл.энергии 1000 руб/МВт может привести к убыткам:

$$D_{\text{Пр}} = 100 \text{ МВт} * 36 \text{ час} * 1000 \text{ руб/МВт} = 3600 \text{ тыс. руб}$$

Кроме того, практически одновременное (в течение весенне-летнего сезона) тех. диагностирование ДВД со ст.№1 ч7 снизит надёжности работы станции.

При сроке службы ДВД 20 лет ежегодные амортизационные отчисления составят:

$$U_{\text{ам}} = 100 / 20 * 26,7 * 10^{-2} = 1,34 \text{ млн. руб}$$

Прирост чистой прибыли при сохранении неизменными эксплуатационных издержек с учетом налога на прибыль составит:

$$\text{Пр} = (3,6 - 1,34) * (1 - 0,2) = 1,8 \text{ млн.руб.}$$

Окупаемость работы:

$$O_k = K / (\text{Пр} + U_{\text{ам}}) = 26,7 / (1,8 + 1,34) = 8,5 \text{ лет.}$$

25. **Техническое перевооружение оборудования техводоснабжения (установка в ЦНС-1 циркуляционных насосов типа 96ДПВ-4,5/23К в количестве 4-х штук и циркуляционных насосов типа 130ДПВ-8/23К в количестве 2-х штук).**

Ориентировочная стоимость составляет 171,56 млн.руб. без НДС и ПИР. Сокращение ограничений позволит увеличить располагаемую мощность в среднем по году на 36 МВт. С учетом тарифа на мощность 2011 г. 118000 руб./мес. доп. прибыль составит  $36 \cdot 118 \cdot 12 = 50976$  тыс. руб. Ожидаемые затраты на замену 6 циркуляционных насосов К=171,6 млн. руб. (без НДС).

При сроке службы насосов 25 лет ежегодные амортизационные отчисления составят:  $U_{ам} = 100 / 25 \cdot 171,6 \cdot 10^{-2} = 4,6$  млн. руб.

Прирост чистой прибыли составит при сохранении неизменными эксплуатационных издержек с учетом налога на прибыль:  $Pr = (33,226 - 4,6) \cdot (1 - 0,2) = 22,9$  млн. руб.

Окупаемость работы:

$$O_k = K / (Pr + U_{ам}) = 171,6 / (22,9 + 4,6) = 4,2 \text{ года.}$$

26. **Модернизация градирен ст.№2.3 с установкой панелей вертикального типа.**

Ориентировочная стоимость работ составляет 15,9 млн.руб. без НДС. Из-за плохого состояния щитов в зимнее время (в период низких температур наружного воздуха) для предотвращения переохлаждения циркуляционной воды вынужденная конденсационная мощность может достигать 25 МВт, что приводит в течение месяца эксплуатации к перерасходу топлива:

$$DВ = (b_{кн} - b_{тф}) \cdot N_{кн} \cdot 744 \text{ час} = (390 - 180) \cdot 25 \cdot 744 \cdot 10^{-3} = 3906 \text{ туп.}$$

При  $C_{топ} = 2880$  руб./туп экономия топлива в денежном выражении составит:  $Эк = 3906 \cdot 2880 = 11,25$  млн. руб.

Затраты на реконструкцию градирен = 15,9 млн. руб.

Амортизационные отчисления при сроке службы щитов 15 лет

$$U_{ам} = 15,9 / 15 = 1,06 \text{ млн. руб.}$$

Прирост чистой прибыли с учетом налога на прибыль:

$$Pr = (11,25 - 1,06) \cdot (1 - 0,2) = 8,152 \text{ млн.руб.}$$

Срок окупаемости:

$$O_k = 15,9 / (8,152 + 1,06) = 1,73 \text{ года}$$

27. **Модернизация трубопроводов подземных коммуникаций промплощадки (замена трубопровода сырой добавочной воды на полиэтиленовый)**

Ориентировочная стоимость работ составляет 46,6 млн.руб. без НДС.

При возникновении разрыва или трещины на трубопроводе (данная вероятность увеличивается с каждым годом) и возникает острая необходимость аварийного отключения, то это может привести к ограничению в подаче добавочной воды как на

обессоливающую установку для подпитки энергетических котлов и на градирни для охлаждения охлаждающей воды в конденсаторах турбин.

Т.к. пропускная способность трубопроводов добавочной воды 1-й очереди (ввод - 1,2) ограничена ~ 2000-3000 м<sup>3</sup>/ч

При отключении одного из трубопроводов возможно ограничение по подаче добавочной воды ~ 1000м<sup>3</sup>/ч, возможно повышение температуры охлаждающей воды на 5,5°С.

Повышение давления отработанного пара в конденсаторе

$$t_{нас} = (t_{нас\ max} - \Delta t) = 42,5 - 5,5 = 37^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta P_2 = P_{2до} - P_{2после} = 0,086 - 0,064 = 0,022 \text{ кгс/см}^2$$

Теряемая мощность при ухудшении вакуума на 0,022атм:

$$\Delta N = \Delta P * \Delta N_{p2} = 0,022 / 0,01 * 0,73 \text{ МВт} = 1,6 \text{ МВт}$$

Недовыработка электроэнергии в летний период при наработке турбин 1-8 за июнь-август = 7500час,

$$D_{Эвыр} = 1,6 * 7500 = 12000 \text{ т.кВтч}$$

Пережог топлива по вакууму составит:

$$D_B = 12000 * 350 * 10^{-3} = 4200 \text{ тупт} \text{ или в денежном выражении } \text{Этоп} = 4200 * 2880 \text{ руб/тупт} = 12,1 \text{ млн. руб.}$$

Затраты на внедрение 48,5млн. руб.

Годовые амортизационные отчисления при сроке службы градирни 20лет:

$$U_{ам} = 100 / 20 * 48,5 * 10^{-2} = 2,4 \text{ млн. руб.}$$

Годовой экономический эффект с учетом налога на прибыль:

$$Эк = (12,1 - 2,4) * (1 - 0,2) = 7,8 \text{ млн. руб.}$$

Окупаемость

$$O_k = 48,5 / (7,8 + 2,4) = 4,8 \text{ года}$$

## 28. Модернизация котла ПТВМ - 180 ст.№13 с установкой поверхностей нагрева нового типа

Полная стоимость строительства в текущих ценах - 98 млн. руб. без НДС. Расчет экономического эффекта не предусмотрен.

## 29. Модернизация котла ПТВМ - 180 ст.№11 с установкой поверхностей нагрева нового типа

Полная стоимость строительства в текущих ценах - 98 млн. руб. без НДС. Расчет экономического эффекта не предусмотрен.

### **30. Модернизация котла ПТВМ – 180 ст.№8 с установкой поверхностей нагрева нового типа**

Полная стоимость строительства в текущих ценах – 98 млн. руб. без НДС. Расчет экономического эффекта не предусмотрен.

### **31. Модернизация котла ПТВМ – 100 ст.№3 с установкой поверхностей нагрева нового типа**

Полная стоимость строительства в текущих ценах – 50 млн. руб. без НДС. Расчет экономического эффекта не предусмотрен.

### **32. Модернизация котла ПТВМ – 100 ст.№5 с установкой поверхностей нагрева нового типа**

Полная стоимость строительства в текущих ценах – 50 млн. руб. без НДС. Расчет экономического эффекта не предусмотрен.

### **33. Модернизация котла ПТВМ – 100 ст.№6 с установкой поверхностей нагрева нового типа**

Полная стоимость строительства в текущих ценах – 50 млн. руб. без НДС. Расчет экономического эффекта не предусмотрен.

### **34. Модернизация котла ТГМЕ-464 ст.№12 с установкой модифицированной паросборной камеры**

Ориентировочная стоимость составляет: всего 21,35 млн. руб. без НДС. Расчет экономического эффекта не предусмотрен.

### **35. Модернизация котла ТГМЕ-464 ст.№13 с установкой модифицированной паросборной камеры**

Ориентировочная стоимость составляет: всего 21,35 млн. руб. без НДС. Расчет экономического эффекта не предусмотрен.

### **36. Целевые мало- и средне-затратные пилотные объекты в рамках Программы энерго ресурсосбережения**

Остаточная стоимость работ составляет 282,7 млн. руб. без НДС. Расчет экономического эффекта требует анализа каждого отдельного проекта Программы, что может быть рассчитано в рамках обоснования инвестиций в пилотные объекты. Расчет общего экономического эффекта не предусмотрен.

### **37. Строительство градирни №7**

Полная стоимость строительства в текущих ценах 776 млн. руб. без НДС.

Снижение ограничений установленной мощности в летнее время на 108 МВт. При стоимости мощности к 2018 году с учетом коэффициента-дефлятора 175 тыс. руб. недополученная прибыль за 3 летних месяца составит  $108 \cdot 3 \cdot 744 \cdot 175 \cdot 10^{-3} = 42,2$  млн. руб.

Повышение вакуума на турбинах ст.№10,11. позволит получить дополнительную выработку на турбинах 10,11 и сэкономить 5000 тупт /год или в денежном выражении  $5000 \cdot 2880 = 14,4$  млн. руб.

Амортизационные отчисления при сроке службы градирни 30 лет составят:

$$U_{ам} = 776 / 30 = 25,9 \text{ млн. руб.}$$

Прибыль с учетом амортизации и налога на прибыль:

$$Pr = (42,2 + 14,4 - 25,9) \cdot 0,8 = 24,56 \text{ млн. руб.}$$

Окупаемость:

$$O_k = 776 / (24,56 + 25,9) = 15 \text{ лет}$$

### 5.3. Расчет эффективности инвестиций в ОАО «Набережночелнинское предприятие тепловых сетей», тепловую станцию БСИ

#### 5.3.1. Внедрение когенерации

Первоначальные капиталовложения в проект установки генерации составляют 76,5 млн. руб. Освоение инвестиций происходит в течение 6–9 месяцев 2013г. (I–III кварталы), начиная с IV квартала, введенный в эксплуатацию объект начнет вырабатывать электроэнергию. В себестоимость электроэнергии собственного производства входят следующие основные статьи:

1. природный газ  $0,262 \text{ нм}^3 / \text{кВт} \cdot \text{ч}$  или  $1,051 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$  при тарифе на природный газ с 2013 года  $4,01 \text{ руб} / \text{нм}^3$ ;
2. моторное масло  $0,03 - 0,05 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$ ;
3. з/п дополнительному обслуживающему персоналу + социальные отчисления от з/п  $0,1296 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$ ;
4. амортизация  $0,294 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$  (линейный метод амортизации,  $N_a = 5\%$ )
5. ремонт и прочие расходы  $0,1 - 0,12 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$ .

Ресурс должен подвергаться капитальному ремонту после 64000 часов работы или каждые 5 лет. При этом стоимость капитального ремонта составляет 30–50% от стоимости основного оборудования (ГПА).

Ежегодная экономия, получаемая ТС БСИ, от установления генерации определяется как отсутствие затрат на покупку электроэнергии (вместо этого себестоимость ее генерации), а также экономия на топливе (природный газ) в результате сокращения отпуска тепла с котельной, так как генерация электроэнергии сопровождается выходом теплоты (15120 Гкал/год).

Рассчитаны максимальная и минимальная экономия в зависимости от предполагаемых затрат на производство:

- Э (макс.) = 25254,76 тыс.руб./ год
- Э (мин.) = 24734,76 тыс. руб./ год

В табл. 3-4 приведен расчет ставок дисконтирования, которые были использованы для оценки чистого дисконтированного дохода, индекса доходности и срока окупаемости проекта.

**Таблица 5-1. Расчет дисконтированных денежных потоков внедрения когенерации на ТС БСИ 2013-2028 гг.**

Год	Дисконтированный экономический эффект (макс.) с учетом капремонта, тыс. руб.	Дисконтированный экономический эффект (мин.) с учетом капремонта, тыс. руб.	Кумулятивные накопления диск.эконом. эффекта (мин.)	Кумулятивные накопления диск.эконом. эффекта (макс.)
2013	5467,344	5354,771	5354,771	5467,344
2014	18973,954	18583,277	23938,048	24441,299
2015	16540,802	16200,224	40138,273	40982,101
2016	14495,488	14197,024	54335,297	55477,590
2017	12780,364	12517,214	66852,511	68257,955
2018	5674,286	1660,7728	68513,284	73932,241
2019	10125,124	9916,646	78429,931	84057,366
2020	9055,652	8869,194	87299,125	93113,018
2021	8117,293	7950,156	95249,282	101230,311
2022	7311,559	7161,012	102410,295	108541,871
2023	3267,431	902,803	103313,099	111809,303
2024	5995,116	5871,675	109184,775	117804,419
2025	5455,065	5342,744	114527,519	123259,484
2026	4976,341	4873,877	119401,396	128235,825
2027	4549,173	4455,505	123856,901	132784,999
2028	4158,674	4073,046	127929,948	136943,673
Итого	136943,673	127929,948	-	-

С использованием представленных результатов рассчитан чистый дисконтированный доход (ЧДД) и индекс доходности на конец периода:

- ЧДД (макс.)=60443,67 тыс. руб.
- ЧДД (мин.)=51429,95 тыс. руб.
- ИД (макс.)= 1,79
- ИД (мин.)= 1,67

Срок окупаемости составляет 5-6 лет, так как кумулятивный доход превысит сумму первоначальных инвестиций в 2019 году (шестой год реализации проекта).

Внутренняя норма доходности (IRR) составляет 35%.

### 5.3.2. Мероприятия предусмотренные Инвестиционной программой

Помимо введения генерации для покрытия собственных нужд в электроэнергию Инвестиционной программой ОАО «НЧ ПТС» на период 2014-16 гг. предусмотрены

мероприятия по реконструкции и модернизации основных средств с целью снижения затрат на производство тепловой энергии, повышения надежности работы предприятия.

## 1. Техническое перевооружение цеха химводоподготовки

Цель мероприятия:

- повысить качество подпиточной и питательной воды (по химическому составу);
- повысить надежность в течение всего межремонтного периода работы основного технологического процесса;
- снизить собственные нужды ВПУ;
- снизить количество сбрасываемых жестких стоков

Общая стоимость проекта – 28,561 млн. руб.

Экономический эффект от выполнения мероприятия:

1. Экономия сырой воды на взрыхление фильтров при регенерации.

- 1-го фильтра Na-кат. I-ступени расход сырой воды – 42,4 м<sup>3</sup> (согласно режимной карте);
- 1-го фильтра Na-кат. II- ступени расход сырой воды – 31,8 м<sup>3</sup> (согласно режимной карте);
- H-кат. фильтра расход сырой воды – 23,7 м<sup>3</sup> (согласно режимной карте)

Количество регенераций Na-кат. фильтров согласно расчетной нагрузки

Na-кат. I ступени 177

Na-кат. II ступени 9

H-кат. 69.

Общее количество сэкономленной воды:

$$Q = 42,4 * 177 + 9 * 31,8 + 69 * 23,7 = 9\,426,3 \text{ м}^3/\text{год}$$

2. Экономия кислоты и сырой воды за счет установки автоматического регулирования концентрации.

До реконструкции нужная концентрация достигалась при проливе кислоты и добавления необходимого количества воды + время на анализы ≈ 8 ч 10 мин.

Внутренний диаметр кислотопровода 60 мм.

θ движения = 0,5 м/с.

t –настройки = 500 сек.

Расход кислоты:  $Q = S \text{ тр.} * \theta \text{ движ.} * t \text{ настр.}$ ,

где  $S \text{ тр.} = \pi R^2$

$Q = \pi * R^2 * \theta \text{ движ.} * t \text{ настр.}$   $X = 3,146 * 0,031 * 0,5 * 500 \text{ с} = 0,71 \text{ м}^3 \text{ кислоты за 1 регенерацию.}$

Общая экономия = Q на одну рег. \* n рег. = 0,71 x 69 = 49,0 м<sup>3</sup>.

$$\rho \text{ кислоты } 95\% = 1,8355 \text{ кг/м}^3$$

$$m = \rho * V = 1,8355 * 49 = 89,94 \text{ т. в год}$$

Расход воды на регулирование концентрации

Ш трубопровода 300 мм

t —настройки = 500 сек.

$$Q = PR^2 * \text{Эдж.} * t = 3,146 * 0,151 * 3 * 500 = 106,18 \text{ м}^3$$

$$\rho_{\text{воды}} \approx 998 \approx 1000 \text{ кг/м}^3$$

$$\text{Общая экономия } 106,18 \text{ м}^3 * 69 \approx 7\,326,4 \text{ м}^3$$

3. Строительство площадки разгрузки реагента с кран-балкой → отпадает необходимость заказа спец.техники.

t спец.техники = 6 час.

цена 1 час = 1500 руб.

Стоимость = 6 x 1500 = 9000 руб. за 1 завоз.

Количество завозов реагента в год — 4 раза

Экономия 4 x 9000 = 36000 руб. в год.

4. Экономия фильтрующего материала — катионита КУ 2-8.

демонтаж 5Na- катионитных фильтров

H=2м, Ш =2,6м

$$S = PR^2 * H = 3,146 * 1,32 * 2 = 10,63 \text{ м}^3$$

$$\rho \text{ катионита} = 0,55 \text{ тн/м}^3$$

$$10,63 * 0,55 = 5,85 \text{ тн}$$

Цена катионита 81000 руб./тн

Стоимость загрузки катионита одного фильтра:

$$5,85 * 81000 = 473\,850 \text{ рублей}$$

Всего:

$$473\,850 * 5 \text{ шт} = 2,4 \text{ млн.руб.}$$

Срок эксплуатации 3 года

$$2,4 : 3 = 0,8 \text{ млн.руб.}$$

Итого примерная экономия за весь период (1 год) составит:

$$9426,3 \text{ м}^3 + 7326,4 \text{ м}^3 = 16\,752,6 \text{ м}^3$$

$$16\,752,6 \text{ м}^3 * 16,29 \text{ руб.} = 0,3 \text{ млн. руб.};$$

$$89,94 * 31,10 \text{ руб.} = 2,8 \text{ млн. руб.};$$

$$0,3 + 2,8 + 0,04 + 0,8 = 3,94 \text{ млн. руб.}$$

При сроке службы оборудования цеха химводоподготовки 15 лет ежегодные амортизационные отчисления составят 1,904 млн. руб.

Экономический эффект с учетом налога на прибыль составит:

$$\text{Пр} = (3,94 - 1,904) \cdot (1 - 0,2) = 1,63 \text{ млн. руб.}$$

Окупаемость работ:

$$\text{Ок} = \text{К} / (\text{Пр} + \text{Уам}) = 28,561 / (1,63 + 1,904) = 8,1 \text{ лет}$$

Дисконтированный срок окупаемости лет 9,0 лет

## 2. Реконструкция РУ №2 с заменой конденсаторных установок на регулируемые

Цель мероприятия:

- повысить надежность;
- бесперебойная работа схемы электроснабжения предприятия.

Общая стоимость проекта – 16,0 млн. руб.

Расчет экономического эффекта не предусмотрен.

## 3. Реконструкция РУ № 3 с заменой масляных выключателей на вакуумные

Цель мероприятия:

- сэкономить часть электрической энергии;
- уменьшить негативное влияние реактивной мощности на местную энергосистему.

Общая стоимость проекта – 9,6 млн. руб.

Среднее потребление эл. энергии в зимний период – 47000 кВт/сутки

Среднее потребление эл. энергии в летний период – 2500 кВт/сутки

Примерная экономия при установке АКЧ 7% с 1-го киловатта активной энергии.

Примерный расчет за зимний период:

$$47000 \times 7 \% = 3290 \text{ кВт (экономия в сутки)}$$

$$3290 \times 30,5 \text{ дней} \times 7 \text{ мес.} = 702415 \text{ кВт (экономия в год)}$$

где 7 месяцев – средняя длительность отопительного сезона.

Примерный расчет за летний период:

$$2500 \times 7 \% = 175 \text{ кВт (экономия в сутки)}$$

$$175 \times 30,5 \text{ дней} \times 5 \text{ мес.} = 26687,5 \text{ кВт (экономия в год)}$$

где 5 месяцев – средняя длительность летнего периода.

Итого примерная экономия за весь период (1 год) составит:

$$702415 + 26687,5 = 729102,5 \text{ кВт.}$$

$729\ 102,5\ \text{кВт} * 2,61\ \text{руб.} = 1,9\ \text{млн. руб.}$

Стоимость затрат 9,6 млн. руб.

При сроке службы РУ 15 лет ежегодные амортизационные отчисления составят 0,64 млн. руб.

Экономический эффект с учетом налога на прибыль составит:

$\text{Пр} = (1,9 - 0,64) * (1 - 0,2) = 1,01\ \text{млн. руб.}$

Окупаемость работ:

$\text{Ок} = \text{К} / (\text{Пр} + \text{Уам}) = 9,6 / (1,01 + 0,64) = 5,8\ \text{лет}$

Дисконтированный срок окупаемости 5,9 лет

#### 4. Реконструкция РУ – 0,4 №1 с заменой пускорегулирующей аппаратуры

Цель мероприятия:

- повысить надежность;
- бесперебойная работа схемы электроснабжения предприятия.

Общая стоимость проекта – 9,4 млн. руб.

Расчет экономического эффекта не предусмотрен.

#### 5. Реконструкция подстанции 6 кВ с выносом кабельных линий

Цель мероприятия:

- повысить надежность;
- бесперебойная работа схемы электроснабжения предприятия;
- снизить затраты на ремонт кабельных линий.

Общая стоимость проекта – 5,6 млн. руб.

Расчет экономического эффекта не предусмотрен.

#### 6. Модернизация паровой котельной с установкой водогрейного котла КВГМ-50

Цель мероприятия:

- уменьшение производственных затрат;
- обеспечить надежную и безопасную эксплуатацию оборудования;
- обеспечить бесперебойное теплоснабжение с наиболее экономической эффективностью и минимальным потреблением энергоресурсов;
- достижение высших технико-экономических показателей за счет модернизации и замены существующего энергетического оборудования;
- оптимизация схемы теплоснабжения в осенне-весенний период.

Общая стоимость проекта – 17,85 млн. руб.

Экономический эффект от выполнения мероприятия:

Удельные расходы топлива на 1 Гкал тепловой энергии:

$$b = \text{КТЭу.т.} / \text{КПД}\delta\text{рутто т} = 143 / \text{КПД}\delta\text{рутто т/э},$$

где  $b$  – удельный расход условного топлива  $b$  килограммах на 1 Гкал отпущенной потребителю теплоэнергии;

КПД  $\delta$ рутто т/э – коэффициент полезного действия энергоблока при производстве отпущенной теплоэнергии (относит. единицы).

$$b_{100} = 143 / 0,87 = 164,4 \text{ кг.у.т.};$$

$$b_{50} = 143 / 0,90 = 158,9 \text{ кг.у.т.}$$

$$\Delta b = 5,5 \text{ кг.у.т.}$$

Общая потребность  $b$  топливе, т.у.т., определяется умножением общего количества тепловой энергии, подлежащей выработке, на удельную норму затрат условного топлива:

$$B = Q_{\text{выр}} * b * 10^{-3},$$

где  $Q_{\text{выр}}$  – количество тепловой энергии, необходимой для покрытия тепловой нагрузки на планируемый период, Гкал;

$b$  – удельные затраты условного топлива, кг.у.т./Гкал.

$$\Delta B = Q_{\text{выр}} * b_1 * 10^{-3} - Q_{\text{выр}} * b_2 * 10^{-3} = 480000 * 10^{-3} * 5,5 = 2640 \text{ т.у.т.}$$

С учетом КПД котельной годовая экономия топлива составит 2081,8 тыс.куб.м.  
 $\Delta C = \Delta B * C_{\text{т}} = 2081,8 * 3998,62 = 8324,3 \text{ тыс. руб.}$

где  $C_{\text{т}}$  – утвержденный КТ тариф на природный газ на 2013 год.

При сроке службы 20 лет ежегодные амортизационные отчисления составят 0,89 млн. руб.

Экономический эффект с учетом налога на прибыль составит:

$$\text{Пр} = (8,3 - 0,89) * (1 - 0,2) = 5,93 \text{ млн. руб.}$$

Окупаемость работ:

$$O_k = K / (\text{Пр} + \text{Уам}) = 17,85 / (5,93 + 0,89) = 2,6 \text{ лет}$$

Дисконтированный срок окупаемости лет. 2,8 лет.

## 7. Реконструкция тепловой изоляции наружных технологических трубопроводов

Цель мероприятия:

- снизить потери в тепловых сетях;
- повысить надежность теплоснабжения;
- сократить сроки профилактического ремонта;
- уменьшение себестоимости строительно-монтажных работ;
- увеличить срок эксплуатации.

Общая стоимость проекта – 7,0 млн. руб.

Экономический эффект от минимизации тепловых потерь – 452 Гкал

Экономия на материалах: экономия при минимизации проведения текущих ремонтов по замене изоляции в процессе эксплуатации (мин.вата) = 3714,7,247 тыс. руб.

Экономия ППУ скорлупы = 4058,358 тыс. руб.

Итого примерная экономия за весь период (1 год) составит:

452 Гкал. \* 830,32 руб. = 0,4 млн. руб.

1,4 млн. экономия за год по ремонту трубопроводов

0,4 млн. + 1,4 млн. = 1,8 млн. руб.

При сроке службы тепловой изоляции 30 лет ежегодные амортизационные отчисления составят 0,23 млн. руб.

Экономический эффект с учетом налога на прибыль составит:

$Pr = (1,8 - 0,23) * (1 - 0,2) = 1,26$  млн. руб.

Окупаемость работ:

$Ok = K / (Pr + U_{ам}) = 7 / (1,26 + 0,23) = 4,7$  лет

Дисконтированный срок окупаемости лет 4,9 лет.

## 8. Реконструкция группы питательных насосов с установкой ЧРП

Общая стоимость проекта – 1,65 млн. руб.

Электродвигатель без ЧРП потребляет 55 кВт/час, что дает ежемесячный расход электроэнергии в размере 40 920 кВт/час. При установке ЧРП расход электроэнергии сократится на 30–45 %, что составит примерно 18 414 кВт/час экономии. Экономия за весь период (1 год) составит 110 484 кВт.

110 484 кВт \* 2,61 руб. = 0,29 млн. руб.

При сроке службы ЧРП 15 лет ежегодные амортизационные отчисления составят 0,11 млн. руб.

Экономический эффект с учетом налога на прибыль составит:

$Pr = (0,29 - 0,11) * (1 - 0,2) = 0,15$  млн. руб.

Окупаемость работ:

$Ok = K / (Pr + U_{ам}) = 1,65 / (0,15 + 0,11) = 6,3$  лет.

Дисконтированный срок окупаемости 7,0 лет.

Приобретение оборудования, не требующего монтажа

Общая стоимость проекта – 1,1 млн. руб.

Проекты, предусматривающие продление назначенного ресурса и модернизацию паровых и водогрейных котлов, не предусматривают расчет экономического эффекта в связи с незначительностью первоначальных затрат.

#### 5.4. Расчет эффективности инвестиций в ОАО «Набережночелнинская теплосетевая компания»

Цели реализации предлагаемых в программе мероприятий:

- Повышение надежности теплоснабжения потребителей;
- Сокращение тепловых потерь;
- Исключение использования постоянного персонала;
- Увеличение пропускной способности тепловодов;
- Повышение энергоэффективности;
- Обеспечение теплом новых районов;
- Контроль за состоянием оборудования, гидравлическими режимами, соблюдением температуры обратной сетевой воды;
- Оперативное определение места порывов на сетях.

Доходная часть формируется за счет снижения потерь тепловой энергии при транспортировке и экономии электроэнергии.

**Таблица 5-2. Основные экономические показатели реализации Инвестиционной программы ОАО «НЧТК»**

№п/п	Наименование мероприятия	Экономия тепловой/электрической энергии	Срок окупаемости инвестиций, лет	
			простой	дисконтированный
1	Реконструкция тепловода №210 от К-2 до АНС-23	569,47 Гкал/год	27,9	98,8
2	Реконструкция тепловода №210 от КТС 87 до т.Б угол поворота после ТУ-23"Б"	1216,08 Гкал/год	28,8	102,2
3	Реконструкция тепловода №510. Участок От т.А у ТК307 до ТУ-305/1 у р. Мелекеска (Ду700мм)	978,69 Гкал/год	29,7	105,5
4	Реконструкция ПНС-Сидоровка с установкой ЧРП	1033,42 МВт*ч/год	12,6	24,7
5	Реконструкция тепловода №10юз от ТК-170 до ТК-157 через пр.М.Джалиля Ф325	275,36 Гкал/год	21,0	69,3

6	Реконструкция тепловода №14. 2 пусковой комплекс.	2029,99 Гкал/год	17,0	48,6
7	Реконструкция теплотрассы ТЭЦ – Новый город, замена трубопроводов II очереди.	1989,61 Гкал/год	37,7	134,8
8	Реконструкция тепловода №320 (ТЧ83 –ТЧ-95 – КТС208–ТЧ94)	1363,04 Гкал/год	30,1	107,2
9	Реконструкция ПНС-6 с установкой ЧРП, автоматизацией и диспетчеризацией.	1318,46 МВт*ч/год	4,7	5,4
10	Реконструкция ЦТП Северо-Восточного района г.Набережные Челны.	404,41 МВт*ч/год	6,9	8,9
11	Монтаж устройств компенсации реактивной мощности на насосных станциях в г.Наб.Челны	3 МВт*ч/год	28,6	101,3
12	Реконструкция тепловодов при ликвидации ЦТП в юго-западной части в г.Набережные Челны.	1726,52 Гкал/год	16,3	44,2
13	Реконструкция тепловода №320 от НО463 – ТЧ97 – ТЧ96 – ТЧ99 – ТЧ83 1,2,3 пусковые комплексы, Ду1000	2801,4 Гкал/год	25,4	88,7
14	Строительство ПНС-7 на тепловоде №310			
15	Реконструкция тепловых сетей тепловой станции юго-западной части г.Набережные Челны	1890,00 Гкал/год	8,5	13,0
16	Реконструкция тепловода №15 (29 мкр.)	721,47 Гкал/год	15,5	39,8

17	Реконструкция тепловда №311 ТУ 31 - ТУ 33	1036,21 Гкал/год	18,7	58,0
18	Реконструкция тепловда №311 ТУ 33 - ТУ 33б	655,64 Гкал/год	14,1	31,4
	Общая экономия тепловой энергии	17 253,48 Гкал/год		
	Общая экономия электрической энергии	2759,29 МВт*ч/год		

Все мероприятия являются плановыми, направленными на повышение промышленной безопасности и надежности теплоснабжения, финансируются из амортизационных отчислений и чистой прибыли Общества. Однако расчет экономического эффекта затруднителен ввиду неоднозначности результатов, которые сложно оценить.

## 5.5. Расчет эффективности инвестиций в ООО «КАМАЗ-Энерго»

Цели и задачи программы:

а) Обеспечение надежного энергоснабжения организаций и подразделений группы КАМАЗ и сторонних потребителей всеми видами энергоносителей.

б) Исполнение требований Законодательства в области промышленной безопасности и экологии.

в) Снижение затрат на обеспечение всеми видами покупных энергоносителей, снижение удельных затрат энергоносителей на производство единицы продукции путем:

- внедрения новых энергоэффективных технологий производства собственных энергоносителей;
- внедрения нового энергоэффективного оборудования взамен морально устаревшего оборудования;
- повышение эффективности использования топливно-энергетических ресурсов (ТЭР).

Доходная часть от реализации планируемых мероприятий получается за счет экономии на потерях энергоносителей, снижения затрат на покупные энергоносители, а также повышения надежности энергоснабжения (снижение потерь от последующих перебоев с электроэнергией).

Допустимый срок окупаемости для проектов связанных с заменой аварийного оборудования и коммуникаций, оборудования и коммуникаций с истекшим сроком эксплуатации, в отношении которых не может быть проведен качественный капитальный ремонт, обеспечивающий возвращение ему необходимых потребительских свойств, не регламентируется.

В отношении проектов, реализация которых оговаривается требованиями ФЗ РФ, техническими регламентами и правилами или ратифицированными РФ международными правоустанавливающими документами, срок окупаемости также не регламентируется.

Экономический эффект от проводимых мероприятий показан в Таблице 5-3 Расчет экономического эффекта по планируемым мероприятиям.

Таблица 5-3. Расчет экономического эффекта по планируемым мероприятиям ООО «КАМАЗ-Энерго»

№п/п	Проект / мероприятия		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	ВСЕГО
1	Вынужденные затраты (требования законодательства и правил эксплуатации) тыс. руб.											
1.1	Ретрофит ячеек	затраты	29000	29000	29000	29000	29000	29000	29000	29000	29000	261000
		эффекты	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2	Замена электромеханической защиты на микропроцессорную	затраты		33000	33000	33000						99000
		эффекты	-		1500	3500	7000	7000	7000	7000	7000	7000
1.3	Замена короткозамыкателей, отделителей, установка элегазовых выключателей	затраты	28000	28000	28000	28000	28000	28000	28000	28000	28000	252000
		эффекты	-	1500	2500	3500	5500	7000	9500	10000	11500	11500
1.4	Ремонт наружных и внутренних сетей освещения объектов ООО «КАМАЗ-Энерго»	затраты				4 750						4750
		эффекты	-	-	-	-	310	310	310	310	310	310
1.5	Капитальный ремонт кабельных линий МССК 110 кВ	затраты								29587	29400	58 987
		эффекты	-	-	-	-	-	-	-	15000	20000	35000
1.6	Заменить содержащие свинец трансформаторы на экологичные аналоги	затраты	6600	32000	36000	35500						110100
		эффекты	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.7	Внедрение системы БАРП на ГПП 12,11,23, 15	затраты						25000	23000			48000
		эффекты	-	-	-	-	-	1500	1500	3500	3500	10000
1.8	Установка приборов учета тепловой энергии	затраты	2800	35250	8800							46850
		эффекты	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.9	Установка преобразователя частоты на электроприводах сетевых насосов	затраты		6200	2200	2200						10600
		эффекты	-	100	300	600	800	800	800	800	800	800
1.10	Замена участка теплотрассы ТЭЦ-Автозавод	затраты				50000	112980	112980	112980	112980	112980	614900
		эффекты	-	-	-	-	5000	8000	10000	12000	25000	50000
1.11	Установка приборов учета газа	затраты		2500								2500

		эффекты	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.12	Переход на покупной кислород (газификация кислорода на азотно-кислородной станции)	затраты	7 000									7 000
		эффекты		560	560	560	560	560	560	560	560	4480
1.13	Проведение капитального ремонта газового оборудования с элементами модернизации (ГГРП, ГРП, ШРП).	затраты	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	6000	30 000
		эффекты	-	300	600	900	1200	1800	2000	2200	3000	12000
1.14	Реализация проекта «Реконструкция расходного склада жидкого аммиака»	затраты	17000	6000								23000
		эффекты	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.15	Реализация проекта ЭХЗ	затраты	13 000									13000
		эффекты	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.16	Диагностика, капитальный ремонт теплотрасс	затраты	800	800	800	800	800	800	800	800	800	7200
		эффекты	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<u>Итого</u>	затраты	104200	172750	137800	183250	170780	195780	193780	200367	200180	1558987
		эффекты	0	2460	5460	9060	20370	26970	31670	51370	71670	209030

## 6. РАСЧЕТ ТАРИФНЫХ ПОСЛЕДСТВИЙ

### 6.1. Тариф от ОАО «НЧТЭЦ»

Анализ влияния реализации проектов схемы теплоснабжения, предлагаемых к включению в инвестиционную программу ОАО «Генерирующая компания», выполнен на основании сохранения существующей доли необходимой валовой выручки.

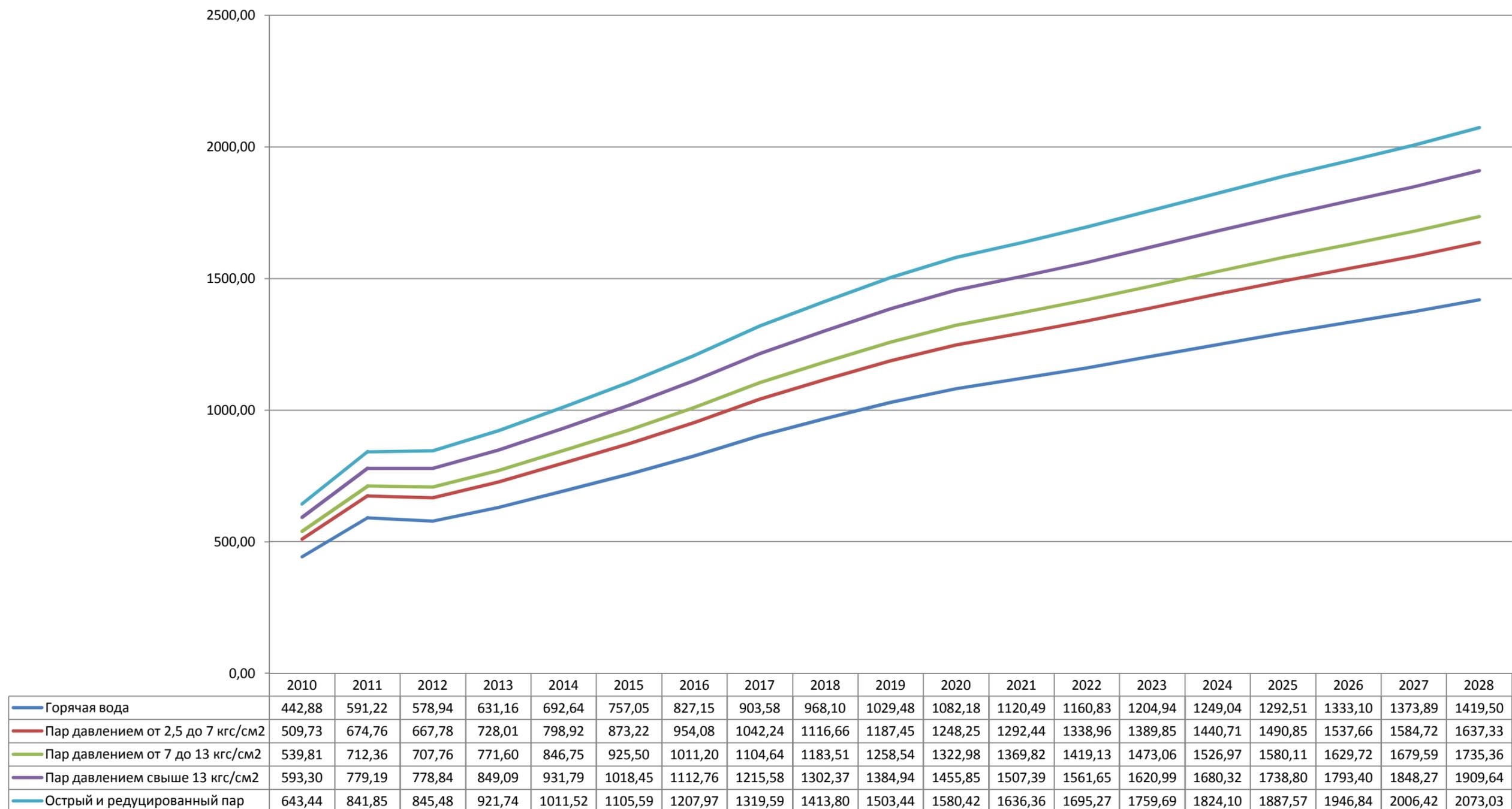


Рисунок 6-1. Динамика изменения тарифа на отпуск тепла для ОАО «Генерирующая компания»

В связи с тем, что выручка от реализации тепловой энергии от Филиала ОАО «Генерирующая компания» Набережночелнинская ТЭЦ составляет неопределяющую часть в объеме общей валовой выручке компании, и мероприятия по развитию Схемы теплоснабжения города Набережные Челны не включают в себя значительных капитальных затрат по ТЭЦ, изменение тарифа на отпускную тепловую энергию, в большей степени, зависит от колебаний инфляционных показателей, указанных в Таблица 3-2.

## 6.2. Тариф от Тепловой станции БСИ

Анализ влияния установления генерации электроэнергии, а также мероприятий по реконструкции, модернизации основных фондов предприятия выполнен по результатам прогнозного расчета статей себестоимости полученной тепловой энергии (в виде горячей воды и пара давлением 2,5–7кгс/см<sup>2</sup>). По отношению ко всем статьям себестоимости были применены прогнозные индексы инфляции.

Кроме того, в полную себестоимость тепловой энергии были включены инвестиционные составляющие тарифа, предусмотренные с целью финансирования инвестиционных проектов. Так, в 2013 году за счет повышения тарифов (инвестиционной составляющей) следует дополнительно получить 15 млн. руб. для финансирования III этапа технического перевооружения цеха химводоподготовки Тепловой станции, в 2014 году также за счет повышения тарифов необходимо получить дополнительно 9 млн. руб. на реконструкцию РУ №3 с заменой масляных выключателей на вакуумные и 7млн. руб. на реконструкцию тепловой изоляции наружных технологических трубопроводов, в 2015 году за счет повышения тарифов следует выделить 16,5 млн. руб. на модернизацию паровой котельной с установлением водогрейного котла КВ ГМ-50, и 1,5 млн. руб. на реконструкцию группы питательных насосов с установкой ЧРП.

Предполагается, что инвестиционная составляющая в тарифе на финансирование установки генерации электроэнергии не потребуется, так как предприятие ожидало получения существенной прибыли и роста амортизационных отчислений в 2012г. (табл. 3-1). Экономия на средних постоянных издержках позволила постепенно уменьшать полную себестоимость продукции, что позволит к 2018 году получить более низкие тарифы (с учетом проведенных мероприятий) на горячую воду и пар давлением 2,5–7кгс/см<sup>2</sup>, чем при прогнозных значениях.

В сравнении с прогнозными тарифы, полученные при расчете из полной себестоимости без внедрения рекомендуемых мероприятий, оказались еще выше с 2015 года.

Таблица 6-1. Тарифы от ТС БСИ (без учета мероприятий, с учетом мероприятий, прогнозные)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Полная себестоимость (без учета проведенных мероприятий), руб/Гкал	412	481	537	608	689	738	778	808	837	869	897	925	953	979	1 007	1 036	1 066
Полная себестоимость (с учетом мероприятий), руб/Гкал	412	496	548	618	675	723	761	789	819	852	879	906	933	960	987	1 015	1 044
Тариф на воду (без учета проведенных мероприятий) тыс. руб./гКал	0,750	0,815	0,909	1,029	1,166	1,249	1,317	1,367	1,417	1,471	1,518	1,566	1,612	1,657	1,704	1,753	1,803
Тариф на пар (без учета проведенных мероприятий) тыс. руб./гКал	0,942	1,023	1,142	1,293	1,465	1,569	1,654	1,717	1,780	1,848	1,907	1,967	2,025	2,082	2,140	2,202	2,265
Тариф на воду (с учетом проведенных мероприятий) тыс. руб./гКал	0,750	0,839	0,955	1,099	1,220	1,280	1,321	1,340	1,360	1,384	1,399	1,414	1,426	1,437	1,448	1,460	1,471
Тариф на пар (с учетом проведенных мероприятий) тыс. руб./гКал	0,942	1,054	1,200	1,381	1,532	1,608	1,659	1,683	1,708	1,738	1,757	1,776	1,792	1,805	1,819	1,834	1,848
Тариф на воду (прогнозный) тыс. руб./гКал	0,750	0,833	0,916	1,008	1,108	1,212	1,323	1,417	1,461	1,508	1,571	1,629	1,686	1,740	1,793	1,855	1,920
Тариф на пар (прогнозный) тыс. руб./гКал	0,942	1,046	1,151	1,266	1,391	1,522	1,662	1,780	1,835	1,894	1,974	2,047	2,118	2,186	2,252	2,330	2,412

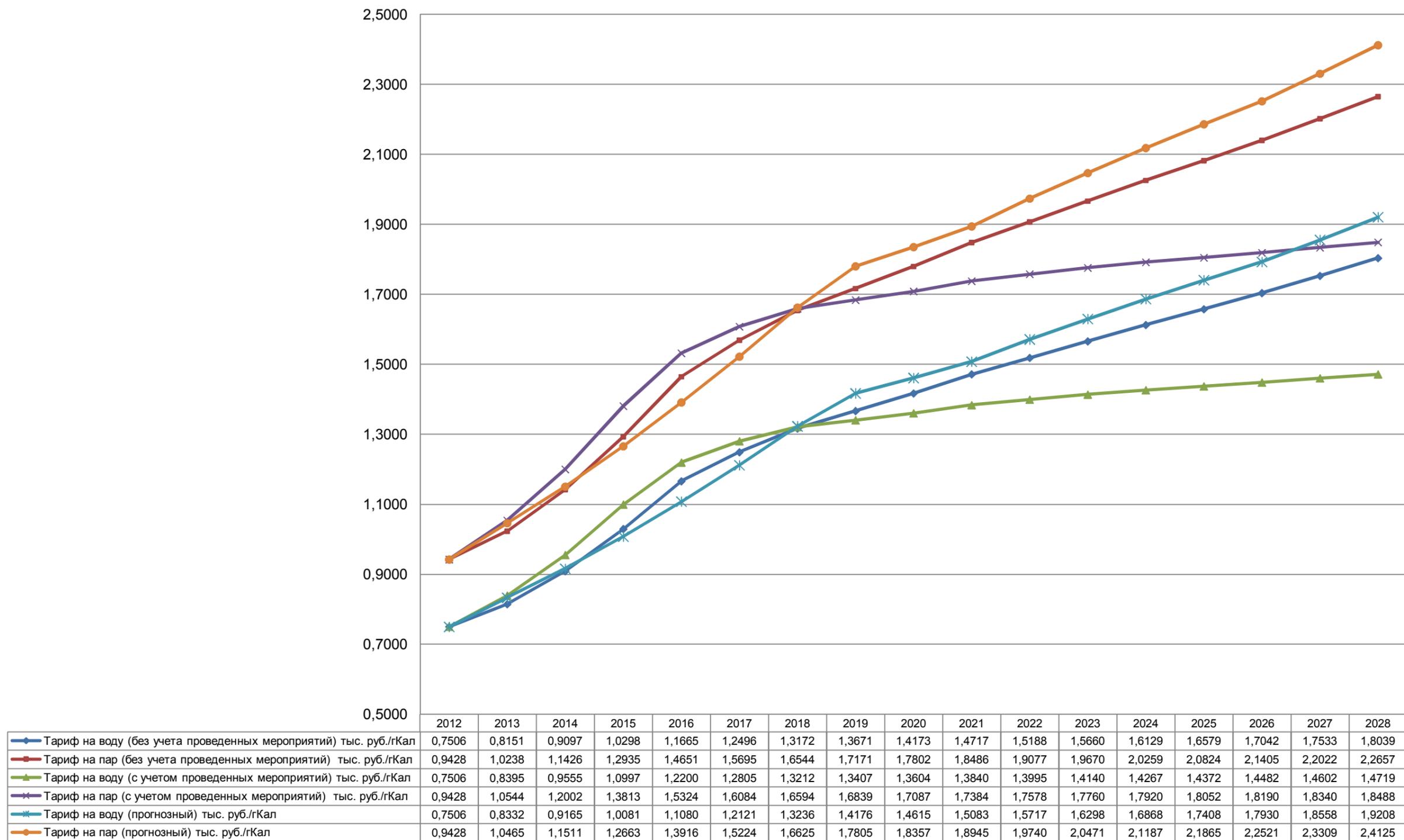


Рисунок 6-2. Динамика цен (тарифов) на отпуск тепловой энергии для ОАО «НЧ ПТС»

**Таблица 6-2. Темпы роста тарифа на тепловую энергию**

Темпы роста тарифа на тепловую энергию	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
С учетом проведенных мероприятий, %	100	111,84	113,83	115,09	110,94	104,96	103,17	101,48	101,47	101,74	101,12	101,03	100,9	100,73	100,76	100,83	100,8
Без учета проведенных мероприятий, %	100	108,59	111,61	113,2	113,27	107,13	105,41	103,79	103,68	103,84	103,2	103,11	102,99	102,79	102,79	102,88	102,89
Прогнозные индексы инфляции для тепловой энергии, %	100	111	110	110	109,9	109,4	109,2	107,1	103,1	103,2	104,2	103,7	103,5	103,2	103	103,5	103,5

Без реализации мероприятий по реконструкции Тепловой станции БСИ изменение тарифа на отпуск тепловой энергии, будет зависеть в целом от колебаний инфляционных показателей.

В случае реализации указанных мероприятий в период с 2013г. по 2016г. будет наблюдаться увеличение отпускного тарифа на тепловую энергию в среднем на 12-13%, однако после 2016 года за счет снижения себестоимости, уменьшения тепловых потерь и снижения потребления электроэнергии, воды и материалов будет наблюдаться тенденция к снижению тарифов на отпуск тепловой энергии.

### 6.3. Тариф на передачу тепловой энергии ОАО «НЧТК»

Внедряемые мероприятия по реконструкции и строительству тепловодов оказали влияние на рост тарифа на передачу тепловой энергии. Это связано с тем, что с 2013г. увеличатся расходы на амортизацию новых и обновленных тепловодов, ПНС, растут тарифы на тепловую энергию от источника, электроэнергию, теплоноситель и др. статьи себестоимости. При этом амортизация на реконструируемые трубопроводы рассчитывается линейным методом на срок эксплуатации, который продлевается на 30 лет за счет проведенных мероприятий.

Таким образом, каждый из тепловодов прослужит еще не меньше 30 лет, что позволяет нам вычислить норму амортизации на уровне 3,33%. Для расчета тарифа нам потребовалось обосновать необходимую валовую выручку по каждому году, используя метод обеспечения доходности инвестированного капитала, который может быть использован организацией в связи с действующими нормативно-правовыми актами (ФЗ «О теплоснабжении, Постановление Правительства РФ от 22 октября 2012 г. №1075).

Капитальные вложения (инвестиции) для реновации основных фондов обеспечиваются собственными источниками финансирования (амортизационные отчисления).

Себестоимость услуги по передаче тепловой энергии в г. Набережные Челны в бухгалтерской отчетности предприятия складывается из двух укрупненных статей: передача теплоты и прочая деятельность. Данные статьи были проиндексированы с учетом средних показателей прогнозных индексов инфляции, индексов цен на тепловую энергию, заработную плату и т.д., увеличены на величину начисляемой амортизации ввиду реновации фондов.

Таблица 6-3. Расчет тарифа на передачу тепловой энергии

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
НВВ, млн.руб.	1780,077	1980,391	2203,269021	2434,31066	2672,5731	2927,59	3149,063	3265,02287	3377,06502	3523,0811	3657,8456	3791,95465	3918,8681	4033,044	4169,88	4310,191
Общая нагрузка (для потребителей) Гкал/ч	2362,39	2402,68	2450,23	2463,068	2475,906	2488,744	2501,582	2514,42	2538,37	2562,32	2586,27	2610,22	2634,17	2658,12	2682,07	2706,02
Тариф на передачу тепловой энергии в результате реализации мероприятий, руб./Гкал/ч/ месяц	62792,25	68686,87	74934,089	82360,38	89952,696	98027,7	104902,4	108209,941	110867,244	114579,79	117861,04	121061,144	123975,42	126437,9	129560,4	132734,6
Усредненный тариф на передачу тепловой энергии с учетом инфляции, руб./Гкал/ч/ месяц	58181,53	64581,5	71039,648	78143,6129	85879,831	93952,53	102596,2	109880,496	113286,791	116911,97	121822,27	126329,695	130751,23	134935,3	138983,3	143847,7

В таблице 6-3 можно увидеть динамику изменения тарифа на передачу тепловой энергии с учетом реализации мероприятий, а также динамику тарифа с учетом прогнозируемых темпов инфляции.

Средний темп прироста тарифа на передачу тепловой энергии за период 2013-2019гг. составляет 8-9%, однако после 2019г. он не превышает 3% в год, что меньше прогнозных темпов роста цен на тепловую энергию (см. рис. 6-3).

Без внедрения мероприятий за счет старения трубопроводов и оборудования тепловых сетей будет расти доля затрат на поддержание их работоспособности.

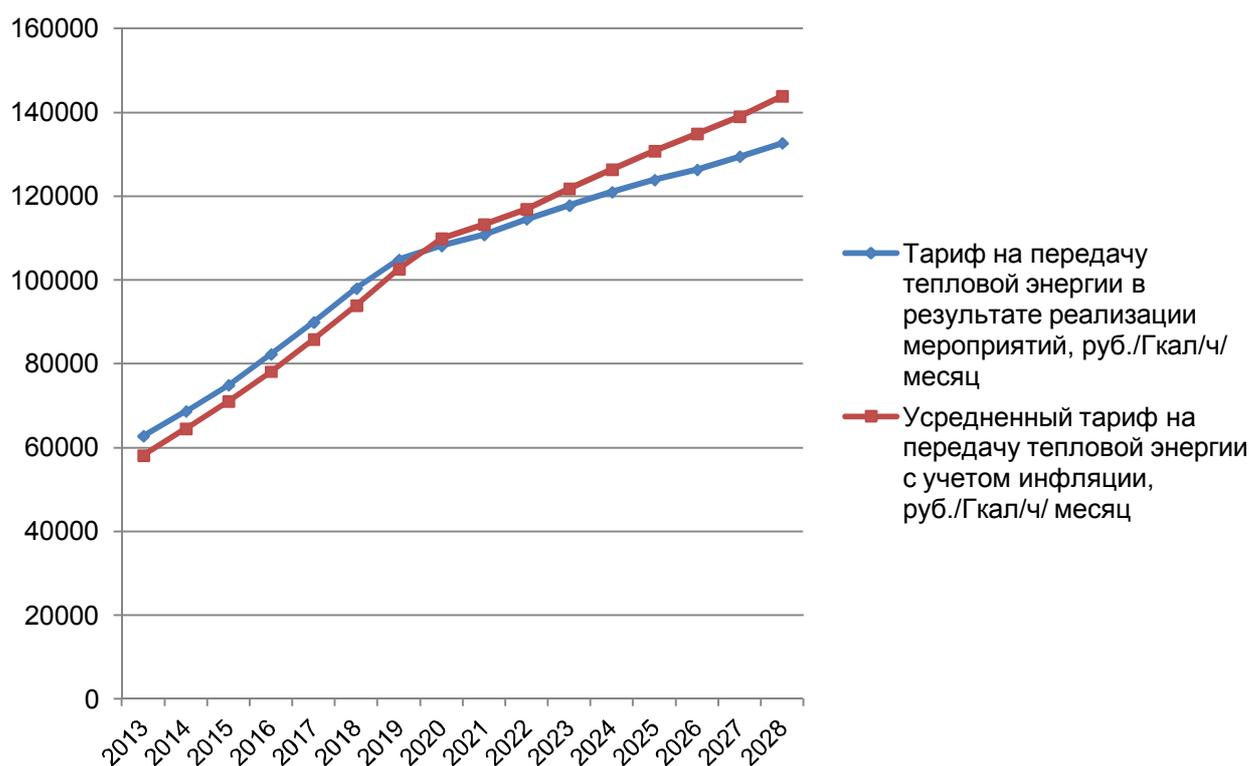


Рисунок 6-3. Динамика тарифов на передачу тепловой энергии ОАО «НЧТК»

#### 6.4. Тариф на передачу тепловой энергии ООО «КАМАЗ-Энерго»

Все мероприятия, предусмотренные инвестиционной программой ООО «КАМАЗ-Энерго», способствуют обеспечению надежности функционирования уже существующих сетей трубопроводов и связаны с их частичным ремонтом для увеличения сроков эксплуатации и уменьшения потерь теплоносителей. Источником финансирования выступают собственные средства (Бюджет) ОАО «КАМАЗ», а также дополнительные источники финансирования в виде средств ремонтного фонда ООО «КАМАЗ-Энерго», это позволяет сделать вывод об отсутствии инвестиционной составляющей в тарифе на передачу тепловой энергии от НЧТЭЦ до промышленной зоны, а следовательно, тариф на передачу тепловой энергии будет полностью определяться темпами инфляции, предусмотренными по данному виду деятельности, что продемонстрировано на рисунке 6-4. Снижение тарифа в результате внедрения проекта мероприятий также невозможно, так как рассмотренный экономический эффект от инвестиций такого рода не регламентируется или незначителен.

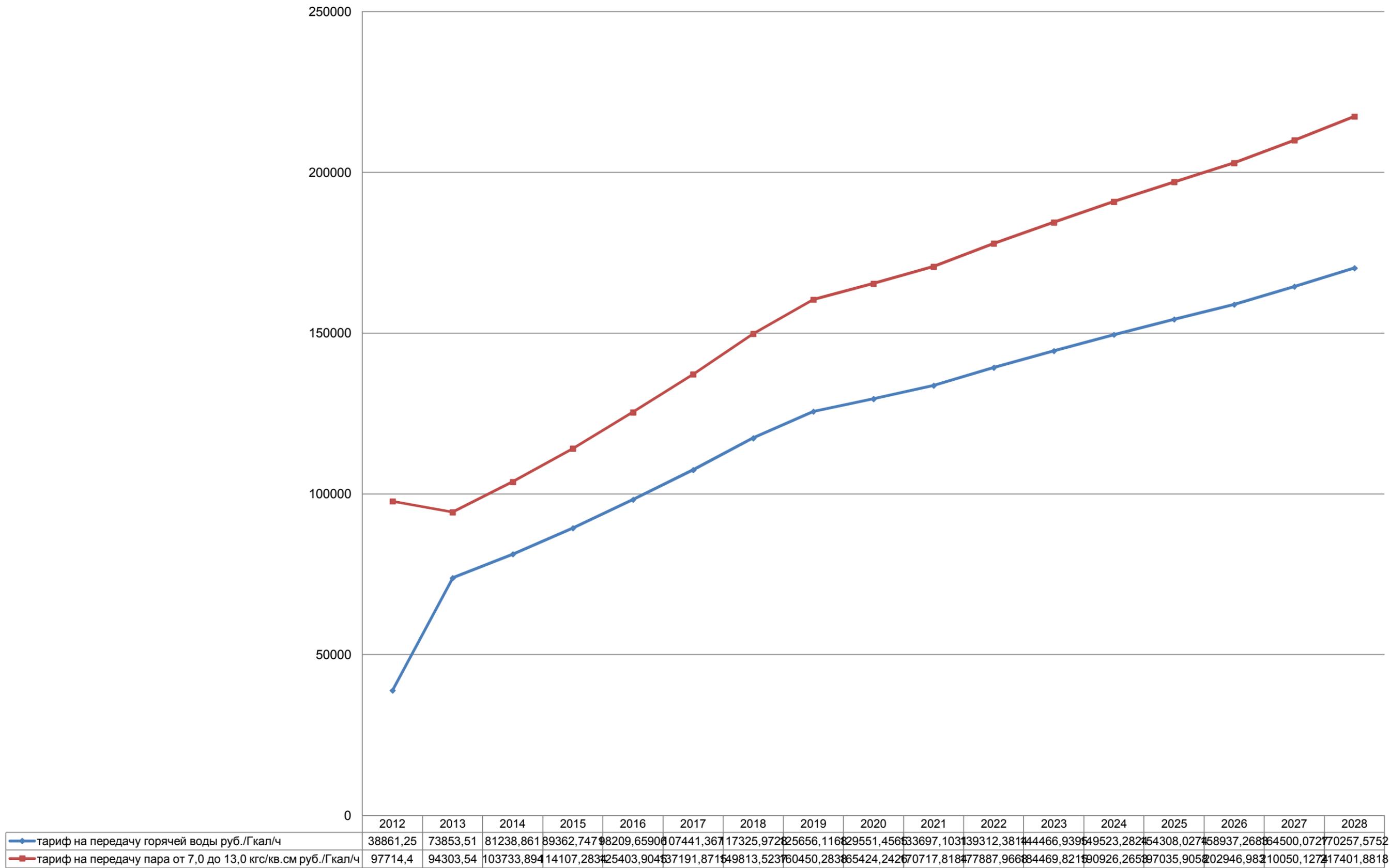


Рисунок 6-4. Тариф на передачу тепловой энергии ООО «КАМАЗ-Энерго»

## 6.5. Тариф на услуги по сбыту тепловой энергии

В связи с отсутствием значительных потенциальных вложений денежных средств в реализацию мероприятий по развитию схемы теплоснабжения г.Набережные Челны со стороны ОАО «Таттеплосбыт», можно сделать вывод что изменение тарифа на реализацию тепловой энергии, будет зависеть в целом от колебаний инфляционных показателей см. Таблица 3-2. Также мы приняли во внимание, что тариф на передачу тепловой энергии вместе с тарифом ОАО «Таттеплосбыт» по г.Набережные Челны почти всегда составляют примерно 36% от общего тарифа на тепло для конечного потребителя (несмотря на то что составляющие среднеотпускного тарифа на тепловую энергию, вырабатываемую в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, по Республике Татарстан в целом: производство тепловой энергии ~ 72,8%, передача тепловой энергии ~ 25,8%, сбыт тепловой энергии ~ 1,4%), это также подтверждает, что в виду отсутствия существенных затрат на подключение и поставку тепловой энергии, тариф по сбыту увеличивается в рамках среднегодовой инфляции. Определение экономически обоснованных тарифов для потребителя тепловой энергии ОАО «Таттеплосбыт» с дифференциацией по муниципальным образованиям станет возможным после утверждения схем теплоснабжения и определения единой теплоснабжающей организации.

## 6.6. Полный тариф на отпуск тепловой энергии для конечных потребителей

В г.Набережные Челны формируются два полных тарифа на отпуск тепловой энергии для конечных потребителей (в первом случае источником тепловой энергии является ОАО «НЧТЭЦ», а во втором случае ОАО «НЧ ПТС»), в результате усреднения тарифов по нескольким районам Республики Татарстан получается единый тариф на этой территории. Так, в первом полугодии 2013 г. такой тариф составит 1271 руб./Гкал, а во втором полугодии 1304,05 руб./Гкал (в среднем за год ~1287,53 руб./Гкал).

Величина полного тарифа на тепловую энергию в результате осуществления всех планируемых мероприятий как на предприятиях источниках тепловой энергии, так и в ОАО «НЧТК» незначительно превышает прогнозные значения полных тарифов. В цепочке поставок, где источником энергии являлась НЧТЭЦ, тариф на выпуск тепловой энергии ОАО «Генерирующая компания» ориентируется на законодательно установленные пределы роста тарифов в рамках общего уровня инфляции. В тоже время ввиду реконструкции ОАО «НЧТК», с 2019 года полный тариф на отпуск тепловой энергии для конечных потребителей будет расти медленнее, чем предполагаемые значения инфляции. В тоже время для ТС БСИ реализуется проект по экономии на расходах на электроэнергию, а значит полный тариф, где источником тепла будет БСИ, можно сравнить с тарифными последствиями при прогнозируемых тарифах. При этом влияние изменения тарифа на передачу тепловой энергии практически не сказывается на величине полного тарифа на тепловую энергию для потребителей, так как различия в прогнозируемых тарифах на передачу тепла и тарифах по итогам проводимых в ОАО «НЧТК» мероприятий не существенны.

Из диаграммы (Рисунок 6-5. Динамика изменения полного тарифа) видно, что величина тарифа при условии реализации проектов схемы теплоснабжения превышает прогнозную величину тарифа, в период до 2019 г., после чего темпы роста тарифов замедляются, и полный тариф для потребителей оказывается меньше прогнозных значений. В случае с источником тепловой энергии в виде ОАО «НЧТЭЦ» прогнозные значения тарифа будут практически полностью совпадать с тарифами, полученными в результате модернизации оборудования.

Таким образом, можно сделать вывод, что превышение реальных тарифов над прогнозными в первые годы (до 2018г.) несущественно, а после 2018 г. тариф окажется ниже прогнозируемого значения, что благоприятно скажется на населении города.

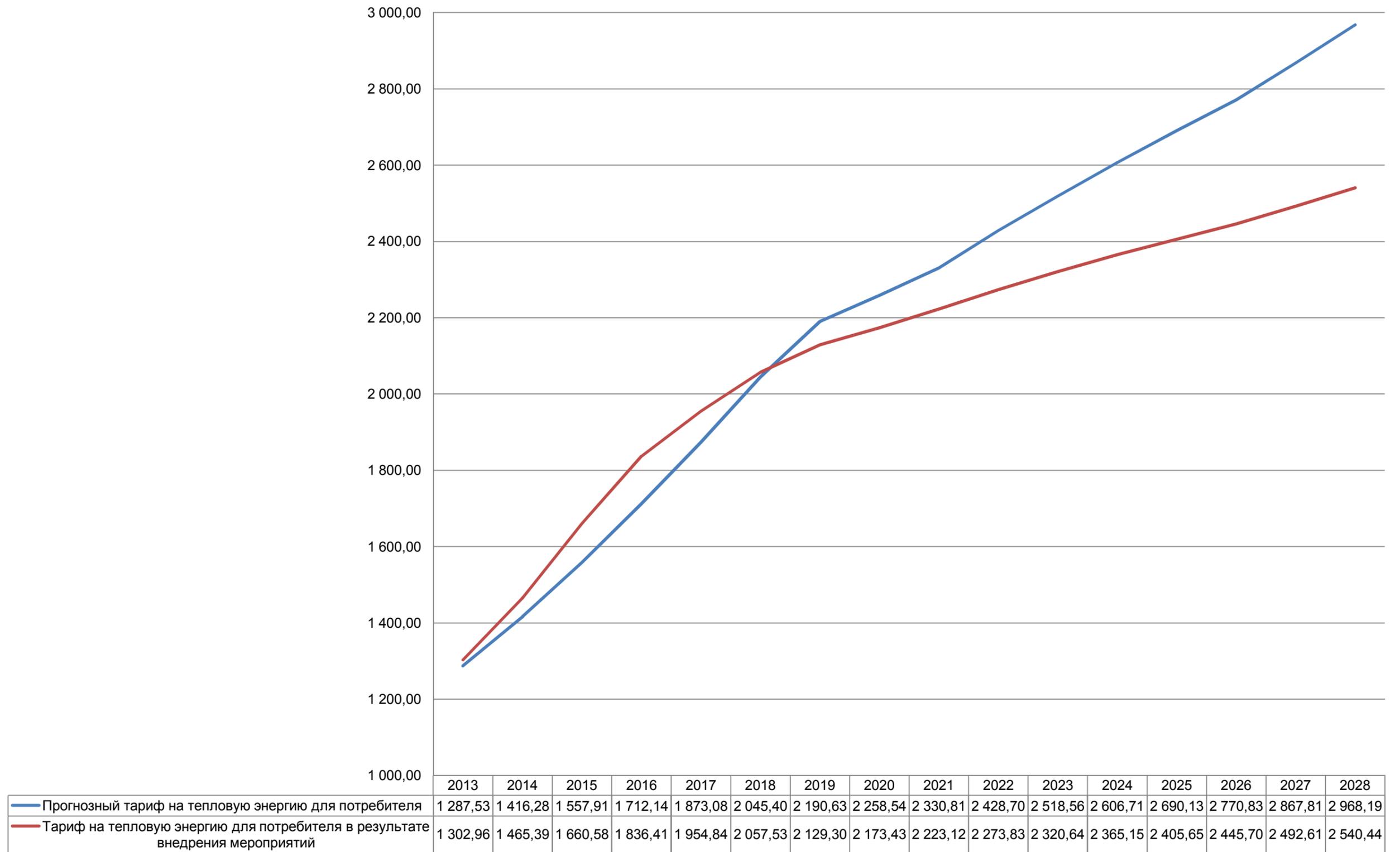


Рисунок 6-5. Динамика изменения полного тарифа

## 7. ПЛАТА ЗА ПОДКЛЮЧЕНИЕ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ К СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Помимо изменения тарифов на передачу тепловой энергии с целью строительства и подключения новых микрорайонов, комплексов и поселков с потребителями будет взиматься плата за подключение к тепловым сетям. Размер тарифа на подключение был рассчитан исходя из расходов на строительство сетей и оптимизацию их работы. Так как основные инвестиции запланированы на период 2013–2024гг. (при этом затраты в 2012г. осуществлялись за счет собственных средств предприятия), то тариф на подключение будет усредняться (на весь период 2013–2028гг.), чтобы привлечь необходимые капитальные вложения уже в текущем периоде.

Расчет тарифа на подключение на каждый год представлен в табл. 7-1. Усредненный за 2013–2028гг. тариф на подключение будет составлять 123 394 руб./Гкал/ч.

Возможно изменение тарифа при переводе части расходов на строительство тепловодов на собственные источники финансирования.

Таблица 7-1. Расчет тарифа на подключение

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Затраты на подключение и оптимизацию, тыс. руб.	69778,04	127435,36	203809,71	188592,33	62576,79	70282,65	108405,99	130425,23	130276,11	151051,10	125683,44	118062,21	99837,16	78739,55	23477,00	35109,00	3975,00
Подключаемая нагрузка, Гкал/ч	693,29	715,97	755,13	802,11	812,03	821,94	831,86	841,78	861,61	877,50	893,38	909,27	925,16	956,93	1053,21	1053,21	1053,21
Тариф на подключение, тыс.руб./Гкал/ч	100,65	177,99	269,90	235,12	77,06	85,51	130,32	154,94	151,20	172,14	140,68	129,84	107,91	82,28	22,29	33,34	3,77

## БИБЛИОГРАФИЯ

1. Постановление Правительства РФ №154 от 22.02.2012 г. *О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения.*
2. Техническое задание на разработку схемы теплоснабжения города Набережные Челны на период до 2028 года. 2012 г.
3. ЮНИДО. *Руководство по подготовке промышленных технико-экономических исследований.* Москва : АОЗТ "Интерэксперт", 1995.
4. "ЦЕНТРИНВЕСТпроект", ФГУП. *Практическое пособие по обоснованию инвестиций в строительство предприятий, зданий и сооружений.* Москва : б.н., 2002.
5. *Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО, утв. приказом РАО "ЕЭС России" от 31.03.2008 г №155 и заключением Главгосэкспертизы России от 26.05.99 г.*
6. НП "АВОК". *Рекомендации по оценке экономической эффективности инвестиционного проекта теплоснабжения.* 2006.
7. РФ, Министерство экономического развития. Прогноз сценарных условий социально-экономического развития Российской Федерации на период 2013–2015 годов. [В Интернете] <http://www.economy.gov.ru>.
8. —. Сценарные условия долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года. [В Интернете] <http://www.economy.gov.ru>.
9. Налоговый кодекс РФ.
10. Постановление Правительства РФ. *"О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы".* 2002 г.
11. ОАО "ЦОТЭНЕРГО". Нормативы численности промышленно-производственного персонала ТЭС. Москва : б.н., 2004 г.
12. Единые межотраслевые нормы обслуживания оборудования тепловых электростанций и гидроэлектростанций. Москва : Энергоном, 1989 г.
13. ОАО "ЦОТЭНЕРГО". Нормативы численности промышленно-производственного персонала котельных в составе электростанций и сетей. Москва : б.н., 2004 г.
14. ЦНИС. Рекомендации по нормированию труда работников энергетического хозяйства. Москва : б.н., 1999 г.
15. Рекомендации по определению численности эксплуатационного персонала котельных, оборудованных паровыми котлами до 1,4 МПа (14 кгс/см<sup>2</sup>) и водогрейными котлами температурой до 200С. Москва : Сантехпроект, 1992 г.
16. СО 34.20.611–2003. *Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств электростанций.*
17. ОАО "ВНИПИэнергпром". *Методические рекомендации по разработке и реализации программ комплексного развития систем теплоснабжения, расположенных в границах муниципальных образований.* Москва : б.н.
18. *О проекте Федерального Закона "О теплоснабжении".* №6, 2010 г., Новости теплоснабжения.
19. ОАО "Объединение ВНИПИэнергпром". РД–10–ВЭП. *"Методические основы разработки схем теплоснабжения поселений и промышленных узлов РФ".* Москва : б.н., 2006 г.
20. МДС 41–6.2000. *Организационно-методические рекомендации по подготовке к проведению отопительного периода и повышению надежности систем коммунального теплоснабжения в городах и населенных пунктах РФ.*

21. *Генеральный план развития города Набережные Челны на период до 2025 г.* Набережные Челны : б.н., 2010.
22. Решение Городского Совета Муниципального образования города Набережные Челны №8/25 от 10 февраля 2006 г. «*О делении территории города Набережные Челны» на территориальные единицы и установлении границ районов города*».
23. **Косов, В. В., Лившиц, В. Н. и Шахназаров, А. Г.** *Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов.* б.м. : ОАО "НПО Изд-во" "Экономика", 2000.
24. Федеральный закон РФ от 27 июля 2010 г. №190-ФЗ. *О теплоснабжении.*
25. Федеральный закон РФ от 27 ноября 2009 г. №261-ФЗ. *О энергосбережении.*
26. Справочник базовых цен на проектные работы для строительства. Объекты энергетики. Москва : РАО "ЕЭС России", 2003 г.
27. Индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства и пусконаладочных работ, определяемых с применением федеральных и территориальных единичных расценок на 3-й квартал 2012 г.
28. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 года.