

Общество с ограниченной ответственностью  
Инженерный центр «КалидусСити»

---

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор

Н.В. Беляева



ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ  
К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ  
ГОРОДСКОГО ОКРУГА «ОХИНСКИЙ»  
САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ  
НА ПЕРИОД 2013 – 2028 ГОДОВ

КНИГА 11. ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО,  
РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ

## СОСТАВ РАБОТЫ

Наименование документа	Шифр
Схема теплоснабжения городского округа «Охинский» Сахалинской области на период 2013 – 2028 годов	64236.СТ-ПСТ.000.000.
Книга 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения	64236.ОМ-ПСТ.001.000.
Приложение 1. Источники теплоснабжения. Тепловые сети. Тепловые нагрузки потребителей. Значения потребления тепловой энергии потребителями	64236.ОМ-ПСТ.001.001.
Приложение 2. Результаты гидравлических расчетов	64236.ОМ-ПСТ.001.002.
Приложение 3. Оценка надежности теплоснабжения	64236.ОМ-ПСТ.001.003.
Приложение 4. Графическая часть	64236.ОМ-ПСТ.001.004.
Книга 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения	64236.ОМ-ПСТ.002.000.
Книга 3. Электронная модель системы теплоснабжения городского округа	64236.ОМ-ПСТ.003.000.
Приложение 1. Инструкция пользователя	64236.ОМ-ПСТ.003.001.
Приложение 2. Руководство администратора	64236.ОМ-ПСТ.003.002.
Приложение 3. Графическая часть	64236.ОМ-ПСТ.003.003.
Книга 4. Мастер-план разработки схемы теплоснабжения	64236.ОМ-ПСТ.004.000.
Книга 5. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки	64236.ОМ-ПСТ.005.000.
Приложение 1. Перспективные гидравлические режимы	64236.ОМ-ПСТ.005.001.
Книга 6. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок	64236.ОМ-ПСТ.006.000.
Книга 7. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	64236.ОМ-ПСТ.007.000.
Книга 8. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них	64236.ОМ-ПСТ.008.000.
Книга 9. Перспективные топливные балансы	64236.ОМ-ПСТ.009.000.

Книга 10. Оценка надежности теплоснабжения	64236.ОМ-ПСТ.010.000.
Книга 11. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение	64236.ОМ-ПСТ.011.000.
Книга 12. Обоснование предложений по определению единых теплоснабжающих организаций	64236.ОМ-ПСТ.012.000.
Приложение 1. Графическая часть	64236.ОМ-ПСТ.012.001.

## СОДЕРЖАНИЕ

1	Общие положения .....	10
2	Макроэкономические параметры .....	11
2.1.	Официальные источники .....	11
2.2.	Применение индексов-дефляторов .....	13
2.3.	Сроки реализации .....	15
2.4.	Ставка дисконтирования .....	15
3	Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения .....	16
3.1.	Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения ОАО «Охинская ТЭЦ» .....	16
3.2.	Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения ООО «Городские сети теплоснабжения» .....	19
3.3.	Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения МУП «ЖКХ» .....	23
4	Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности .....	29
5	Эффективность инвестиций .....	33
5.1.	Эффективность инвестиций в реализацию мероприятий предложенных в рамках развития системы теплоснабжения ОАО «Охинская ТЭЦ» .....	33
5.1.1.	Новое строительство магистральных и квартальных тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки .....	33
5.1.2.	Реконструкция тепловых сетей Охинской ТЭЦ для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей .....	33
5.1.3.	Новое строительство тепловых пунктов для обеспечения существующей и перспективной тепловой нагрузки ГВС .....	35
5.2.	Эффективность инвестиций в реализацию мероприятий предложенных в рамках развития системы теплоснабжения ООО «Городские сети теплоснабжения» .....	38
5.2.1.	Замена существующих котлов котельной № 24 .....	38
5.2.2.	Замена существующих котлов котельной № 12 или ввод в эксплуатацию модульной котельной на базе трех водяных котлов типа ЗИОСАБ-175 взамен котельной № 12 .....	40
5.2.3.	Реконструкция тепловых сетей для обеспечения гидравлического режима в зоне действия Охинской ТЭЦ (от ПНС до потребителей) .....	44
5.2.4.	Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей в зоне действия Охинской ТЭЦ (от ПНС до потребителей) .....	46
5.3.	Эффективность инвестиций в реализацию мероприятий предложенных в	

рамках развития системы теплоснабжения МУП «ЖКХ» .....	49
5.3.1. Реконструкция котельной №16 и строительство новой блочной котельной в зоне действия существующей котельной № 15 .....	49
5.3.2. Новое строительство тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки в зонах действия котельных с. Тунгор и с. Некрасовка 53	
5.3.3. Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей в зоне действия котельных МУП «ЖКХ» .....	54
6 Ценовые последствия для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения .....	56
6.1. Ценовые последствия для потребителей Охинской ТЭЦ при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения .....	56
6.1.1. Ценовые последствия нового строительства магистральных и квартальных тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки 57	
6.1.2. Ценовые последствия реконструкции тепловых сетей Охинской ТЭЦ для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей.....	57
6.1.3. Ценовые последствия нового строительства тепловых пунктов для обеспечения существующей и перспективной тепловой нагрузки ГВС .....	59
6.2. Ценовые последствия для потребителей ООО «Городские сети теплоснабжения» при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения .....	60
6.2.1. Замена существующих котлов котельной № 24 .....	60
6.2.2. Ценовые последствия замены существующих котлов котельной № 12 или ввод в эксплуатацию модульной котельной на базе трех водяных котлов типа ЗИОСАБ-175 взамен котельной № 12 .....	61
6.2.3. Ценовые последствия реконструкции тепловых сетей для обеспечения гидравлического режима в зоне действия Охинской ТЭЦ (от ПНС до потребителей).....	64
6.2.4. Ценовые последствия реконструкции тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей в зоне действия Охинской ТЭЦ (от ПНС до потребителей).....	66
6.3. Ценовые последствия для потребителей МУП «ЖКХ» при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения .....	67
6.3.1. Ценовые последствия реконструкции котельной №16 и строительства новой блочной котельной в зоне действия существующей котельной № 15 .....	67
6.3.2. Ценовые последствия нового строительства тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки в зонах действия котельных с. Тунгор и с. Некрасовка.....	70
6.3.3. Ценовые последствия реконструкции тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей в зоне действия котельных МУП «ЖКХ» .....	71
7 Основные выводы .....	74

## ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ

Таблица 2.1 - Прогнозные индексы: потребительских цен и индексы дефляторы на продукцию производителей, принятых для расчетов долгосрочных ценовых последствий, % .....	12
Таблица 2.2 - Страховые взносы, установленные федеральным законом от 24.07.2009 № 212-ФЗ (ред. от 28.11.2011) "О страховых взносах в пенсионный фонд Российской Федерации, фонд социального страхования Российской Федерации, федеральный фонд обязательного медицинского страхования и территориальные фонды обязательного медицинского страхования».....	14
Таблица 3.1 – Финансовые потребности на новое строительство и реконструкцию тепловых сетей Охинской ТЭЦ в соответствии с вариантом №1, тыс. руб. с НДС.....	17
Таблица 3.2 – Финансовые потребности на новое строительство и реконструкцию тепловых сетей Охинской ТЭЦ в соответствии с вариантом №2, тыс. руб. с НДС.....	17
Таблица 3.3 – Финансовые потребности для реализации мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии ООО «Городские сети теплоснабжения» в соответствии с вариантом №1, тыс. руб. ....	21
Таблица 3.4 – Финансовые потребности для реализации мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии ООО «Городские сети теплоснабжения» в соответствии с вариантом №2, тыс. руб. ....	21
Таблица 3.5 – Финансовые потребности на новое строительство и реконструкцию тепловых сетей ООО «Городские сети теплоснабжения» в соответствии с вариантами №1 и №2, тыс. руб. с НДС .....	22
Таблица 3.6 – Финансовые потребности для реализации мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии МУП «ЖКХ» в соответствии с вариантом №1, тыс. руб.....	25
Таблица 3.7 – Финансовые потребности для реализации мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии МУП «ЖКХ» в соответствии с вариантом №2, тыс. руб.....	25
Таблица 3.8 – Финансовые потребности на новое строительство и реконструкцию тепловых сетей МУП «ЖКХ» в соответствии с вариантами №1 и №2, тыс. руб. с НДС .....	26
Таблица 5.1 – Показатели экономической эффективности реконструкции тепловых сетей Охинской ТЭЦ для повышения надежности потребителей.....	34
Таблица 5.2 – Показатели экономической эффективности нового строительства тепловых пунктов для обеспечения существующей и перспективной тепловой нагрузки ГВС в зоне действия Охинской ТЭЦ.....	37
Таблица 5.3 – Показатели экономической эффективности замены существующих котлов котельной №24 ООО «Городские сети теплоснабжения» .....	39
Таблица 5.4 – Показатели экономической эффективности замены существующих котлов котельной № 12 ООО «Городские сети теплоснабжения» (вариант 1) .....	41
Таблица 5.5 – Показатели экономической эффективности ввода в эксплуатацию модульной котельной на базе трех водяных котлов типа ЗИОСАБ-175 взамен котельной № 12 ООО «Городские сети теплоснабжения» .....	43
Таблица 5.6 – Показатели экономической эффективности реконструкции тепловых сетей для обеспечения гидравлического режима в зоне действия Охинской ТЭЦ (от ПНС до потребителей).....	45

---

Таблица 5.7 – Показатели экономической эффективности реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения в зоне действия Охинской ТЭЦ (от ПНС до потребителей).....	47
Таблица 5.8 – Показатели экономической эффективности замены существующих котлов котельной №16 МУП «ЖКХ».....	50
Таблица 5.9 – Показатели экономической эффективности замены существующих котлов котельной №16 и строительство новой блочной котельной в зоне действия котельной №15 МУП «ЖКХ» .....	52
Таблица 6.1 – Плата за подключение к системе теплоснабжения Охинской ТЭЦ, млн руб. с НДС / Гкал/ч.....	57
Таблица 6.2 – Плата за подключение к системе теплоснабжения Охинской ТЭЦ, млн руб. с НДС / Гкал/ч.....	71
Таблица 7.1 – Сводная таблица проектов развития систем теплоснабжения Охинского г.о. ....	75

## ПЕРЕЧЕНЬ РИСУНКОВ

Рисунок 5.1 – Денежные потоки при реконструкции тепловых сетей Охинской ТЭЦ для повышения надежности потребителей	35
Рисунок 5.2 – Денежные потоки при новом строительстве тепловых пунктов для обеспечения существующей и перспективной тепловой нагрузки ГВС в зоне действия Охинской ТЭЦ	38
Рисунок 5.3 – Денежные потоки при замене существующих котлов котельной №24 ООО «Городские сети теплоснабжения»	40
Рисунок 5.4 – Денежные потоки при замене существующих котлов котельной № 12 ООО «Городские сети теплоснабжения» (вариант 1)	42
Рисунок 5.5 – Денежные потоки при вводе в эксплуатацию модульной котельной на базе трех водяных котлов типа ЗИОСАБ-175 взамен котельной № 12 ООО «Городские сети теплоснабжения»	44
Рисунок 5.6 – Денежные потоки при реконструкции тепловых сетей для обеспечения гидравлического режима в зоне действия Охинской ТЭЦ (от ПНС до потребителей)	46
Рисунок 5.7 – Денежные потоки при реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения в зоне действия Охинской ТЭЦ (от ПНС до потребителей)	48
Рисунок 5.8 – Денежные потоки при замене существующих котлов котельной №16 МУП «ЖКХ»	51
Рисунок 5.9 – Денежные потоки при замене существующих котлов котельной №16 и строительство новой блочной котельной в зоне действия котельной №15 МУП «ЖКХ»	53
Рисунок 5.10 – Денежные потоки при реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения в зоне действия котельных МУП «ЖКХ» (вариант 1)	54
Рисунок 5.11 – Денежные потоки при реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения в зоне действия котельных МУП «ЖКХ» (вариант 2)	55
Рисунок 6.1 – Прогноз цен на тепловую энергию при реконструкции тепловых сетей Охинской ТЭЦ для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей	58
Рисунок 6.2 – Прогноз цен на тепловую энергию при строительстве новых тепловых пунктов для обеспечения существующей и перспективной тепловой нагрузки ГВС	59
Рисунок 6.3 – Прогноз цен на тепловую энергию при замене существующих котлов котельной № 24 ООО «Городские сети теплоснабжения»	61
Рисунок 6.4 – Прогноз цен на тепловую энергию при замене существующих котлов котельной № 12 ООО «Городские сети теплоснабжения» (вариант 1)	62
Рисунок 6.5 – Прогноз цен на тепловую энергию при вводе в эксплуатацию модульной котельной на базе трех водяных котлов типа ЗИОСАБ-175 взамен котельной № 12 ООО «Городские сети теплоснабжения» (вариант 2)	63
Рисунок 6.6 – Сравнительный прогноз цен на тепловую энергию при различных вариантах модернизации и реконструкции котельной № 12 ООО «Городские сети теплоснабжения»	64
Рисунок 6.7 – Прогноз цен на транспорт тепловой энергии при реконструкции тепловых сетей для обеспечения гидравлического режима в зоне действия Охинской ТЭЦ (от ПНС до потребителей)	65
Рисунок 6.8 – Прогноз цен на транспорт тепловой энергии при реконструкции	

тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения в зоне действия Охинской ТЭЦ (от ПНС до потребителей)	66
Рисунок 6.9 – Прогноз цен на тепловую энергию при реконструкции котельной № 16 МУП «ЖКХ» (вариант 1)	68
Рисунок 6.10 – Прогноз цен на тепловую энергию при реконструкции котельной №16 и строительстве новой блочной котельной в зоне действия существующей котельной № 15 МУП «ЖКХ» (вариант 2)	69
Рисунок 6.11 – Сравнительный прогноз цен на тепловую энергию при различных вариантах модернизации и реконструкции котельных №15 и №16 МУП «ЖКХ»	70
Рисунок 6.12 – Прогноз цен на тепловую энергию при реконструкции тепловых сетей МУП «ЖКХ» для обеспечения нормативной надежности (вариант 1)	72
Рисунок 6.13 – Прогноз цен на тепловую энергию при реконструкции тепловых сетей МУП «ЖКХ» для обеспечения нормативной надежности (вариант 2)	72

## **1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

Настоящий документ содержит:

- оценку финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей;
- 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.

## **2 МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ**

### **2.1. 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 2013 год и плановый период 2013-2015 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 - АҚДОЗ.

Применяемые при расчетах ценовых последствий реализации схемы теплоснабжения индексы-дефляторы приведены в таблице 2.1. Прогнозные индексы на 2015 - 2016 годы приняты в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2013 год и плановый период 2013-2015 годов, с 2015 по 2028 годы - в соответствии с письмом Минэкономразвития 05.10.2011 № 21790 - АҚДОЗ.

Таблица 2.1 - Прогнозные индексы: потребительских цен и индексы дефляторы на продукцию производителей, принятых для расчетов долгосрочных ценовых последствий, %

Наименование строки	Наименование индекса	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
ИПЦ на конец года	$I_{ИПЦ,i}$	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	102,5
Индекс-дефлятор реальной заработной платы	$I_{ЗП,i}$	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	104,0
Индекс-дефлятор цен на природный газ (для всех категорий потребителей)	$I_{ПГ,i}$	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	102,6
Индекс-дефлятор цен на мазут	$I_{МЗ,i}$	111,7	109,1	108,7	108,6	107,2	106,6	105,5	104,5	103,4	103,4	103,4	103,4	103,4	103,4	103,4	103,4
Индекс-дефлятор цен на дизельное топливо	$I_{ДТ,i}$	107,6	107,8	107,2	106,4	104,6	96,2	109,7	109,4	107,0	108,0	106,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0
Индекс-дефлятор цен на уголь	$I_{У,i}$	105,5	106,5	107,4	107,0	105,0	101,6	103,9	106,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0
Индекс-дефлятор цен на тепловую энергию	$I_{ТЭ,i}$	110	111	110,8	109,4	109,2	106,0	107,1	103,1	103,2	104,2	103,7	103,5	103,2	103,0	103,5	103,9
Индекс-дефлятор цен на электрическую энергию	$I_{ЭЭ,i}$	111	110	110	110	109	109	107	103	103	104	104	104	103	103	104	104
Индекс цен СМР	$I_{СМР,i}$	107	105	105,6	104,9	103,8	101,0	104,3	104,4	102,9	103,0	102,7	102,9	103,0	102,8	102,8	102,7
Индекс-дефлятор цен производителей труб стальных в ППУ и ППМ изоляции	$I_{ППУ,i}$	124	110	104	105	108	111	95	102	99	103	102	101	101	101	101	101
Индекс-дефлятор цен производителей оборудования тепловых пунктов	$I_{ИТП,i}$	107	105	105	105	104	104	103	103	102	102	102	101	101	101	101	101
Индекс-дефлятор цен производителей водогрейных котельных малой мощности	$I_{БК,i}$	119	109	104	105	107	108	98	103	100	103	102	102	101	101	101	101
Индекс -дефлятор на оборудование для автоматизации	$I_{ОА,i}$	107	105	105	105	104	102	104	104	103	103	103	103	103	102	102	102
Индекс цен производителей электромеханического оборудования	$I_{ОМ,i}$	102	102	101	101	102	103	102	101	102	103	101	101	101	101	101	101
Индекс цен производителей электротехнического оборудования	$I_{ОЭТ,i}$	105	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102

## 2.2. Применение индексов-дефляторов

Для расчета ценовых последствий с использованием индексов-дефляторов были применены следующие условия:

- базовый период регулирования установлен на конец 2012 года;
- производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии для ОАО «Охинская ТЭЦ» за 2008-2012 г.г., МУП «ЖКХ» за 2011-2012 г.г., ООО «Городские сети теплоснабжения» за 2012 г. приняты по материалам тарифных дел;
- производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии сформированы по следующим статьям, структура которых, установленная материалами тарифных дел, была принята неизменной на всем диапазоне прогнозного периода до 2028 года:
  - расходы на оплату труда ППР;
  - отчисления на социальные нужды (страховые взносы);
  - топливо на технологические цели;
  - вода на технологические цели;
  - электрическая энергия;
  - покупная тепловая энергия;
  - амортизация;
  - аренда оборудования;
  - вспомогательные материалы;
  - услуги на ремонт сторонних организаций;
  - услуги транспорта;
  - прочие услуги;
  - цеховые расходы;
  - общехозяйственные расходы, сбыт.

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

$$ЗП_{ППР,i+1} = ЗП_{ППР,i} \times I_{ЗП,i+1}, \quad (2.1)$$

где

$i$  - индекс расчетного периода (при  $i=0$  - базовый период 2012 года).

Отчисления на социальные нужды устанавливались в соответствии с таблицей 2.2.

Таблица 2.2 - Страховые взносы, установленные федеральным законом от 24.07.2009 № 212-ФЗ (ред. от 28.11.2011) "О страховых взносах в пенсионный фонд Российской Федерации, фонд социального страхования Российской Федерации, федеральный фонд обязательного медицинского страхования и территориальные фонды обязательного медицинского страхования»

Виды страховых взносов	2010	2011	2012	2013	2014
ПФР	0,2	0,26	0,26	0,26	0,26
ФСС	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029
ФФОМС	0,011	0,031	0,051	0,051	0,051
ТФОМС	0,02	0,02	0,0	0,0	0,0
Всего	0,26	0,34	0,3	0,3	0,3

Указанные параметры страховых взносов от 2014 до 2028 года приняты неизменными и равными 30 % от ФОТ.

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

$$C_{ПГ,i+1} = C_{ПГ,i} \times I_{ПГ,i+1}, \quad (2.2)$$

Прогноз цен на прочие первичные энергоресурсы, используемые для технологических нужд, устанавливался по формулам, аналогичным формулам 2.2.

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

$$C_{ПТн,i+1} = C_{ПТн,i} \times I_{ПТн,i+1}, \quad (2.3)$$

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

$$C_{ЭЭ,i+1} = C_{ЭЭ,i} \times I_{ЭЭ,i+1}, \quad (2.4)$$

Прогноз расходов на услуги сторонних организаций принимался по индексу-дефлятору на строительно - монтажные работы (таблица 2.1, строка «индекс - дефлятор на СМР»).

Прогноз расходов на услуги транспорта принимался по средневзвешенному индексу - дефлятору заработной платы, индексу - дефлятору на цены дизельного топлива, индексу потребительских цен, в соответствии со структурой затрат,

включенных в состав этой группы, указанной в тарифном деле при установлении тарифа на 2012 год.

Прогноз расходов, включенных в группу расходов «прочие услуги», «цеховые расходы» и «общехозяйственные расходы, сбыт», принимался в соответствии индексом-дефлятором потребительских цен.

Затраты в составе капитальных (затраты на ПИР и ПСД, затраты на оборудование и затраты на СМР) с целью их приведения к ценам соответствующих лет умножались на индексы-дефляторы из соответствующих строк табл. 2.1. Затраты на ПИР и ПСД были дефлированы на величину ИПЦ. Затраты на СМР были дефлированы на величину индекса- дефлятора на строительно - монтажные работы (таблица 2.1, строка «индекс - дефлятор на СМР»), цены на оборудование – по типу оборудования.

Принятые при разработке схемы теплоснабжения индексы - дефляторы должны быть уточнены и скорректированы в процессе актуализации схемы теплоснабжения.

### **2.3. Сроки реализации**

Общий срок выполнения работ по схеме теплоснабжения, начиная с 2014 года, составляет 15 лет. Расчетный период действия схемы – 2028 год. Срок нормальной эксплуатации объектов теплоснабжения принимался 30 лет. Шаг расчёта принимался равным одному календарному году.

### **2.4. 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 реализации проектов схемы теплоснабжения. Приведение осуществлялось с помощью коэффициента дисконтирования.

Для всех расчётов по рассматриваемым вариантам схемы теплоснабжения принята ставка дисконтирования 12 %.

### **3 ОЦЕНКА ФИНАНСОВЫХ ПОТРЕБНОСТЕЙ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

#### **3.1. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения ОАО «Охинская ТЭЦ»**

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению Охинской ТЭЦ и тепловых сетей в зоне действия этого энергоисточника сформированы на основе мероприятий, указанных в документе «Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения городского округа «Охинский» Сахалинской области на период 2013-2028 годов. Книга 4 «Мастер – план разработки схемы теплоснабжения».

Финансовые потребности для реализации данных мероприятий указаны в документах «Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения городского округа «Охинский» Сахалинской области на период 2013-2028 годов. Книга 7 «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии» и «Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения городского округа «Охинский» Сахалинской области на период 2013-2028 годов. Книга 8 «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них».

Финансирование мероприятий по техническому перевооружению Охинской ТЭЦ осуществляется из средств ОАО «Нефтяная компания «Роснефть», федерального бюджета, бюджета Сахалинской области и не рассматривается в настоящем документе.

Финансовые потребности для нового строительства и реконструкции тепловых сетей в соответствии с вариантом №1 представлены в таблице 3.1.

Финансовые потребности для нового строительства и реконструкции тепловых сетей в соответствии с вариантом №2 представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.1 – Финансовые потребности на новое строительство и реконструкцию тепловых сетей Охинской ТЭЦ в соответствии с вариантом №1, тыс. руб. с НДС

Сметы проектов	Ед. изм.	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
<b>Группа Проектов 2 «Тепловые сети и сооружения на них»</b>																	
Всего смета проекта	тыс. руб.	24 490	65 833	56 788	59 684	63 554	70 476	70 731	70 952	73 719	74 693	82 919	79 939	82 070	84 139	85 431	87 339
Накопленным итогом	тыс. руб.	24 490	90 323	147 110	206 794	270 348	340 825	411 556	482 508	556 226	630 920	713 839	793 777	875 847	959 986	1 045 417	1 132 756
<b>Проект 1.2.1.1 «Новое строительство магистральных и квартальных тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки»</b>																	
Всего смета проекта	тыс. руб.	24 490	11 801	0	0	1 244	5 923	3 855	1 801	2 217	760	6 547	1 275	1 125	1 009	222	0
Накопленным итогом	тыс. руб.	24 490	36 291	36 291	36 291	37 535	43 459	47 313	49 114	51 331	52 091	58 638	59 913	61 037	62 046	62 268	62 268
<b>Проект 1.2.2.1 «Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей»</b>																	
Всего смета проекта	тыс. руб.	0	54 032	56 788	59 684	62 310	64 553	66 877	69 151	71 502	73 933	76 373	78 664	80 945	83 131	85 209	87 339
Накопленным итогом	тыс. руб.	0	54 032	110 819	170 503	232 813	297 366	364 243	433 393	504 895	578 828	655 201	733 865	814 810	897 940	983 149	1 070 488

Таблица 3.2 – Финансовые потребности на новое строительство и реконструкцию тепловых сетей Охинской ТЭЦ в соответствии с вариантом №2, тыс. руб. с НДС

Сметы проектов	Ед. изм.	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
<b>Группа Проектов 2 «Тепловые сети и сооружения на них»</b>																	
Всего смета проекта	тыс. руб.	39 640	81 669	73 297	76 859	81 245	88 546	89 415	90 277	93 484	94 915	103 496	100 842	103 506	106 111	107 952	110 418
Накопленным итогом	тыс. руб.	39 640	121 309	194 606	271 465	352 710	441 256	530 671	620 948	714 433	809 348	912 843	1 013 686	1 117 192	1 223 303	1 331 255	1 441 673
<b>Проект 1.2.1.1 «Новое строительство магистральных и квартальных тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки»</b>																	
Всего смета проекта	тыс. руб.	24 490	11 801	0	0	1 244	5 923	3 855	1 801	2 217	760	6 547	1 275	1 125	1 009	222	0
Накопленным итогом	тыс. руб.	24 490	36 291	36 291	36 291	37 535	43 459	47 313	49 114	51 331	52 091	58 638	59 913	61 037	62 046	62 268	62 268
<b>Проект 1.2.2.1 «Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей»</b>																	
Всего смета проекта	тыс. руб.	0	54 032	56 788	59 684	62 310	64 553	66 877	69 151	71 502	73 933	76 373	78 664	80 945	83 131	85 209	87 339
Накопленным итогом	тыс. руб.	0	54 032	110 819	170 503	232 813	297 366	364 243	433 393	504 895	578 828	655 201	733 865	814 810	897 940	983 149	1 070 488
<b>Подгруппа «Новое строительство тепловых пунктов для обеспечения существующей и перспективной тепловой нагрузки ГВС»</b>																	

Сметы проектов	Ед. изм.	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Всего смета проекта	тыс. руб.	15 150	15 836	16 509	17 175	17 691	18 069	18 684	19 325	19 766	20 222	20 576	20 903	21 437	21 972	22 521	23 079
Накопленным итогом	тыс. руб.	15 150	30 986	47 496	64 671	82 362	100 431	119 115	138 441	158 206	178 428	199 005	219 908	241 345	263 316	285 838	308 917
<b>Проект 1.2.4.3 «Новое строительство тепловых пунктов для обеспечения перспективной тепловой нагрузки ГВС существующих зданий»</b>																	
Всего смета проекта	тыс. руб.	14 843	15 515	16 175	16 827	17 332	17 703	18 305	18 933	19 365	19 812	20 159	20 479	21 002	21 526	22 065	22 611
Накопленным итогом	тыс. руб.	14 843	30 358	46 533	63 359	80 692	98 395	116 700	135 633	154 998	174 810	194 969	215 448	236 450	257 976	280 041	302 652
<b>Проект 1.2.4.4 «Новое строительство тепловых пунктов для обеспечения перспективной тепловой нагрузки ГВС новых зданий»</b>																	
Всего смета проекта	тыс. руб.	307	321	335	348	359	366	379	392	401	410	417	424	435	446	457	468
Накопленным итогом	тыс. руб.	307	628	963	1 312	1 670	2 037	2 416	2 808	3 208	3 619	4 036	4 460	4 895	5 340	5 797	6 265

Как следует из приведенных выше таблиц, в варианте № 1 предусматривается проведение реконструкции магистральных участков тепловой сети от Охинской ТЭЦ до ПНС, а также строительство новых трубопроводов для подключения перспективных потребителей в зоне действия Охинской ТЭЦ (фактически в г. Оха). Подключение новых потребителей в г. Оха предусматривается проводить силами ОАО «Охинская ТЭЦ» по причине того, что ОАО «Охинская ТЭЦ» помимо выработки и транспорта тепла до ПНС осуществляет сбыт тепловой энергии собственной выработки конечным потребителям г. Оха.

В варианте № 2 помимо проектов предусмотренных вариантом №1 предполагается финансовые затраты по установке у потребителей тепловых пунктов для обеспечению перспективной и существующей нагрузки ГВС от систем централизованного теплоснабжения (на данный момент нагрузка ГВС покрывается за счет индивидуальных источников – газовых колонок).

Суммарные финансовые потребности для реализации проектов развития системы теплоснабжения в соответствии с вариантом № 1 составляют 1132,8 млн руб., с вариантом № 2 – 1441,7 млн руб.

Основная доля затрат в обоих вариантах развития приходится на реконструкцию магистрального трубопровода для обеспечения надежности теплоснабжения.

### **3.2. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения ООО «Городские сети теплоснабжения»**

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии и тепловых сетей ООО «Городские сети теплоснабжения» сформированы на основе мероприятий, указанных в документе «Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения городского округа «Охинский» Сахалинской области на период 2013-2028 годов. Книга 4 «Мастер – план разработки схемы теплоснабжения».

Финансовые потребности для реализации данных мероприятий указаны в

документах «Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения городского округа «Охинский» Сахалинской области на период 2013-2028 годов. Книга 7 «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии» и «Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения городского округа «Охинский» Сахалинской области на период 2013-2028 годов. Книга 8 «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них».

Финансовые потребности на реализацию проектов по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии в соответствии с вариантом № 1 представлены в таблице 3.3.

Финансовые потребности на реализацию проектов по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии в соответствии с вариантом № 2 представлены в таблице 3.4.

Финансовые потребности для нового строительства и реконструкции тепловых сетей для обоих вариантов развития систем теплоснабжения ООО «Городские сети теплоснабжения» идентичны и представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.3 – Финансовые потребности для реализации мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии ООО «Городские сети теплоснабжения» в соответствии с вариантом №1, тыс. руб.

Сметы проектов		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
<b>Группа проектов 1 «Источники теплоснабжения»</b>																	
<b>Подгруппа 1.1 «Реконструкция существующих энергоисточников»</b>																	
<b>Проекты 2.1.1.1 – 2.1.1.3 «Замена существующих котлов котельной № 24»</b>																	
Всего смета проекта	тыс. руб.	0	0	0	0	284	3157	0	309	3292	0	0	335	3582	0	0	0
Смета проекта накопленным итогом	тыс. руб.	0	0	0	0	284	3440	3440	3749	7041	7041	7041	7376	10958	10958	10958	10958
<b>Проект 2.1.1.4 "Замена существующих котлов котельной № 12"</b>																	
Всего смета проекта	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	335	3575	0	0	0	0
Смета проекта накопленным итогом	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	335	3910	3910	3910	3910	3910

Таблица 3.4 – Финансовые потребности для реализации мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии ООО «Городские сети теплоснабжения» в соответствии с вариантом №2, тыс. руб.

Сметы проектов		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
<b>Группа проектов 1 «Источники теплоснабжения»</b>																	
<b>Подгруппа 1.1 «Реконструкция существующих энергоисточников»</b>																	
<b>Проекты 2.1.1.1 – 2.1.1.3 «Замена существующих котлов котельной № 24»</b>																	
Всего смета проекта	тыс. руб.	0	0	0	0	284	3157	0	309	3292	0	0	335	3582	0	0	0
Смета проекта накопленным итогом	тыс. руб.	0	0	0	0	284	3440	3440	3749	7041	7041	7041	7376	10958	10958	10958	10958
<b>Подгруппа 1.2 «Строительство котельных»</b>																	
<b>Проект 2.1.2.1 «Ввод в эксплуатацию модульной котельной на базе трех водяных котлов типа ЗИОСАБ-175 взамен котельной № 12»</b>																	
Всего смета проекта	тыс. руб.	0	374	3986	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Смета проекта накопленным итогом	тыс. руб.	0	374	4360	4360	4360	4360	4360	4360	4360	4360	4360	4360	4360	4360	4360	4360

Таблица 3.5 – Финансовые потребности на новое строительство и реконструкцию тепловых сетей ООО «Городские сети теплоснабжения» в соответствии с вариантами №1 и №2, тыс. руб. с НДС

Сметы проектов	Ед. изм.	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
<b>Группа Проектов 2 «Тепловые сети и сооружения на них»</b>																	
Всего смета проекта	тыс. руб.	0	102 021	105 909	91 596	91 661	94 147	95 927	98 684	100 775	103 697	106 630	109 385	112 127	114 754	117 253	119 814
Накопленным итогом	тыс. руб.	0	102 021	207 930	299 526	391 186	485 333	581 260	679 945	780 719	884 417	991 047	1 100 432	1 212 559	1 327 313	1 444 566	1 564 380
<b>Проект 2.2.3.1 «Реконструкция тепловых сетей для обеспечения гидравлического режима в зоне действия Охинской ТЭЦ»</b>																	
Всего смета проекта	тыс. руб.	0	22 247	19 217	2 837	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Накопленным итогом	тыс. руб.	0	22 247	41 464	44 301	44 301	44 301	44 301	44 301	44 301	44 301	44 301	44 301	44 301	44 301	44 301	44 301
<b>Подгруппа проектов «Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей»</b>																	
Всего смета проекта	тыс. руб.	0	79 773	86 692	88 759	91 661	94 147	95 927	98 684	100 775	103 697	106 630	109 385	112 127	114 754	117 253	119 814
Накопленным итогом	тыс. руб.	0	79 773	166 465	255 224	346 885	441 032	536 959	635 643	736 418	840 115	946 746	1 056 130	1 168 258	1 283 012	1 400 265	1 520 079
<b>Проект 2.2.2.1 «Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей в зоне действия Охинской ТЭЦ»</b>																	
Всего смета проекта	тыс. руб.	0	79 773	83 086	86 568	89 725	92 421	95 215	97 948	100 775	103 697	106 630	109 385	112 127	114 754	117 253	119 814
Накопленным итогом	тыс. руб.		79 773	162 859	249 427	339 152	431 573	526 788	624 736	725 511	829 209	935 839	1 045 224	1 157 351	1 272 105	1 389 358	1 509 172
<b>Проект 2.2.2.2 «Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей в зоне действия котельной № 12»</b>																	
Всего смета проекта	тыс. руб.	0	0	3 606	2 191	1 936	1 726	712	736	0	0	0	0	0	0	0	0
Накопленным итогом	тыс. руб.	0	0	3 606	5 797	7 733	9 459	10 171	10 907	10 907	10 907	10 907	10 907	10 907	10 907	10 907	10 907

Как видно из приведенных выше таблиц в части строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии варианты развития отличаются только решениями, предложенными по котельной № 12: в первом варианте предполагается замена котла в 2024 году, во втором строительство новой блочной котельной в 2015 году вместо существующей котельной № 12.

Проекты, предложенные в тепловых сетях контролируемых ООО «Городские сети теплоснабжения», предусматривают реконструкцию тепловых сетей от Охинской ТЭЦ после ПНС для обеспечения расчетных гидравлических режимов, реконструкцию тепловых сетей от собственных котельных и реконструкцию тепловых сетей от Охинской ТЭЦ после ПНС для обеспечения надежности теплоснабжения.

Суммарные финансовые потребности для реализации проектов развития системы теплоснабжения в соответствии с вариантом №1 составляют 1579,2 млн руб. (в т.ч. в тепловые сети 1564,4 млн руб. или 99,1% от общей суммы затрат), вариантом № 2 - 1579,7 млн руб. (в т.ч. в тепловые сети - 1564,4 млн руб., или 99,0 % от общей суммы затрат). Из вышесказанного можно сделать вывод о том, что основные потребности в финансировании проектов приходятся на тепловые сети, в частности на реконструкцию тепловых сетей с целью повышения надежности теплоснабжения потребителей.

### **3.3. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения МУП «ЖКХ»**

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии и тепловых сетей МУП «ЖКХ» сформированы на основе мероприятий, указанных в документе «Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения городского округа «Охинский» Сахалинской области на период 2013-2028 годов. Книга 4 «Мастер – план разработки схемы теплоснабжения».

Финансовые потребности для реализации данных мероприятий указаны в документах «Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения городского

округа «Охинский» Сахалинской области на период 2013-2028 годов. Книга 7 «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии» и «Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения городского округа «Охинский» Сахалинской области на период 2013-2028 годов. Книга 8 «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них».

Финансовые потребности на реализацию проектов по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии в соответствии с вариантом №1 представлены в таблице 3.6.

Финансовые потребности на реализацию проектов по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии в соответствии с вариантом №2 представлены в таблице 3.7.

Финансовые потребности для нового строительства и реконструкции тепловых сетей для обоих вариантов развития систем теплоснабжения МУП «ЖКХ» идентичны и представлены в таблице 3.8.

Таблица 3.6 – Финансовые потребности для реализации мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии МУП «ЖКХ» в соответствии с вариантом №1, тыс. руб.

Сметы проектов		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
<b>Группа проектов 1 «Источники теплоснабжения»</b>																	
<b>Подгруппа проектов 1.1 «Реконструкция существующих энергоисточников»</b>																	
<b>Проекты 3.1.1.1 - 3.1.1.2 «Замена существующих котлов котельной № 16»</b>																	
Всего смета проекта	тыс. руб.	0	521	5551	0	0	293	3220	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Накопленным итогом	тыс. руб.	0	521	6072	6072	6072	6365	9585	9585	9585	9585	9585	9585	9585	9585	9585	9585

Таблица 3.7 – Финансовые потребности для реализации мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии МУП «ЖКХ» в соответствии с вариантом №2, тыс. руб.

Сметы проектов		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
<b>Группа проектов 1 «Источники теплоснабжения»</b>																	
Всего смета проекта	тыс. руб.	0	904	9638	0	0	293	3220	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Смета проекта накопленным итогом	тыс. руб.	0	904	10543	10543	10543	10836	14056	14056	14056	14056	14056	14056	14056	14056	14056	14056
<b>Подгруппа проектов 1.1 «Реконструкция существующих энергоисточников»</b>																	
<b>Проекты 3.1.1.1 - 3.1.1.2 «Замена существующих котлов котельной № 16»</b>																	
Всего смета проекта	тыс. руб.	0	521	5551	0	0	293	3220	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Смета проекта накопленным итогом	тыс. руб.	0	521	6072	6072	6072	6365	9585	9585	9585	9585	9585	9585	9585	9585	9585	9585
<b>Подгруппа проектов 1.2 «Строительство котельных»</b>																	
<b>Проект 3.1.2.1 «Строительство новой блочной котельной в зоне действия существующей котельной № 15»</b>																	
Всего смета проекта	тыс. руб.	0	384	4087	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Смета проекта накопленным итогом	тыс. руб.	0	384	4471	4471	4471	4471	4471	4471	4471	4471	4471	4471	4471	4471	4471	4471

Таблица 3.8 – Финансовые потребности на новое строительство и реконструкцию тепловых сетей МУП «ЖКХ» в соответствии с вариантами №1 и №2, тыс. руб. с НДС

Сметы проектов	Ед. изм.	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Всего смета проекта	тыс. руб.	5 238	4 365	6 563	5 464	2 288	2 002	2 930	4 292	12 019	17 687	21 904	28 205	36 743	44 403	43 047	42 436
Накопленным итогом	тыс. руб.	5 238	9 603	16 167	21 630	23 918	25 920	28 850	33 142	45 161	62 847	84 752	112 957	149 699	194 102	237 150	279 586
<b>Подгруппа проектов «Новое строительство тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки»</b>																	
Всего смета проекта	тыс. руб.	5 238	4 365	6 563	5 464	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Накопленным итогом	тыс. руб.	5 238	9 603	16 167	21 630	21 630	21 630	21 630	21 630	21 630	21 630	21 630	21 630	21 630	21 630	21 630	21 630
<b>Проект 3.2.1.1 «Новое строительство тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки в зоне действия котельной с. Тунгор»</b>																	
Всего смета проекта	тыс. руб.	2 777	2 314	6 316	5 258	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Накопленным итогом	тыс. руб.	2 777	5 090	11 406	16 664	16 664	16 664	16 664	16 664	16 664	16 664	16 664	16 664	16 664	16 664	16 664	16 664
<b>Проект 3.2.1.2 «Новое строительство тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки в зоне действия котельной с. Некрасовка»</b>																	
Всего смета проекта	тыс. руб.	2 462	2 051	248	206	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Накопленным итогом	тыс. руб.	2 462	4 513	4 761	4 967	4 967	4 967	4 967	4 967	4 967	4 967	4 967	4 967	4 967	4 967	4 967	4 967
<b>Подгруппа проектов «Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей»</b>																	
Всего смета проекта	тыс. руб.	0	0	0	0	2 288	2 002	2 930	4 292	12 019	17 687	21 904	28 205	36 743	44 403	43 047	42 436
Накопленным итогом	тыс. руб.	0	0	0	0	2 288	4 290	7 220	11 511	23 530	41 217	63 121	91 326	128 069	172 472	215 519	257 956
<b>Проект 3.2.2.1 «Реконструкция тепловой сети для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей в существующей зоне действия котельной № 15»</b>																	
Всего смета проекта	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	2 810	5 342	4 972	1 612	0	0	0	0
Накопленным итогом	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	2 810	8 152	13 124	14 736	14 736	14 736	14 736	14 736
<b>Проекты 3.2.2.2 «Реконструкция тепловой сети для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей в существующей зоне действия котельной № 16»</b>																	
Всего смета проекта	тыс. руб.	0	0	0	0	2 288	2 002	2 930	0	7 646	9 307	9 582	13 348	10 117	13 141	13 346	11 199
Накопленным итогом	тыс. руб.	0	0	0	0	2 288	4 290	7 220	7 220	14 866	24 173	33 755	47 104	57 221	70 362	83 707	94 907
<b>Проект 3.2.2.3 «Реконструкция тепловой сети для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей в существующей зоне действия котельной с.Тунгор»</b>																	
Всего смета проекта	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2 053	3 213	5 212	5 581	5 383	5 539
Накопленным итогом	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2 053	5 266	10 477	16 058	21 441	26 979
<b>Проект 3.2.2.4 «Реконструкция тепловой сети для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей в существующей зоне действия котельной с. Москальво»</b>																	
Всего смета проекта	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	4 292	1 563	3 038	5 297	3 410	2 830	1 340	3 078	0
Накопленным итогом	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	4 292	5 854	8 892	14 189	17 599	20 430	21 769	24 848	24 848
<b>Проект 3.2.2.5 «Реконструкция тепловой сети для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей в существующей зоне действия котельной Некрасовка»</b>																	

Сметы проектов	Ед. изм.	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Всего смета проекта	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6 622	18 584	24 342	21 240	25 698
Накопленным итогом	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6 622	25 206	49 547	70 788	96 486

Как следует из приведенных выше таблиц, в части строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии варианты развития отличаются только тем, что в варианте №2 предложена замена существующей котельной №15 на новую блочную в 2015 г. ( в варианте №1 данное предложение отсутствует)

Проекты, предложенные в тепловых сетях контролируемых МУП «ЖКХ» предусматривают строительство новых тепловых сетей для подключения перспективных потребителей в зоне действия котельных, реконструкцию тепловых сетей от собственных котельных для обеспечения надежности теплоснабжения.

Суммарные финансовые потребности для реализации проектов развития системы теплоснабжения в соответствии с вариантом №1 составляют 289,2 млн руб. (в т.ч. в тепловые сети 279,6 млн руб. или 96,7% от общей суммы затрат), вариантом №2 - 293,6 млн руб. (в т.ч. в тепловые сети 279,6 млн руб. или 95,2% от общей суммы затрат). Из вышесказанного можно сделать вывод о том, что основные потребности в финансировании проектов приходятся на тепловые сети, в частности на реконструкцию тепловых сетей с целью повышения надежности теплоснабжения потребителей.

#### **4 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ИСТОЧНИКАМ ИНВЕСТИЦИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ ФИНАНСОВЫЕ ПОТРЕБНОСТИ**

В сложившихся условиях хозяйственно-финансовой деятельности для ОАО «Охинская ТЭЦ», ООО «Городские сети теплоснабжения» и МУП «ЖКХ» как организаций, осуществляющих эксплуатацию рассматриваемых в схеме теплоснабжения теплогенерирующих и теплосетевых объектов, возможно рассмотрение трех источников финансирования, обеспечивающих реализацию проектов:

- включение капитальных затрат в тариф на тепловую энергию;
- за счет платы (тарифа) за подключение;
- финансирование из бюджетов различных уровней.

Включение капитальных затрат в тариф на тепловую энергию может быть реализовано введением этих затрат в необходимую валовую выручку при использовании различных методов формирования тарифов в соответствии с Постановлением Правительства РФ №1075 от 22.10.2012 г. «О ценообразовании в сфере теплоснабжения».

При формировании тарифа с помощью метода экономически обоснованных тарифов капитальные вложения (инвестиции) могут быть включены в необходимую валовую выручку в виде расходов, не учитываемых при определении налоговой базы налога на прибыль (относимые на прибыль после налогообложения). Данные затраты в этом случае не должны превышать 7% от суммы включаемых в необходимую валовую выручку расходов, связанных с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, и внереализационных расходов, т.е. не более 7% от себестоимости тепловой энергии. В данном случае все расходы на капитальные вложения (инвестиции) в расчетный период регулирования определяются на основе утвержденных в установленном порядке инвестиционных программ регулируемой организации.

При формировании тарифа с помощью метода обеспечения доходности инвестиционного капитала (относится к долгосрочным тарифам) в необходимую валовую выручку регулируемой организации включается возврат инвестированного капитала и доход на инвестированный капитал. Для применения метода обеспечения доходности инвестиционного капитала необходимо

соблюдение целого ряда условий:

- регулируемая организация не является государственным или муниципальным унитарным предприятием;
- имеется утвержденная в установленном порядке схема теплоснабжения;
- соответствие одному из критериев:
  - регулируемая организация владеет на праве собственности или на ином законном основании источниками тепловой энергии, производящими тепловую энергию (мощность) в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;
  - регулируемая организация владеет производственными объектами на основании концессионного соглашения;
  - установленная тепловая мощность источников, которыми регулируемая организация владеет на праве собственности или на ином законном основании, составляет не менее 10 Гкал/ч;
  - протяженность тепловых сетей, которыми регулируемая организация владеет на праве собственности или на ином законном основании, составляет не менее 50 км в 2-трубном исчислении.

На основании вышесказанного включение капитальных затрат в тариф на тепловую энергию для ОАО «Охинская ТЭЦ» возможно осуществить с помощью метода обеспечения доходности инвестиционного капитала, для МУП «ЖКХ» и ООО «Городские сети теплоснабжения» с помощью метода экономически обоснованных тарифов.

В соответствии с Постановлением Правительства РФ №1075 от 22.10.2012 г. «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» затраты регулирующей организации на реализацию мероприятий по подключению новых потребителей могут быть компенсированы за счет платы за подключение. В общем случае при формировании платы за подключение устанавливаемой в индивидуальном порядке (при подключении тепловой нагрузки более 1,5 Гкал/ч) включаются следующие средства для компенсации регулируемой организации:

- расходы на проведение мероприятий по подключению объекта капитального строительства потребителя, в том числе - застройщика;
- расходы на создание (реконструкцию) тепловых сетей от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точки подключения объекта капитального строительства потребителя, рассчитанных в соответствии со сметной стоимостью создания (реконструкции) соответствующих тепловых сетей;
- расходы на создание (реконструкцию) источников тепловой энергии и (или) развитие существующих источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей, необходимых для создания технической возможности такого подключения, в том числе в соответствии со сметной стоимостью создания (реконструкции, модернизации) соответствующих тепловых сетей и источников тепловой энергии;
- налог на прибыль, определяемый в соответствии с налоговым законодательством.

При формировании платы за подключение тепловой нагрузки от 0,1 до 1,5 Гкал/ч также включаются средства для компенсации регулируемой организации расходов на проведение мероприятий по подключению объекта капитального строительства потребителя, в том числе застройщика, расходов на создание (реконструкцию) тепловых сетей от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точки подключения объекта капитального строительства потребителя, а также налог на прибыль, определяемый в соответствии с налоговым законодательством.

Применительно к ОАО «Охинская ТЭЦ» и МУП «ЖКХ» за счет платы (тарифа) за подключения могут быть компенсированы расходы на строительство новых тепловых сетей от существующей теплосетевой инфраструктуры до перспективных потребителей с согласованной регулирующим органом нормой прибыли.

Финансирование рассматриваемых проектов из бюджетов различных уровней может быть реализовано через различные целевые муниципальные, краевые и федеральные программы.

Предложения по выбору источника финансирования конкретных мероприятий для рассматриваемых теплоснабжающих организаций основывались на следующих принципах:

- мероприятия по подключению новых потребителей предлагается финансировать за счет платы за подключение;
- мероприятия не приводящие к необоснованно высокому росту тарифов (при включении их в тариф) и имеющие инвестиционную привлекательность предлагается финансировать за счет включения затрат в тариф на тепловую энергию;
- мероприятия, не имеющие инвестиционную привлекательность, приводящие к резкому росту тарифа (при включении их в тариф), направленные в первую очередь на повышение надежности теплоснабжения предлагается финансировать за счет бюджетных средств всех уровней.

К последней группе как правило относятся проекты связанные с перекладками сетей для повышения надежности теплоснабжения. Реализация данных проектов требует больших капитальных вложений и низкий экономический эффект. Реализация данных проектов за счет средств из тарифа невозможна т.к. приводит к неоправданному росту тарифа (тариф увеличивается в разы). Указанные проекты направлены в первую очередь на повышение надежности теплоснабжения, являются социально значимыми и могут финансироваться, как правило, за счет бюджетных средств различных уровней в рамках целевых программ.

Конкретные предложения по источникам финансирования для каждого мероприятия рассматриваемых теплоснабжающих организаций приведены в разделе 7.

Необходимо также отметить, что окончательные решения по источникам финансирования принимаются администрацией городского округа «Охинский» и каждой регулируемой организацией по результатам согласований с органом, регулирующим тарифы на теплоснабжение (в части тарифа на подключение и инвестиционной надбавки в тариф).

Ниже также будут рассмотрены ценовые последствия для потребителей (значения тарифов на тепловую энергию) при источниках финансирования из бюджетов различных уровней и из тарифа при различных вариантах развития системы теплоснабжения.

## **5 ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИНВЕСТИЦИЙ**

### **5.1. Эффективность инвестиций в реализацию мероприятий предложенных в рамках развития системы теплоснабжения ОАО «Охинская ТЭЦ»**

#### **5.1.1. Новое строительство магистральных и квартальных тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки**

Данное мероприятие предлагается в обоих вариантах развития систем теплоснабжения Охинской ТЭЦ. Подключение новых потребителей к Охинской ТЭЦ предлагается производить за счет платы за подключение. Данная плата за подключение предполагает возмещение всех расходов, понесенных ОАО «Охинская ТЭЦ» по новому строительству тепловых сетей с фиксированной нормой прибыли. При расчетах платы за подключение приведенной в разделе 6 была принята норма прибыли 5% от капитальных затрат. Данная норма прибыли принята ориентировочно и может быть изменена по согласованию с регулирующим органом.

#### **5.1.2. Реконструкция тепловых сетей Охинской ТЭЦ для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей**

Данное мероприятие предлагается в обоих вариантах развития систем теплоснабжения Охинской ТЭЦ.

Результаты расчетов экономической эффективности для данного проекта приведены в таблице 5.1 и на рисунке 5.1.

Таблица 5.1 – Показатели экономической эффективности реконструкции тепловых сетей Охинской ТЭЦ для повышения надежности потребителей

Наименование показателя	Ед. измерения	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Затраты на товарный отпуск без проекта	млн руб.	264,4	288,1	306,3	326,6	347,0	366,9	387,8	408,6	430,4	453,9	469,6	484,6	500,6	516,9	533,8	551,5
Затраты на товарный отпуск с проектом	млн руб.	264,4	287,5	305,3	325,6	346,1	366,4	388,0	409,8	432,9	457,9	475,6	493,0	511,7	531,1	551,5	573,0
Снижение затрат на товарный отпуск	млн руб.	0,0	0,6	0,9	1,0	0,9	0,5	-0,2	-1,2	-2,5	-4,1	-6,0	-8,4	-11,1	-14,2	-17,7	-21,5
Инвестиции (без НДС)	млн руб.	0,0	0,0	-7,2	-14,7	-22,6	-30,8	-39,4	-48,2	-57,4	-66,8	-76,6	-86,7	-97,1	-107,8	-118,8	-130,1
Сальдо денежного потока	млн руб.	0,0	0,6	-6,2	-13,6	-21,7	-30,3	-39,6	-49,4	-59,9	-70,9	-82,7	-95,1	-108,2	-122,0	-136,5	-151,6
Накопленный денежный поток	млн руб.	0,0	0,6	-5,6	-19,2	-40,9	-71,2	-110,8	-160,2	-220,1	-290,9	-373,6	-468,7	-576,9	-699,0	-835,5	-987,1
Коэффициент дисконтирования	-	1,0	1,1	1,3	1,4	1,6	1,8	2,0	2,2	2,5	2,8	3,1	3,5	3,9	4,4	4,9	5,5
Дисконтированный денежный поток (DCF)	млн руб.	0,0	0,6	-4,9	-9,7	-13,8	-17,2	-20,1	-22,4	-24,2	-25,6	-26,6	-27,3	-27,8	-28,0	-27,9	-27,7
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом, чистый дисконтированный доход (NPV)	млн руб.	0,0	0,6	-4,4	-14,1	-27,9	-45,1	-65,1	-87,5	-111,7	-137,2	-163,8	-191,2	-219,0	-246,9	-274,9	-302,6
Внутренняя норма доходности (IRR)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Простой срок окупаемости	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Дисконтированный срок окупаемости	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

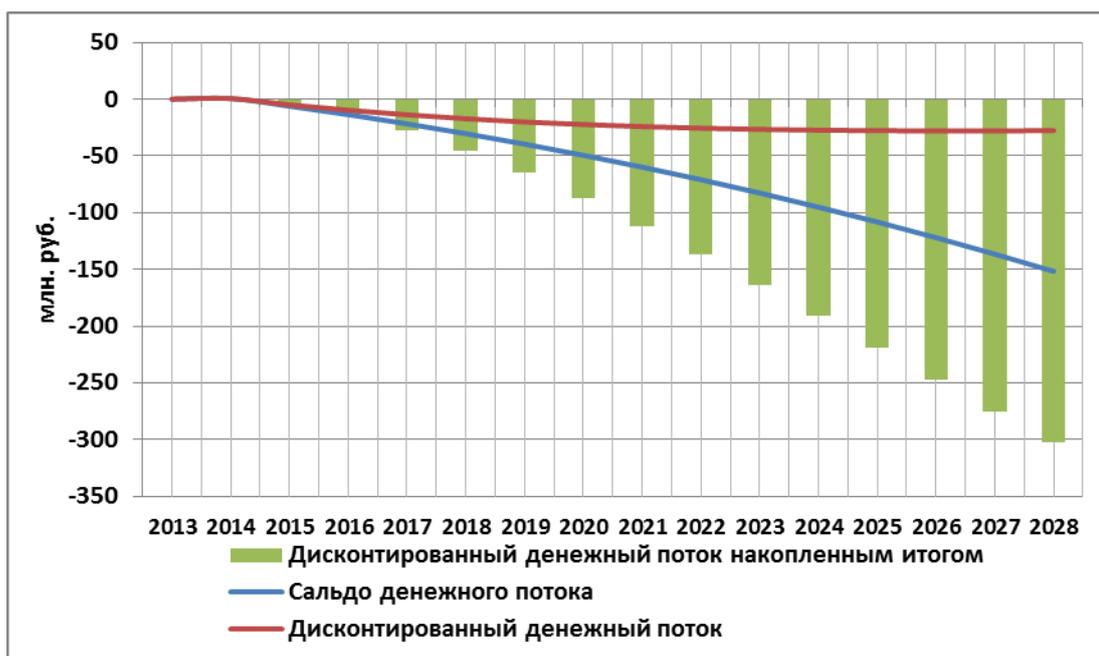


Рисунок 5.1 – Денежные потоки при реконструкции тепловых сетей Охинской ТЭЦ для повышения надежности потребителей

Из приведенных выше результатов расчета можно сделать вывод, что рассматриваемое мероприятие не окупается на всем сроке действия схемы теплоснабжения. Это связано в первую очередь с тем, что высокие затраты по перекладкам тепловых сетей в данном случае не могут быть скомпенсированы снижением потерь в тепловых сетях, потерь сетевой воды с утечками и снижением ремонтных расходов. Данное мероприятие не имеет инвестиционной привлекательности, направлено в первую очередь на повышение надежности теплоснабжения.

### 5.1.3. Новое строительство тепловых пунктов для обеспечения существующей и перспективной тепловой нагрузки ГВС

Данное мероприятие предлагается во втором варианте развития систем теплоснабжения Охинской ТЭЦ.

При рассмотрении инвестиционной привлекательности данного в качестве эффекта от его реализации рассматривалась экономия топлива на выработку электроэнергии за счет увеличения выработки электроэнергии на тепловом потреблении в результате подключения нагрузки горячего водоснабжения к Охинской ТЭЦ. Данная экономия является разницей между необходимой валовой выручкой на отпуск электроэнергии при реализации подключения нагрузки ГВС к Охинской ТЭЦ и без реализации данного проекта.

Результаты расчетов экономической эффективности для данного проекта, приведены в таблице 5.2 и на рисунке 5.2.

Таблица 5.2 – Показатели экономической эффективности нового строительства тепловых пунктов для обеспечения существующей и перспективной тепловой нагрузки ГВС в зоне действия Охинской ТЭЦ

Наименование показателя	Ед. измерения	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Снижение затрат на товарный отпуск электроэнергии	млн руб.	0,0	1,6	2,1	2,7	3,2	3,9	4,6	5,4	6,3	7,3	8,1	8,9	9,7	10,6	11,5	12,5
Инвестиции (без НДС)	млн руб.	-13,0	-13,6	-14,2	-14,7	-15,2	-15,5	-16,0	-16,6	-16,9	-17,3	-17,6	-17,9	-18,4	-18,8	-19,3	-19,8
Сальдо денежного потока	млн руб.	-13,0	-11,9	-12,0	-12,0	-11,9	-11,6	-11,4	-11,1	-10,6	-10,0	-9,5	-9,0	-8,7	-8,3	-7,8	-7,3
Накопленный денежный поток	млн руб.	-13,0	-24,9	-36,9	-49,0	-60,9	-72,4	-83,8	-95,0	-105,6	-115,6	-125,1	-134,1	-142,8	-151,0	-158,9	-166,2
Коэффициент дисконтирования	-	1,0	1,1	1,3	1,4	1,6	1,8	2,0	2,2	2,5	2,8	3,1	3,5	3,9	4,4	4,9	5,5
Дисконтированный денежный поток (DCF)	млн руб.	-13,0	-10,7	-9,6	-8,6	-7,6	-6,6	-5,8	-5,0	-4,3	-3,6	-3,1	-2,6	-2,2	-1,9	-1,6	-1,3
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом, чистый дисконтированный доход (NPV)	млн руб.	-13,0	-23,6	-33,2	-41,8	-49,3	-55,9	-61,7	-66,7	-71,0	-74,6	-77,7	-80,3	-82,5	-84,4	-86,0	-87,3
Внутренняя норма доходности (IRR)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Простой срок окупаемости	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Дисконтированный срок окупаемости	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

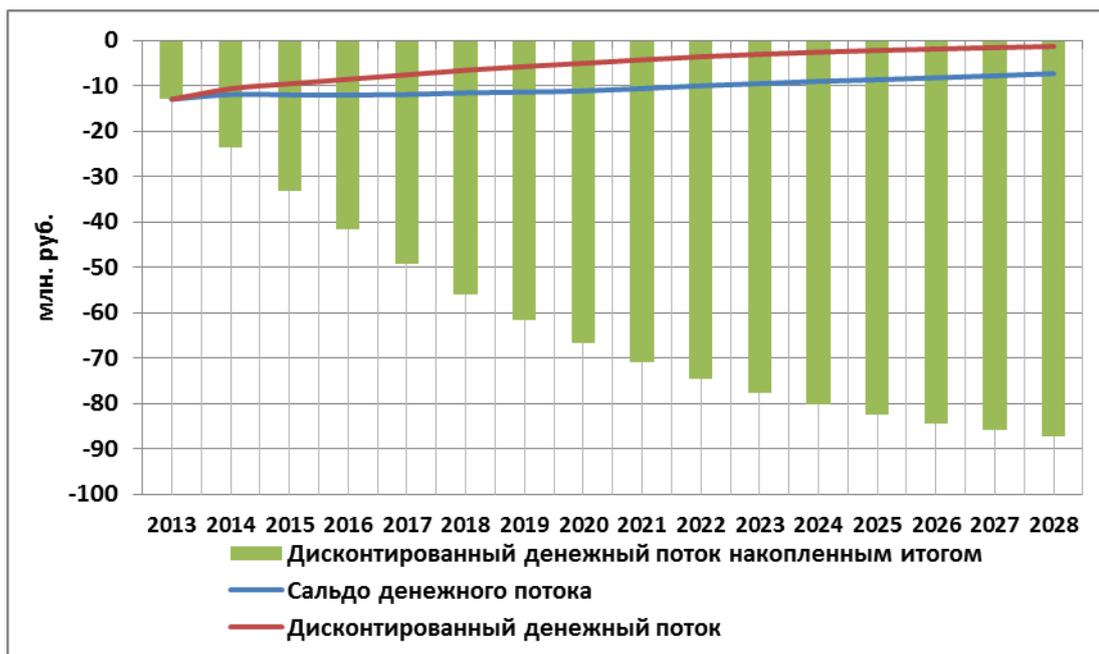


Рисунок 5.2 – Денежные потоки при новом строительстве тепловых пунктов для обеспечения существующей и перспективной тепловой нагрузки ГВС в зоне действия Охинской ТЭЦ

Из приведенных выше результатов расчета можно сделать вывод, что рассматриваемое мероприятие не окупается на всем сроке действия схемы теплоснабжения. Это вызвано в первую очередь высокими затратами на реализацию мероприятия связанными не только со строительством тепловых пунктов но и с необходимостью монтажа внутридомовых трубопроводов горячего водоснабжения. Таким образом данное мероприятие в сложившихся условиях не имеет инвестиционной привлекательности.

## **5.2. Эффективность инвестиций в реализацию мероприятий предложенных в рамках развития системы теплоснабжения ООО «Городские сети теплоснабжения»**

### **5.2.1. Замена существующих котлов котельной № 24**

Данное мероприятие предлагается в обоих вариантах развития систем теплоснабжения ООО «Городские сети теплоснабжения».

Результаты расчетов экономической эффективности для данного проекта, приведены в таблице 5.3 и на рисунке 5.3.

Таблица 5.3 – Показатели экономической эффективности замены существующих котлов котельной №24 ООО «Городские сети теплоснабжения»

Наименование показателя	Ед. измерения	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Затраты на товарный отпуск без проекта	млн руб.	11,1	12,0	13,1	14,4	15,3	16,1	16,8	17,6	18,4	19,2	20,0	20,8	21,6	22,4	23,3	24,2
Затраты на товарный отпуск с проектом	млн руб.	11,1	12,0	13,1	14,4	15,3	16,1	16,0	16,6	17,3	17,1	17,7	18,3	18,9	18,8	19,4	20,1
Снижение затрат на товарный отпуск	млн руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	1,0	1,1	2,1	2,3	2,5	2,7	3,6	3,8	4,1
Инвестиции (без НДС)	млн руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,2	-2,7	0,0	-0,3	-2,8	0,0	0,0	-0,3	-3,1	0,0	0,0	0,0
Сальдо денежного потока	млн руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,2	-2,7	0,9	0,7	-1,8	2,1	2,3	2,2	-0,4	3,6	3,8	4,1
Накопленный денежный поток	млн руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,2	-2,9	-2,1	-1,4	-3,1	-1,0	1,2	3,4	3,1	6,6	10,5	14,6
Коэффициент дисконтирования	-	1,0	1,1	1,3	1,4	1,0	1,1	1,3	1,4	1,6	1,8	2,0	2,2	2,5	2,8	3,1	3,5
Дисконтированный денежный поток (DCF)	млн руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,2	-2,4	0,7	0,5	-1,1	1,2	1,2	1,0	-0,2	1,3	1,2	1,2
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом, чистый дисконтированный доход (NPV)	млн руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,2	-2,7	-2,0	-1,5	-2,6	-1,4	-0,2	0,8	0,6	1,9	3,1	4,3
Внутренняя норма доходности (IRR)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0%	9%	19%	17%	24%	28%	31%
Простой срок окупаемости	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,5	-	-	-	-	-
Дисконтированный срок окупаемости	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,2	-	-	-	-

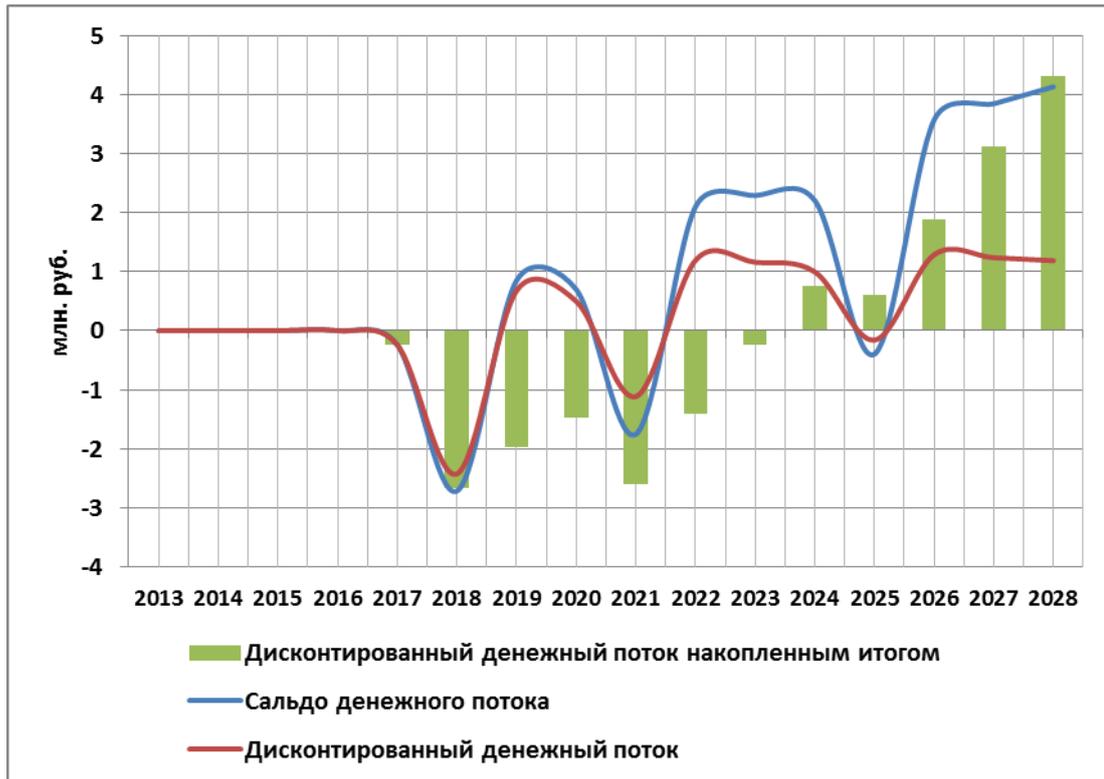


Рисунок 5.3 – Денежные потоки при замене существующих котлов котельной №24 ООО «Городские сети теплоснабжения»

Анализ приведенных выше результатов расчета показывает, что дисконтированный срок окупаемости при реализации данного проекта составляет 7,2 года, внутренняя норма доходности (IRR) к расчетному сроку составит 31%, чистый дисконтированный доход (NPV) – 4,3 млн руб.

### 5.2.2. Замена существующих котлов котельной № 12 или ввод в эксплуатацию модульной котельной на базе трех водяных котлов типа ЗИОСАБ-175 взамен котельной № 12

Замена существующих котлов котельной № 12 предусмотрена вариантом 1 развития систем теплоснабжения ООО «Городские сети теплоснабжения», в варианте 2 предусмотрен ввод в эксплуатацию модульной котельной на базе трех водяных котлов типа ЗИОСАБ-175 взамен котельной № 12.

Результаты расчетов экономической эффективности замены существующих котлов котельной № 12 (вариант 1), приведены в таблице 5.4 и на рисунке 5.4.

Таблица 5.4 – Показатели экономической эффективности замены существующих котлов котельной № 12 ООО «Городские сети теплоснабжения» (вариант 1)

Наименование показателя	Ед. измерения	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Затраты на товарный отпуск без проекта	млн руб.	4,7	5,1	5,5	6,0	6,4	6,8	7,1	7,4	7,8	8,2	8,5	8,9	9,3	9,7	10,1	10,6
Затраты на товарный отпуск с проектом	млн руб.	4,7	5,1	5,5	6,0	6,4	6,8	7,1	7,4	7,8	8,2	8,5	8,9	8,9	9,0	9,3	9,6
Снижение затрат на товарный отпуск	млн руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,7	0,8	0,9
Инвестиции (без НДС)	млн руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,3	-3,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Сальдо денежного потока	млн руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,3	-3,1	0,4	0,7	0,8	0,9
Накопленный денежный поток	млн руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,3	-3,3	-2,9	-2,2	-1,4	-0,5
Коэффициент дисконтирования	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,0	1,1	1,3	1,4	1,6	1,8
Дисконтированный денежный поток (DCF)	млн руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,3	-2,7	0,3	0,5	0,5	0,5
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом, чистый дисконтированный доход (NPV)	млн руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,3	-3,0	-2,7	-2,2	-1,7	-1,1
Внутренняя норма доходности (IRR)	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	0	0
Простой срок окупаемости	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Дисконтированный срок окупаемости	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

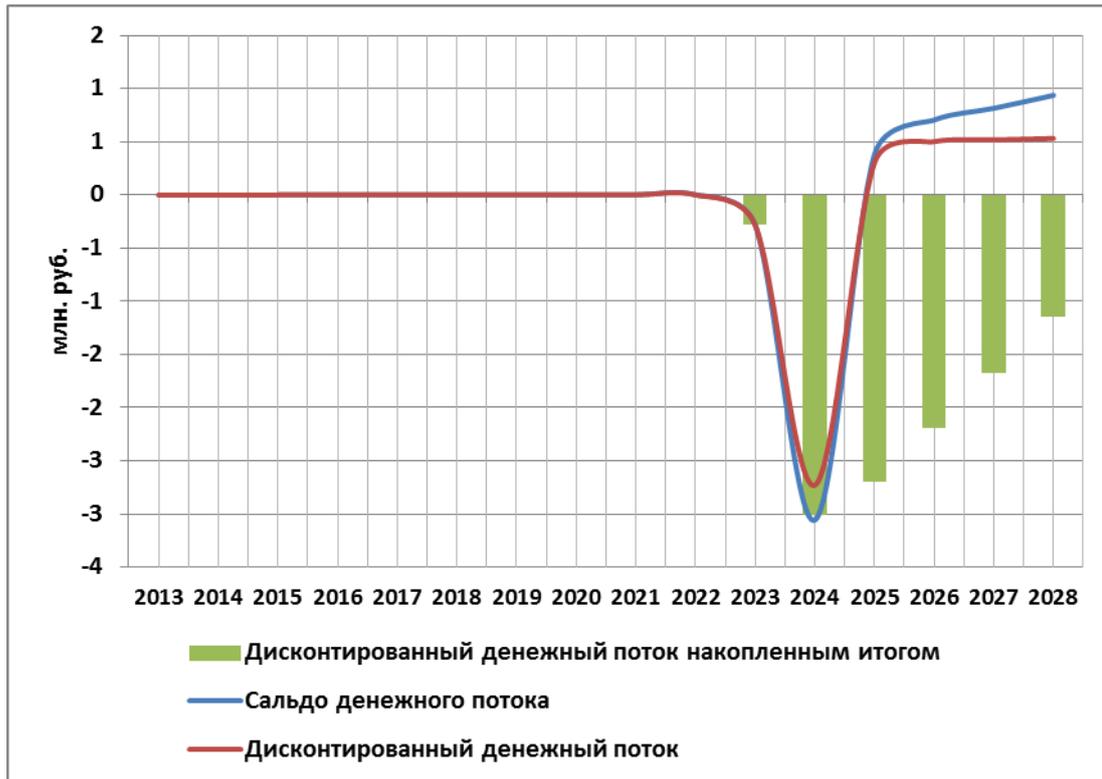


Рисунок 5.4 – Денежные потоки при замене существующих котлов котельной № 12 ООО «Городские сети теплоснабжения» (вариант 1)

Из приведенных выше результатов расчета можно сделать вывод, что рассматриваемое мероприятие не окупается к 2028 г. Окупаемость данного мероприятия прогнозируется в 2031 г.

Результаты расчетов экономической эффективности ввода в эксплуатацию модульной котельной на базе трех водяных котлов типа ЗИОСАБ-175 взамен котельной № 12 (вариант 2), приведены в таблице 5.5 и на рисунке 5.5.

Таблица 5.5 – Показатели экономической эффективности ввода в эксплуатацию модульной котельной на базе трех водяных котлов типа ЗИОСАБ-175 взамен котельной № 12 ООО «Городские сети теплоснабжения»

Наименование показателя	Ед. измерения	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Затраты на товарный отпуск без проекта	млн руб.	4,7	5,1	5,5	6,0	6,4	6,8	7,1	7,4	7,8	8,2	8,5	8,9	9,3	9,7	10,1	10,6
Затраты на товарный отпуск с проектом	млн руб.	4,7	5,1	5,5	5,4	5,8	6,0	6,3	6,6	6,8	7,1	7,4	7,6	7,9	8,2	8,4	8,7
Снижение затрат на товарный отпуск	млн руб.	0,0	0,0	0,0	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,7	1,8
Инвестиции (без НДС)	млн руб.	0,0	-0,3	-3,4	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
Сальдо денежного потока	млн руб.	0,0	-0,3	-3,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,7	1,8
Накопленный денежный поток	млн руб.	0,0	-0,3	-3,7	-3,2	-2,5	-1,8	-1,0	-0,1	0,8	1,9	3,1	4,4	5,8	7,3	9,0	10,8
Коэффициент дисконтирования	-	-	1,0	1,1	1,3	1,4	1,6	1,8	2,0	2,2	2,5	2,8	3,1	3,5	3,9	4,4	4,9
Дисконтированный денежный поток (DCF)	млн руб.	0,0	-0,3	-3,0	0,4	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом, чистый дисконтированный доход (NPV)	млн руб.	0,0	-0,3	-3,4	-2,9	-2,5	-2,0	-1,5	-1,1	-0,7	-0,2	0,2	0,6	1,0	1,4	1,8	2,2
Внутренняя норма доходности (IRR)	%	-	-	-	-	0	0	0	0	6	10	13	16	18	19	20	21
Простой срок окупаемости	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Дисконтированный срок окупаемости	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

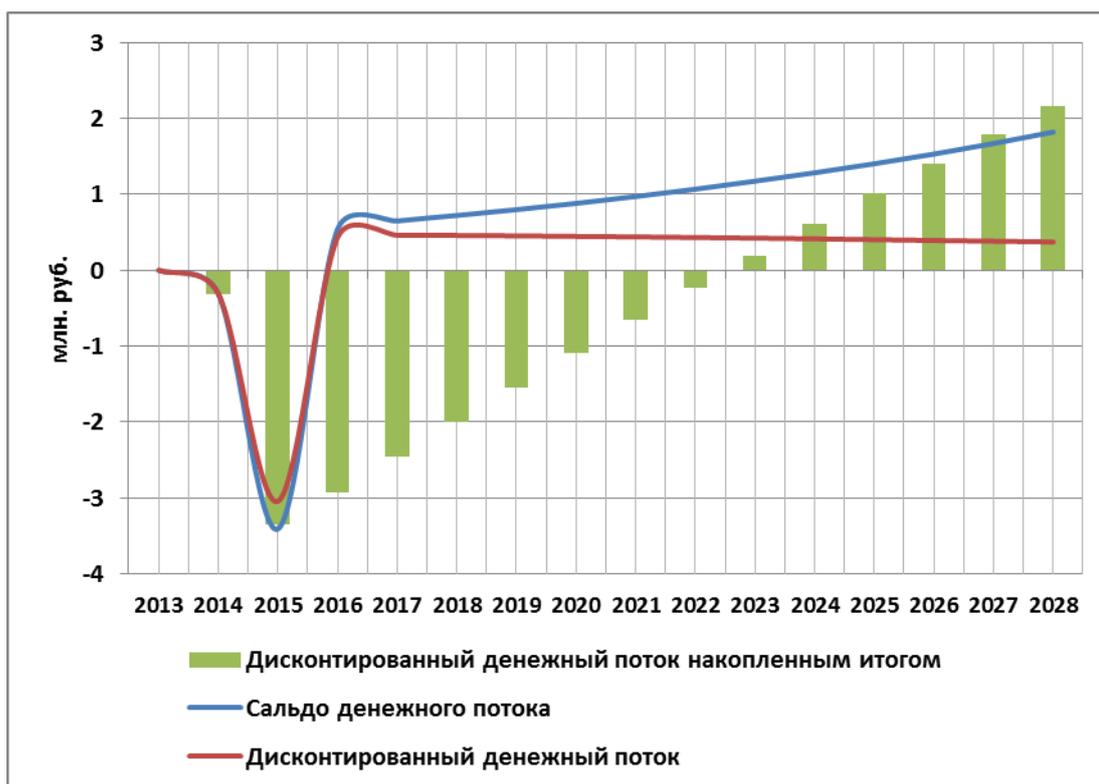


Рисунок 5.5 – Денежные потоки при вводе в эксплуатацию модульной котельной на базе трех водяных котлов типа ЗИОСАБ-175 взамен котельной № 12 ООО «Городские сети теплоснабжения»

Анализ приведенных выше результатов расчета показывает, что дисконтированный срок окупаемости при вводе в эксплуатацию модульной котельной на базе трех водяных котлов типа ЗИОСАБ-175 взамен котельной № 12 составляет 9,5 лет, внутренняя норма доходности (IRR) к расчетному сроку составит 21%, чистый дисконтированный доход (NPV) – 2,2 млн руб.

Из вышесказанного можно сделать вывод, что строительство новой модульной котельной взамен существующей котельной №12 (Вариант 2) имеет более высокую инвестиционную привлекательность по сравнению с вариантом 1 (в первую очередь в связи с более ранней реализацией мероприятия в варианте 2).

### 5.2.3. Реконструкция тепловых сетей для обеспечения гидравлического режима в зоне действия Охинской ТЭЦ (от ПНС до потребителей)

Данное мероприятие предлагается в обоих вариантах развития систем теплоснабжения ООО «Городские сети теплоснабжения».

Результаты расчетов экономической эффективности для данного проекта, приведены в таблице 5.6 и на рисунке 5.6.

Таблица 5.6 – Показатели экономической эффективности реконструкции тепловых сетей для обеспечения гидравлического режима в зоне действия Охинской ТЭЦ (от ПНС до потребителей)

Наименование показателя	Ед. измерения	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Затраты на товарный отпуск без проекта	млн руб.	21,1	22,9	24,9	27,1	29,4	31,6	34,0	36,6	39,1	41,9	44,9	48,0	51,3	54,9	58,8	63,1
Затраты на товарный отпуск с проектом	млн руб.	21,1	22,3	24,5	26,5	27,9	29,0	30,2	31,2	32,4	33,5	34,7	35,9	37,0	38,2	39,3	40,5
Снижение затрат на товарный отпуск	млн руб.	0,0	0,6	0,4	0,6	1,4	2,5	3,8	5,3	6,7	8,3	10,1	12,1	14,3	16,8	19,5	22,5
Инвестиции (без НДС)	млн руб.	0,0	-19,1	-16,6	-2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Сальдо денежного потока	млн руб.	0,0	-18,5	-16,2	-1,9	1,4	2,5	3,8	5,3	6,7	8,3	10,1	12,1	14,3	16,8	19,5	22,5
Накопленный денежный поток	млн руб.	0,0	-18,5	-34,7	-36,7	-35,2	-32,7	-28,8	-23,5	-16,8	-8,5	1,6	13,7	28,0	44,8	64,3	86,8
Коэффициент дисконтирования	-	1,0	1,0	1,1	1,3	1,4	1,6	1,8	2,0	2,2	2,5	2,8	3,1	3,5	3,9	4,4	4,9
Дисконтированный денежный поток (DCF)	млн руб.	0,0	-18,5	-14,5	-1,5	1,0	1,6	2,2	2,7	3,0	3,4	3,6	3,9	4,1	4,3	4,5	4,6
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом, чистый дисконтированный доход (NPV)	млн руб.	0,0	-18,5	-33,0	-34,5	-33,5	-31,9	-29,7	-27,0	-24,0	-20,6	-17,0	-13,1	-9,0	-4,7	-0,2	4,4
Внутренняя норма доходности (IRR)	-	-	-	-	-	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	5%	8%	10%	12%	13%
Простой срок окупаемости	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9,8	-	-	-	-	-
Дисконтированный срок окупаемости	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14,0

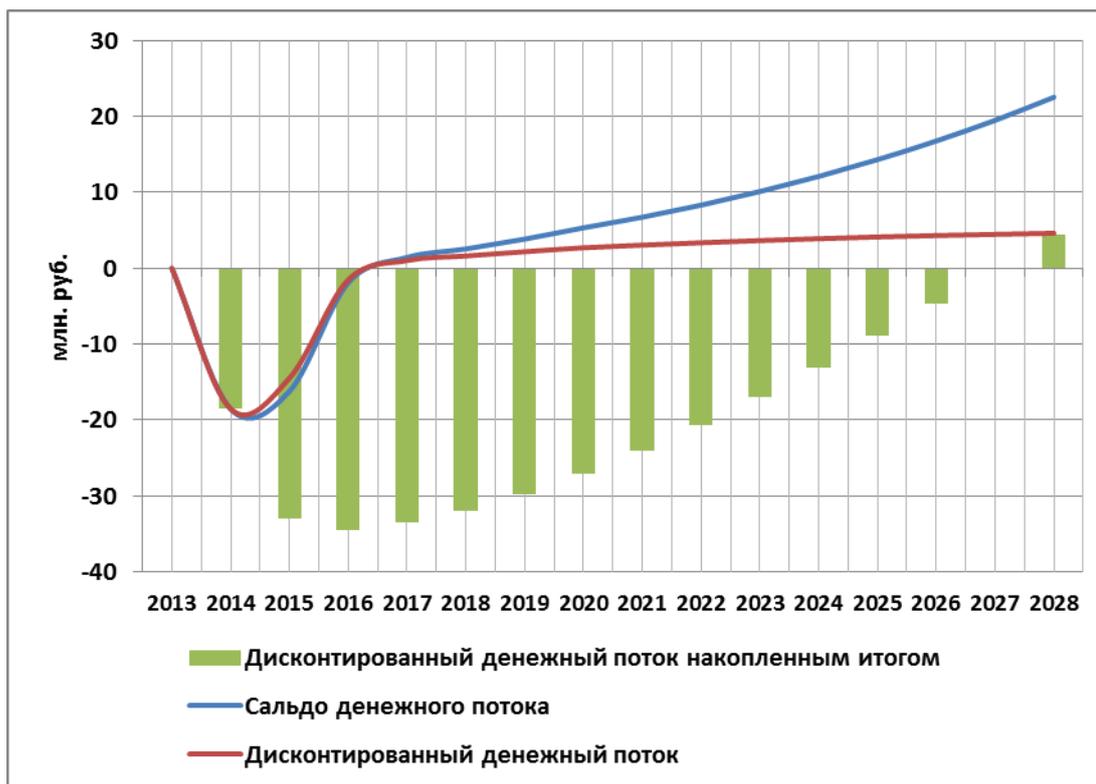


Рисунок 5.6 – Денежные потоки при реконструкции тепловых сетей для обеспечения гидравлического режима в зоне действия Охинской ТЭЦ (от ПНС до потребителей)

Анализ приведенных выше результатов расчета показывает, что дисконтированный срок окупаемости при реализации данного проекта составляет 14 лет (находится на границе срока действия схемы теплоснабжения), внутренняя норма доходности (IRR) к расчетному сроку составит 13%, чистый дисконтированный доход (NPV) – 4,4 млн руб.

#### 5.2.4. Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей в зоне действия Охинской ТЭЦ (от ПНС до потребителей)

Данное мероприятие предлагается в обоих вариантах развития систем теплоснабжения ООО «Городские сети теплоснабжения».

Эффективность инвестиций в данное мероприятие необходимо рассматривать совместно с эффективностью инвестиций в предыдущее мероприятие, описанное в пункте 5.2.3, т.к. реконструкция тепловых сетей для обеспечения гидравлических режимов (пункт 5.2.3) также повышает надежность теплоснабжения.

Результаты расчетов экономической эффективности для данного проекта, приведены в таблице 5.7 и на рисунке 5.7.

**Таблица 5.7 – Показатели экономической эффективности реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения в зоне действия Охинской ТЭЦ (от ПНС до потребителей)**

Наименование показателя	Ед. измерения	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Затраты на товарный отпуск без проекта	млн руб.	21,1	22,9	24,9	27,1	29,4	31,6	34,0	36,6	39,1	41,9	44,9	48,0	51,3	54,9	58,8	63,1
Затраты на товарный отпуск с проектом	млн руб.	21,1	25,0	30,0	35,1	39,5	43,8	48,2	52,6	57,2	61,8	66,7	71,5	76,4	81,5	86,6	91,8
Снижение затрат на товарный отпуск	млн руб.	0,0	-2,1	-5,1	-8,0	-10,2	-12,2	-14,2	-16,0	-18,1	-20,0	-21,8	-23,5	-25,1	-26,5	-27,8	-28,7
Инвестиции (без НДС)	млн руб.	-68,7	-91,1	-92,1	-81,1	-81,3	-84,1	-86,8	-89,7	-92,6	-95,5	-98,3	-101,0	-103,6	-106,1	-108,7	0,0
Сальдо денежного потока	млн руб.	-68,7	-93,2	-97,2	-89,1	-91,5	-96,3	-101,0	-105,7	-110,6	-115,5	-120,1	-124,5	-128,7	-132,7	-136,5	-28,7
Накопленный денежный поток	млн руб.	-68,7	-161,9	-259,1	-348,2	-439,7	-536,0	-637,1	-742,8	-853,4	-968,9	-1089,0	-1213,5	-1342,2	-1474,9	-1611,3	-1640,1
Коэффициент дисконтирования	-	1,0	1,0	1,1	1,3	1,4	1,6	1,8	2,0	2,2	2,5	2,8	3,1	3,5	3,9	4,4	4,9
Дисконтированный денежный поток (DCF)	млн руб.	-68,7	-93,2	-86,8	-71,0	-65,1	-61,2	-57,3	-53,6	-50,1	-46,6	-43,3	-40,1	-37,0	-34,0	-31,3	-5,9
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом, чистый дисконтированный доход (NPV)	млн руб.	-68,7	-161,9	-248,7	-319,7	-384,8	-446,1	-503,4	-556,9	-607,0	-653,6	-696,9	-737,0	-774,0	-808,1	-839,4	-845,2
Внутренняя норма доходности (IRR)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Простой срок окупаемости	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Дисконтированный срок окупаемости	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

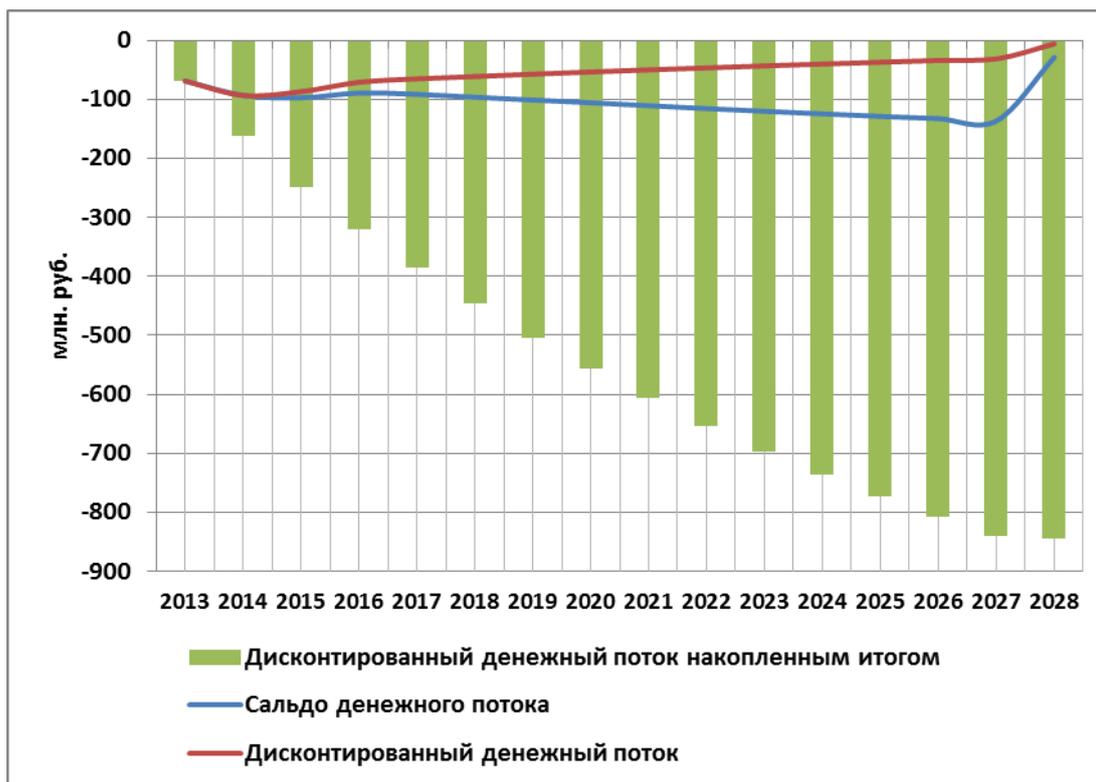


Рисунок 5.7 – Денежные потоки при реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения в зоне действия Охинской ТЭЦ (от ПНС до потребителей)

Из приведенных выше результатов расчета можно сделать вывод, что рассматриваемое мероприятие не окупается на всем сроке действия схемы теплоснабжения. Это связано в первую очередь с тем, что высокие затраты по переключкам тепловых сетей в данном случае не могут быть скомпенсированы снижением потерь в тепловых сетях, потерей сетевой воды с утечками и снижением ремонтных расходов. Данное мероприятие не имеет инвестиционной привлекательности, направлено в первую очередь на повышение надежности теплоснабжения.

Аналогичная ситуация складывается с реконструкцией тепловых сетей для повышения надежности теплоснабжения в зоне действия котельной №12.

### **5.3. Эффективность инвестиций в реализацию мероприятий предложенных в рамках развития системы теплоснабжения МУП «ЖКХ»**

#### **5.3.1. Реконструкция котельной №16 и строительство новой блочной котельной в зоне действия существующей котельной № 15**

В варианте 1 развития систем теплоснабжения МУП «ЖКХ» предлагается провести замену существующих котлов котельной № 16. В варианте №2 предлагается наряду с заменой котлов котельной №16 построить новую блочную котельную в зоне действия котельной №15 взамен существующей котельной №15.

Результаты расчетов экономической эффективности от реализации варианта №1 (замена котлов на котельной №16), приведены в таблице 5.8 и на рисунке 5.8.

Таблица 5.8 – Показатели экономической эффективности замены существующих котлов котельной №16 МУП «ЖКХ»

Наименование показателя	Ед. измерения	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Затраты на товарный отпуск без проекта	млн руб.	52,7	57,7	62,4	68,7	71,8	75,7	79,3	82,9	86,8	90,6	94,5	98,5	102,6	106,9	111,3	116,0
Затраты на товарный отпуск с проектом	млн руб.	52,7	57,4	61,8	67,3	70,1	73,7	76,9	79,6	83,0	86,3	89,7	93,1	96,5	100,0	103,6	107,4
Снижение затрат на товарный отпуск	млн руб.	0,0	0,3	0,6	1,4	1,7	2,0	2,4	3,3	3,8	4,3	4,8	5,5	6,2	6,9	7,7	8,6
Инвестиции (без НДС)	млн руб.	0,0	-0,4	-4,7	0,0	0,0	-0,2	-2,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Сальдо денежного потока	млн руб.	0,0	-0,1	-4,1	1,4	1,7	1,8	-0,3	3,3	3,8	4,3	4,8	5,5	6,2	6,9	7,7	8,6
Накопленный денежный поток	млн руб.	0,0	-0,1	-4,2	-2,8	-1,1	0,7	0,4	3,7	7,5	11,7	16,6	22,0	28,2	35,1	42,8	51,4
Коэффициент дисконтирования	-	1,0	1,1	1,3	1,4	1,6	1,8	2,0	2,2	2,5	2,8	3,1	3,5	3,9	4,4	4,9	5,5
Дисконтированный денежный поток (DCF)	млн руб.	0,0	-0,1	-3,3	1,0	1,1	1,0	-0,2	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом, чистый дисконтированный доход (NPV)	млн руб.	0,0	-0,1	-3,4	-2,4	-1,3	-0,3	-0,4	1,1	2,6	4,1	5,7	7,3	8,8	10,4	12,0	13,6
Внутренняя норма доходности (IRR)	-	-	-	-	-	0%	8%	4%	23%	32%	37%	40%	42%	44%	45%	46%	46%
Простой срок окупаемости	-	-	-	-	-	-	4,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Дисконтированный срок окупаемости	-	-	-	-	-	-	-	-	6,3	-	-	-	-	-	-	-	-

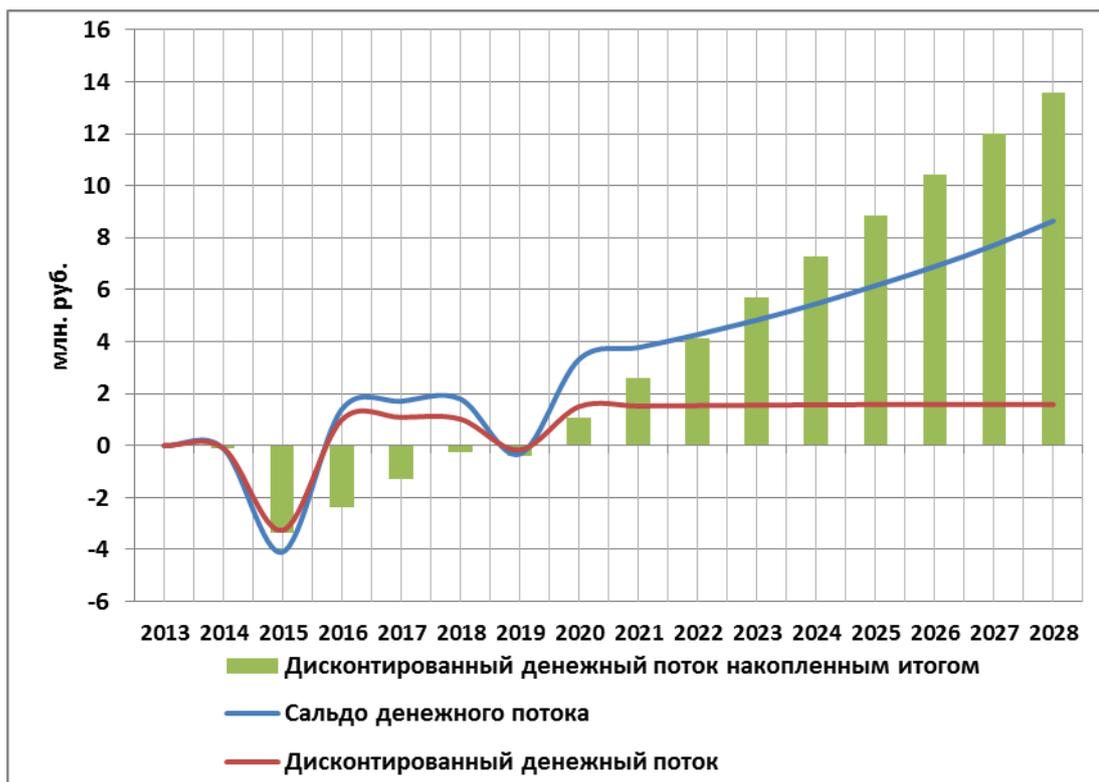


Рисунок 5.8 – Денежные потоки при замене существующих котлов котельной №16 МУП «ЖКХ»

Анализ приведенных выше результатов расчета показывает, что дисконтированный срок окупаемости при реализации варианта 1 составляет 6,3 года, внутренняя норма доходности (IRR) к расчетному сроку составит 46%, чистый дисконтированный доход (NPV) – 13,6 млн руб.

Результаты расчетов экономической эффективности от реализации варианта №2 (замена котлов на котельной №16 и строительство новой блочной котельной в зоне действия котельной №15), приведены в таблице 5.9 и на рисунке 5.9.

Таблица 5.9 – Показатели экономической эффективности замены существующих котлов котельной №16 и строительство новой блочной котельной в зоне действия котельной № 15 МУП «ЖКХ»

Наименование показателя	Ед. измерения	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Затраты на товарный отпуск без проекта	млн руб.	52,7	57,7	62,4	68,7	71,8	75,7	79,3	82,9	86,8	90,6	94,5	98,5	102,6	106,9	111,3	116,0
Затраты на товарный отпуск с проектом	млн руб.	52,7	57,4	60,9	65,0	67,6	71,1	74,2	76,8	80,0	83,2	86,5	89,7	92,9	96,3	99,7	103,3
Снижение затрат на товарный отпуск	млн руб.	0,0	0,3	1,5	3,7	4,1	4,6	5,1	6,1	6,7	7,3	8,0	8,8	9,7	10,6	11,6	12,7
Инвестиции (без НДС)	млн руб.	0,0	-0,8	-8,1	0,0	0,0	-0,2	-2,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Сальдо денежного потока	млн руб.	0,0	-0,4	-6,6	3,7	4,1	4,3	2,3	6,1	6,7	7,3	8,0	8,8	9,7	10,6	11,6	12,7
Накопленный денежный поток	млн руб.	0,0	-0,4	-7,1	-3,4	0,8	5,1	7,4	13,6	20,3	27,6	35,7	44,5	54,2	64,8	76,3	89,1
Коэффициент дисконтирования	-	1,0	1,1	1,3	1,4	1,6	1,8	2,0	2,2	2,5	2,8	3,1	3,5	3,9	4,4	4,9	5,5
Дисконтированный денежный поток (DCF)	млн руб.	0,0	-0,4	-5,3	2,6	2,6	2,5	1,2	2,8	2,7	2,6	2,6	2,5	2,5	2,4	2,4	2,3
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом, чистый дисконтированный доход (NPV)	млн руб.	0,0	-0,4	-5,7	-3,0	-0,4	2,0	3,2	6,0	8,7	11,4	13,9	16,5	19,0	21,4	23,8	26,1
Внутренняя норма доходности (IRR)	-	-	-	-	0,0%	6,7%	30,7%	37,3%	46,3%	51,3%	54,1%	55,9%	57,0%	57,7%	58,2%	58,5%	58,7%
Простой срок окупаемости	-	-	-	-	-	3,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Дисконтированный срок окупаемости	-	-	-	-	-	-	4,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

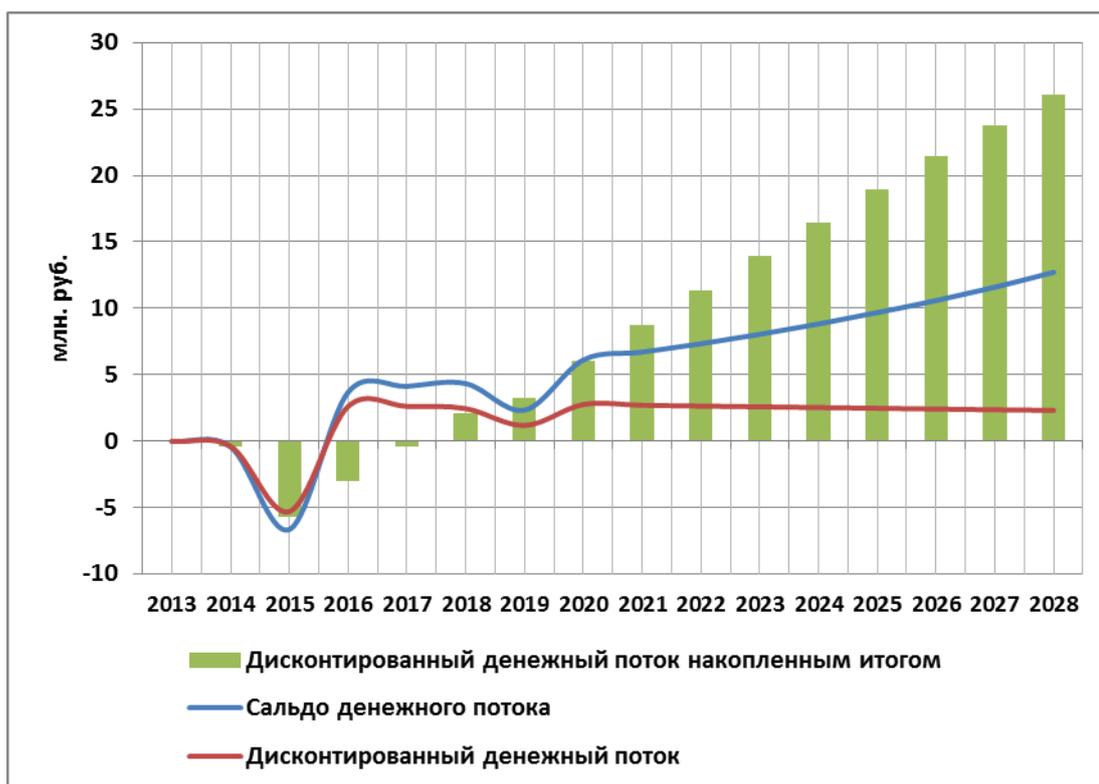


Рисунок 5.9 – Денежные потоки при замене существующих котлов котельной №16 и строительство новой блочной котельной в зоне действия котельной №15 МУП «ЖКХ»

Анализ приведенных выше результатов расчета показывает, что дисконтированный срок окупаемости при реализации варианта 2 составляет 4,2 года, внутренняя норма доходности (IRR) к расчетному сроку составит 58,7%, чистый дисконтированный доход (NPV) – 26,1 млн руб.

Таким образом, с точки зрения дисконтированного срока окупаемости, внутренней нормы доходности и чистого дисконтированного дохода развитие систем теплоснабжения МУП «ЖКХ» в соответствии с вариантом 2 имеет более высокую инвестиционную привлекательность.

### 5.3.2. Новое строительство тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки в зонах действия котельных с. Тунгор и с. Некрасовка

Данное мероприятие предлагается в обоих вариантах развития систем теплоснабжения МУП «ЖКХ». Подключение новых потребителей к котельным с. Тунгор и с. Некрасовка предлагается производить за счет платы за подключение. Данная плата за подключение предполагает возмещение всех расходов понесенных МУП «ЖКХ» по новому строительству тепловых сетей с фиксированной нормой прибыли. При расчетах платы за подключение

приведенной в разделе 6 была принята норма прибыли 5% от капитальных затрат. Данная норма прибыли принята ориентировочно и может быть изменена по согласованию с регулирующим органом.

### 5.3.3. Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей в зоне действия котельных МУП «ЖКХ»

Эффективность инвестиций в данное мероприятие рассмотрена для обоих вариантов развития систем теплоснабжения МУП «ЖКХ» (с заменой котлов котельной №16 в варианте 1 и заменой котлов котельной №16 и строительством новой блочной котельной в зоне действия котельной №15 в варианте №2).

Результаты расчетов экономической эффективности при реализации данного проекта в варианте 1 приведены на рисунке 5.10, в варианте №2 на рисунке 5.11.

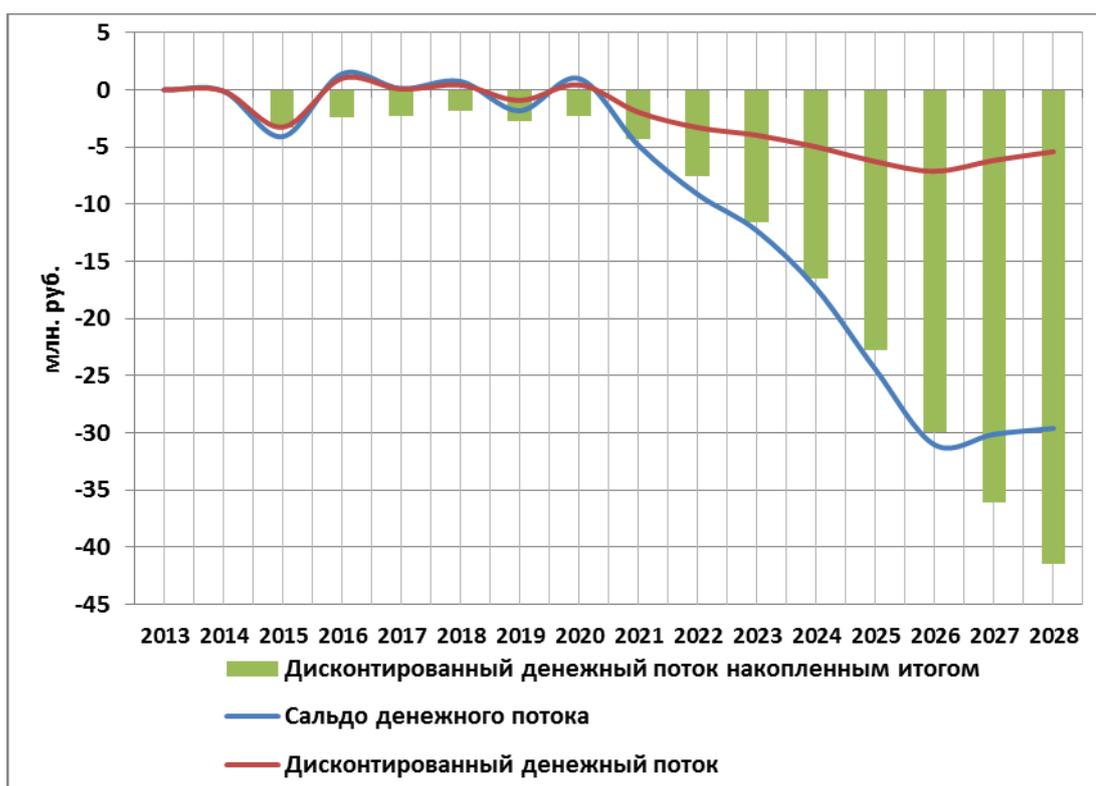


Рисунок 5.10 – Денежные потоки при реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения в зоне действия котельных МУП «ЖКХ» (вариант 1)

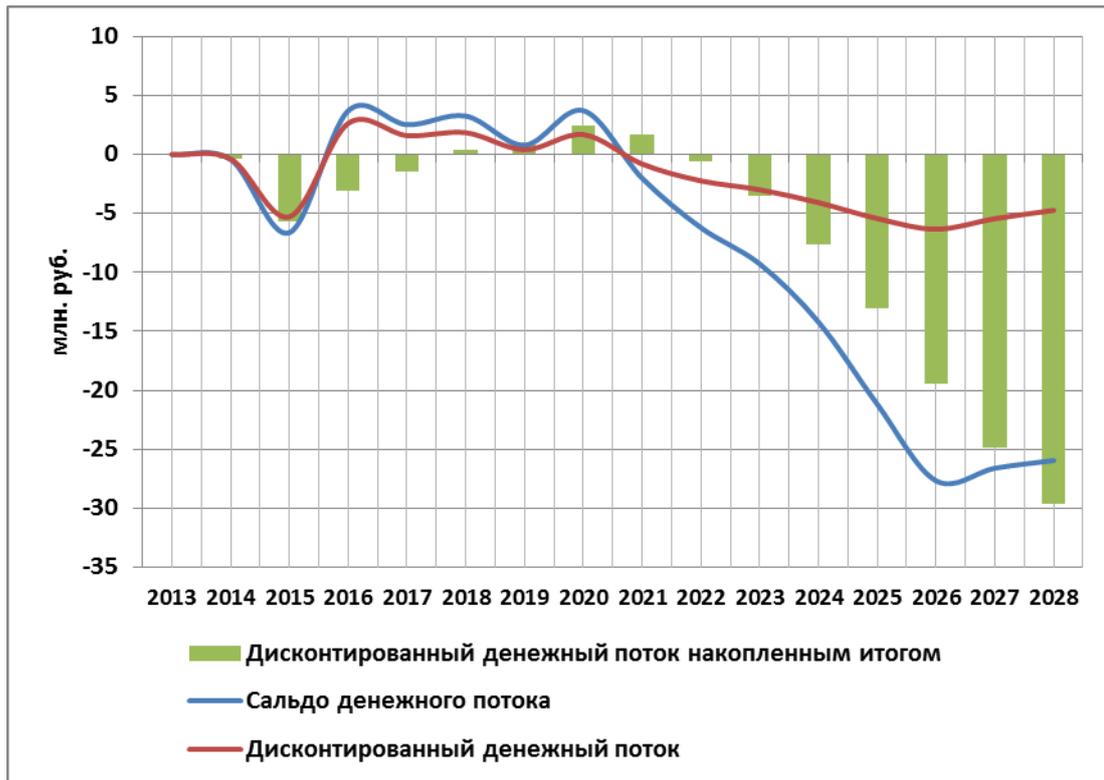


Рисунок 5.11 – Денежные потоки при реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения в зоне действия котельных МУП «ЖКХ» (вариант 2)

Из приведённых выше рисунков можно сделать вывод, что при реализации рассматриваемого мероприятия в обоих вариантах, данное мероприятие не имеет инвестиционной привлекательности и направлено в первую очередь на повышение надежности теплоснабжения.

## **6 ЦЕНОВЫЕ ПОСЛЕДСТВИЯ ДЛЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММ СТРОИТЕЛЬСТВА, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

Ценовые последствия для потребителей (тарифные последствия) были рассчитаны для всех теплоснабжающих организаций как результат влияния предлагаемых мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению систем теплоснабжения при различных схемах финансирования.

Также были рассчитаны тарифные последствия в случае отсутствия реализации, каких либо проектов в системе теплоснабжения, т.е. рассматривалось развитие системы теплоснабжения без замены и модернизации оборудования с учетом его старения и соответственно снижения эффективности работы.

Прогнозные значения необходимой валовой выручки определялись с учетом производственных расходов товарного отпуска тепловой энергии за 2009-2011 годы, принятых по материалам тарифных дел, индекс дефляторов, принятых в разделе 2 данной книги, и с учетом изменения технико-экономических показателей работы оборудования при реализации проектов строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения.

### **6.1. Ценовые последствия для потребителей Охинской ТЭЦ при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения**

Ценовые последствия от реализации предложенных по Охинской ТЭЦ мероприятий представлены в виде средневзвешенного для потребителя тарифа на тепловую энергию (с учетом тарифа на отпуск с коллекторов станции и тарифа на транспорт тепловой энергии до ПНС).

### 6.1.1. Ценовые последствия нового строительства магистральных и квартальных тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки

Новое строительство тепловых сетей для подключения перспективных потребителей предлагается производить за счет платы (тарифа) за подключение, устанавливаемой регулирующим органом для Охинской ТЭЦ. Ориентировочные значения платы за подключение к системам теплоснабжения Охинской ТЭЦ приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Плата за подключение к системе теплоснабжения Охинской ТЭЦ, тыс. руб. с НДС / Гкал/ч

Год	Тариф на подключение
2013	7282
2014	8113
2015	8527
2016	8961
2017	9356
2018	9693
2019	10041
2020	10383
2021	10736
2022	11101
2023	11467
2024	11811
2025	12154
2026	12482
2027	12794
2028	13114

Рост с годами тарифа на подключение объясняется прогнозным ростом капитальных затрат на строительство тепловых сетей.

### 6.1.2. Ценовые последствия реконструкции тепловых сетей Охинской ТЭЦ для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей

На рисунке 6.1 представлены прогнозные цены на тепловую энергию в ценах соответствующих лет при реализации рассматриваемого мероприятия с учетом инвестиционной составляющей, без учета инвестиционной составляющей (финансирование из бюджета) и без реализации каких либо проектов.

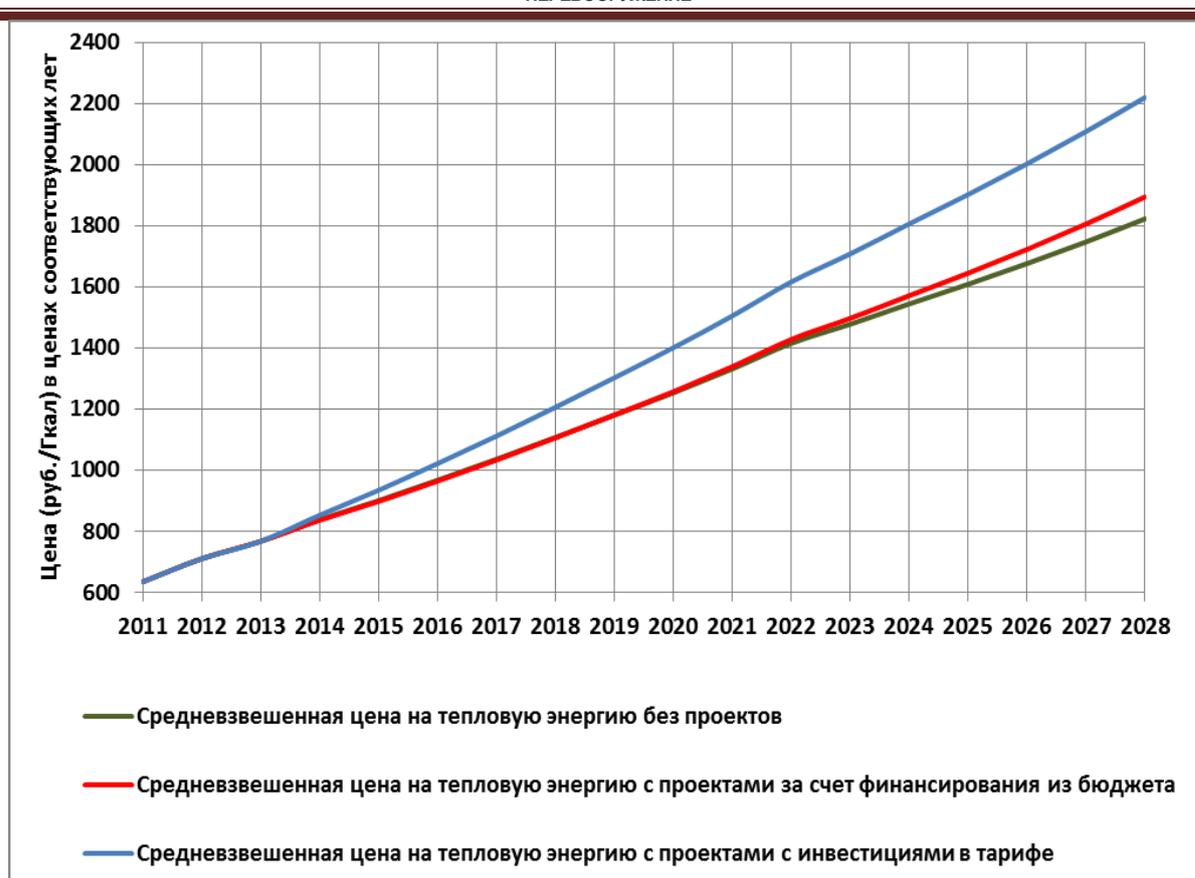


Рисунок 6.1 – Прогноз цен на тепловую энергию при реконструкции тепловых сетей Охинской ТЭЦ для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей

Рост тарифа на тепловую энергию без реализации данного проекта прогнозируется к расчетному сроку на 260 % по отношению к базовому уровню.

Рост тарифа на тепловую энергию при финансировании данного проекта из тарифа прогнозируется к расчетному сроку на 316 % по отношению к базовому уровню.

При финансировании из бюджета рассматриваемого проекта реконструкции тепловых сетей тариф на тепловую энергию будет до 2023 г. равен тарифу без реализации проекта. После 2023 г. прогнозный тариф на тепло при финансировании из бюджета будет в среднем на 3 % выше тарифа без реализации рассматриваемого проекта. Такой эффект прогнозируется за счет увеличения амортизационной составляющей в необходимой валовой выручке (НВВ) за счет вводимых в эксплуатацию новых тепловых сетей по результатам переключений.

Из вышеизложенного можно сделать вывод, что финансирование проекта реконструкции тепловых сетей для обеспечения надежности потребителей за счет

включения капитальных затрат в тариф неоправданно, т.к. приведет к резкому росту цен на тепловую энергию. Соответственно указанный рост тарифа при реализации проекта реконструкции тепловой сети для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей при включении капитальных затрат в тариф не будет согласован органом регулирования.

### 6.1.3. Ценовые последствия нового строительства тепловых пунктов для обеспечения существующей и перспективной тепловой нагрузки ГВС

На рисунке 6.2 представлены прогнозные цены на тепловую энергию в ценах соответствующих лет при реализации рассматриваемого мероприятия с учетом инвестиционной составляющей, без учета инвестиционной составляющей (финансирование из бюджета) и без реализации каких либо проектов.

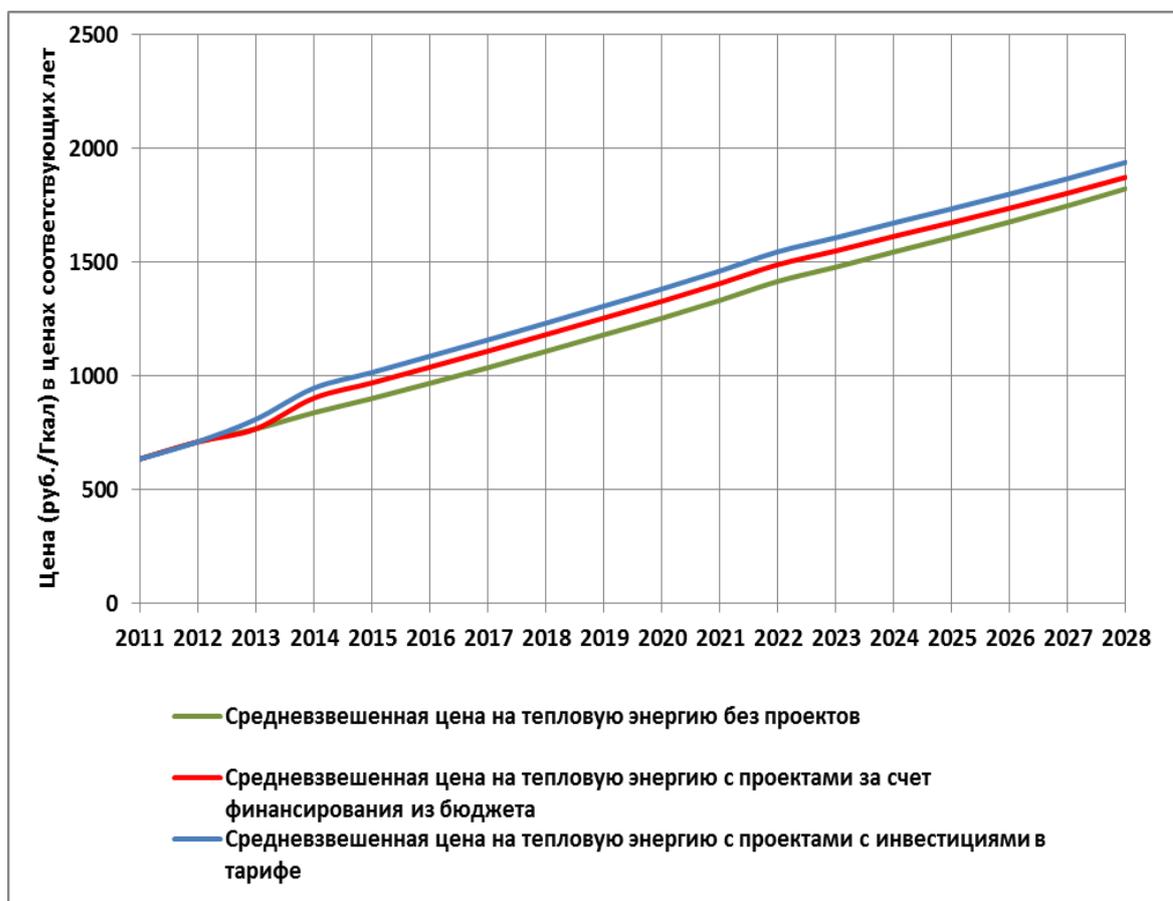


Рисунок 6.2 – Прогноз цен на тепловую энергию при строительстве новых тепловых пунктов для обеспечения существующей и перспективной тепловой нагрузки ГВС

Рост тарифа на тепловую энергию без реализации данного проекта прогнозируется к расчетному сроку на 260 % по отношению к базовому уровню

(аналогично п 6.1.2).

Рост тарифа на тепловую энергию при финансировании данного проекта из тарифа прогнозируется к расчетному сроку на 273 % по отношению к базовому уровню.

При финансировании из бюджета рассматриваемого проекта строительства тепловых пунктов тариф на тепловую энергию будет несколько выше тарифа без реализации проекта. Такой эффект прогнозируется за счет увеличения амортизационной составляющей в НВВ за счет вводимых в эксплуатацию новых тепловых пунктов.

Из вышесказанного можно сделать вывод, что финансирование проекта строительства новых тепловых пунктов для обеспечения нагрузки ГВС за счет включения капитальных затрат в тариф приведет к более высокому росту цены на тепловую энергию по сравнению с ростом цены на тепло без реализации указанного проекта.

## **6.2. Ценовые последствия для потребителей ООО «Городские сети теплоснабжения» при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения**

### **6.2.1. Замена существующих котлов котельной № 24**

На рисунке 6.3 представлены прогнозные цены на тепловую энергию в ценах соответствующих лет при реализации рассматриваемого мероприятия с учетом инвестиционной составляющей, без учета инвестиционной составляющей (финансирование из бюджета) и без реализации каких либо проектов.



Рисунок 6.3 – Прогноз цен на тепловую энергию при замене существующих котлов котельной № 24 ООО «Городские сети теплоснабжения»

Рост тарифа на тепловую энергию без реализации данного проекта прогнозируется к расчетному сроку на 185 % по отношению к базовому уровню.

Рост тарифа на тепловую энергию при финансировании данного проекта из тарифа прогнозируется к расчетному сроку на 153 % по отношению к базовому уровню.

Локальный рост цен на тепловую энергию с инвестициями в тарифе в 2018 г, 2020 г, 2025 г. обусловлен потребностью в инвестициях в эти годы. В эти периоды стоимость тепла с инвестициями в тарифе будет превышать стоимость тепла без проекта, при этом данный эффект может быть сглажен с помощью привлечения заемных средств. В целом реализация рассматриваемого мероприятия позволит снизить к 2028 г. прогнозную цену на тепловую энергию на 21% по отношению к прогнозной цене без реализации данного проекта.

#### 6.2.2. **Ценовые последствия замены существующих котлов котельной № 12 или ввод в эксплуатацию модульной котельной на базе трех водяных котлов типа ЗИОСАБ-175 взамен котельной № 12**

На рисунке 6.4 представлены прогнозные цены на тепловую энергию в ценах соответствующих лет при замене существующих котлов котельной № 12 (вариант

1) с учетом инвестиционной составляющей, без учета инвестиционной составляющей (финансирование из бюджета) и без реализации каких либо проектов.



Рисунок 6.4 – Прогноз цен на тепловую энергию при замене существующих котлов котельной № 12 ООО «Городские сети теплоснабжения» (вариант 1)

Рост тарифа на тепловую энергию без реализации данного проекта прогнозируется к расчетному сроку на 226 % по отношению к базовому уровню.

Рост тарифа на тепловую энергию при финансировании данного проекта из тарифа прогнозируется к расчетному сроку на 206 % по отношению к базовому уровню.

Реализация проекта по замене существующих котлов котельной №12 приведет к резкому росту тарифа в 2024 г., что объясняется потребностью в инвестициях в этот период (данный эффект может быть сглажен с помощью привлечения заемных средств). В целом реализация рассматриваемого мероприятия позволит снизить к 2028 г. прогнозную цену на тепловую энергию на 9% по отношению к прогнозной цене без реализации данного проекта.

На рисунке 6.5 представлены прогнозные цены на тепловую энергию в ценах соответствующих лет при вводе в эксплуатацию модульной котельной на базе трех водяных котлов типа ЗИОСАБ-175 взамен котельной № 12 (вариант 2) с учетом

инвестиционной составляющей, без учета инвестиционной составляющей (финансирование из бюджета) и без реализации каких либо проектов.

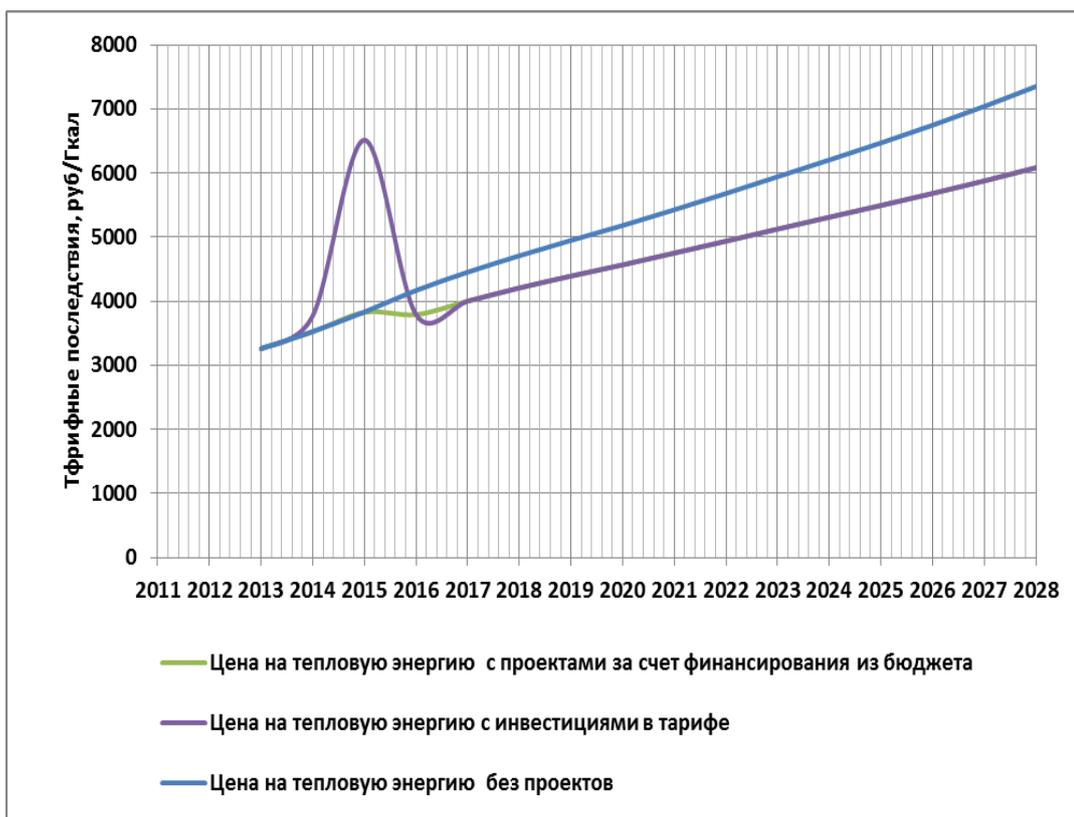


Рисунок 6.5 – Прогноз цен на тепловую энергию при вводе в эксплуатацию модульной котельной на базе трех водяных котлов типа ЗИОСАБ-175 взамен котельной № 12 ООО «Городские сети теплоснабжения» (вариант 2)

Рост тарифа на тепловую энергию без реализации данного проекта прогнозируется к расчетному сроку на 226 % по отношению к базовому уровню.

Рост тарифа на тепловую энергию при финансировании данного проекта из тарифа прогнозируется к расчетному сроку на 187 % по отношению к базовому уровню.

Реализация проекта по вводе в эксплуатацию модульной котельной на базе трех водяных котлов типа ЗИОСАБ-175 взамен котельной № 12 приведет к резкому росту тарифа в 2015 г., что объясняется потребностью в инвестициях в этот период (данный эффект может быть сглажен с помощью привлечения заемных средств). В целом реализация рассматриваемого мероприятия позволит снизить к 2028 г. прогнозную цену на тепловую энергию на 12% по отношению к прогнозной цене без реализации данного проекта.

На рисунке 6.6 приведены прогнозные значения тарифа при замене существующих котлов котельной № 12 (вариант 1) и вводе в эксплуатацию

модульной котельной на базе трех водяных котлов типа ЗИОСАБ-175 взамен котельной № 12 (вариант №2).

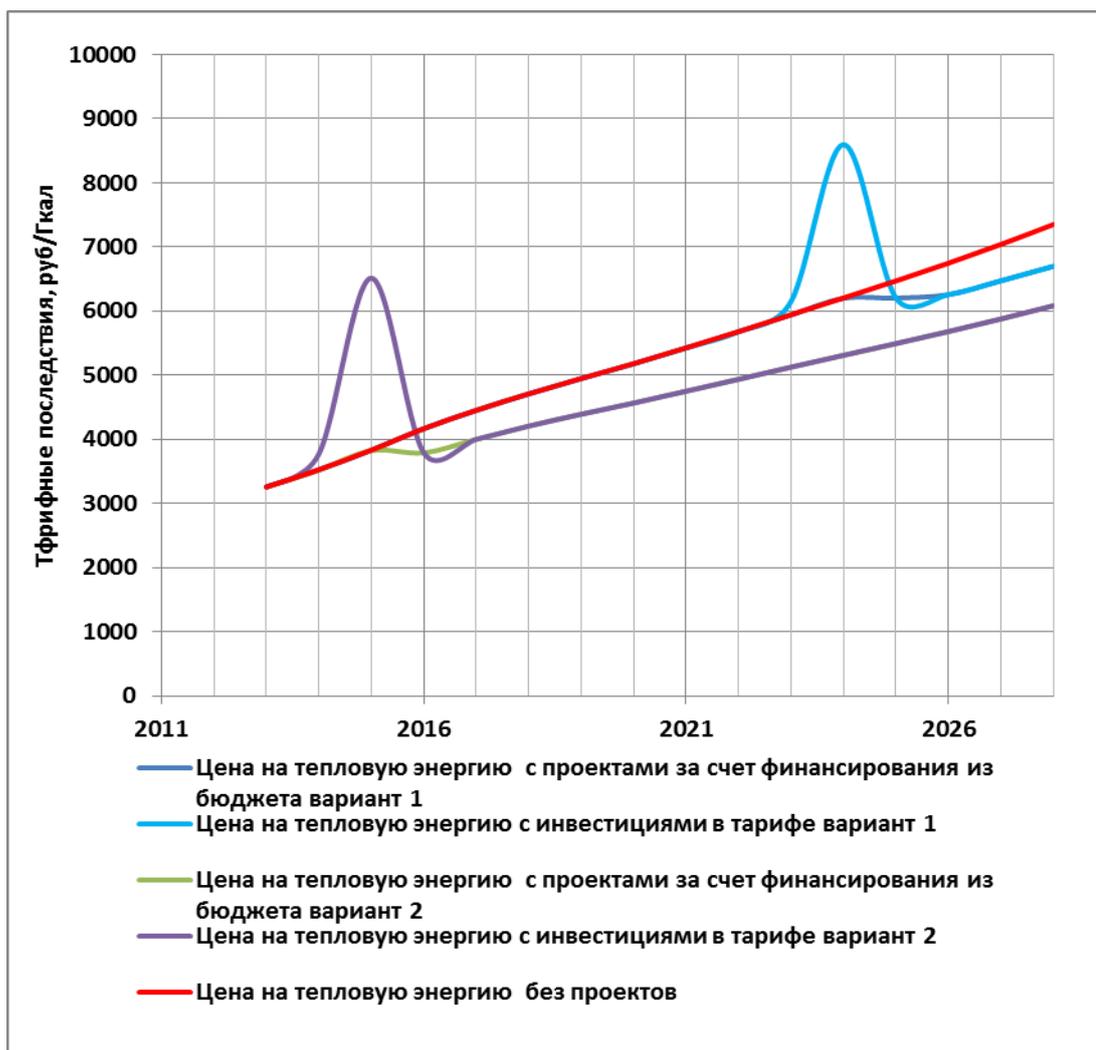


Рисунок 6.6 – Сравнительный прогноз цен на тепловую энергию при различных вариантах модернизации и реконструкции котельной № 12 ООО «Городские сети теплоснабжения»

Как следует из приведенного выше рисунка более низкие перспективные значения цены на тепловую энергию прогнозируются при реализации варианта 2 (ввод в эксплуатацию модульной котельной на базе трех водяных котлов типа ЗИОСАБ-175 взамен котельной № 12).

### 6.2.3. Ценовые последствия реконструкции тепловых сетей для обеспечения гидравлического режима в зоне действия Охинской ТЭЦ (от ПНС до потребителей)

На рисунке 6.7 представлены прогнозные цены на транспорт тепловой

энергии в ценах соответствующих лет при реконструкции тепловых сетей для обеспечения гидравлического режима в зоне действия Охинской ТЭЦ (от ПНС до потребителей) с учетом инвестиционной составляющей, без учета инвестиционной составляющей (финансирование из бюджета) и без реализации каких либо проектов.

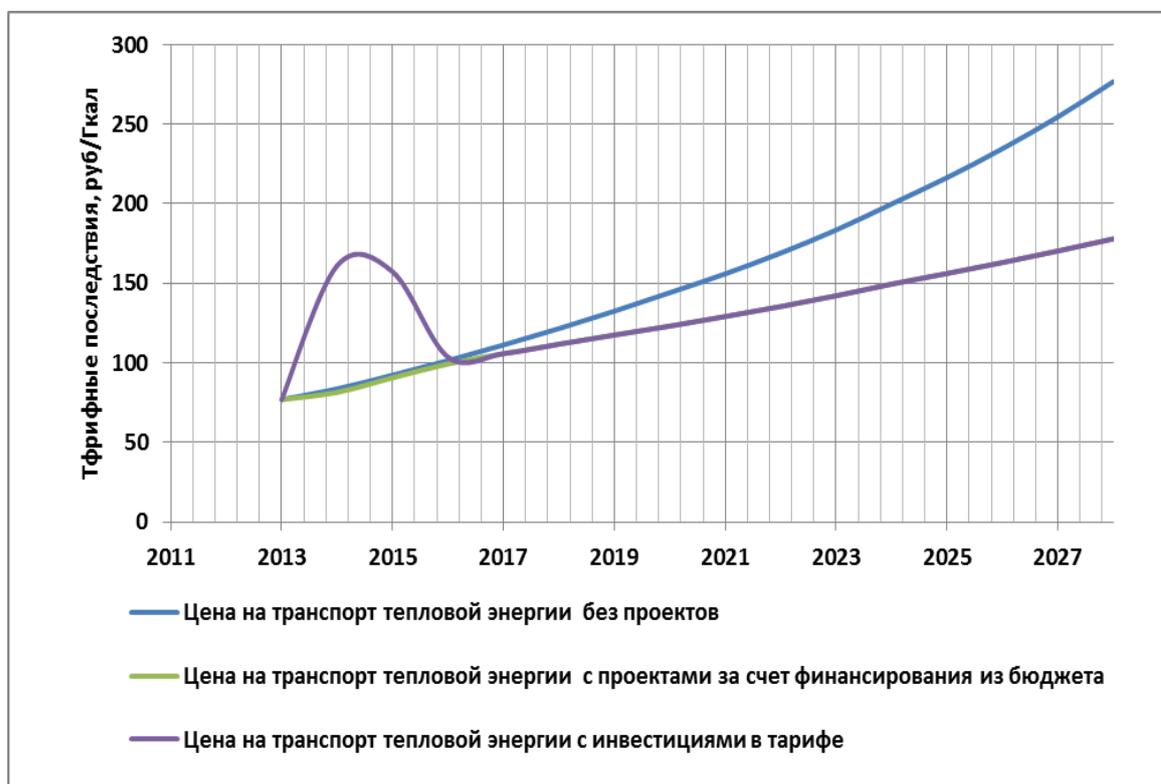


Рисунок 6.7 – Прогноз цен на транспорт тепловой энергии при реконструкции тепловых сетей для обеспечения гидравлического режима в зоне действия Охинской ТЭЦ (от ПНС до потребителей)

Рост тарифа на транспорт тепловой энергии без реализации данного проекта прогнозируется к расчетному сроку на 360 % по отношению к базовому уровню.

Рост тарифа на транспорт тепловой энергии при финансировании данного проекта из тарифа прогнозируется к расчетному сроку на 231 % по отношению к базовому уровню.

Реализация данного проекта за счет потребности в инвестициях приведет к резкому росту цен на транспорт тепловой энергии с инвестициями в тарифе в 2013-2016 г.г. (данный эффект может быть сглажен с помощью привлечения заемных средств). Затем прогнозные цены на транспорт тепловой энергии с инвестициями в тарифе будут ниже, чем прогнозные цены на тепловую энергию без реализации данного проекта. В целом реализация рассматриваемого проекта позволит снизить к 2028 г. прогнозную цену на транспорт тепловой энергии на 55% по отношению к

прогнозной цене без реализации данного проекта.

#### 6.2.4. Ценовые последствия реконструкции тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей в зоне действия Охинской ТЭЦ (от ПНС до потребителей)

На рисунке 6.8 представлены прогнозные цены на транспорт тепловой энергии в ценах соответствующих лет при реконструкции тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения в зоне действия Охинской ТЭЦ (от ПНС до потребителей) с учетом инвестиционной составляющей, без учета инвестиционной составляющей (финансирование из бюджета) и без реализации каких либо проектов.

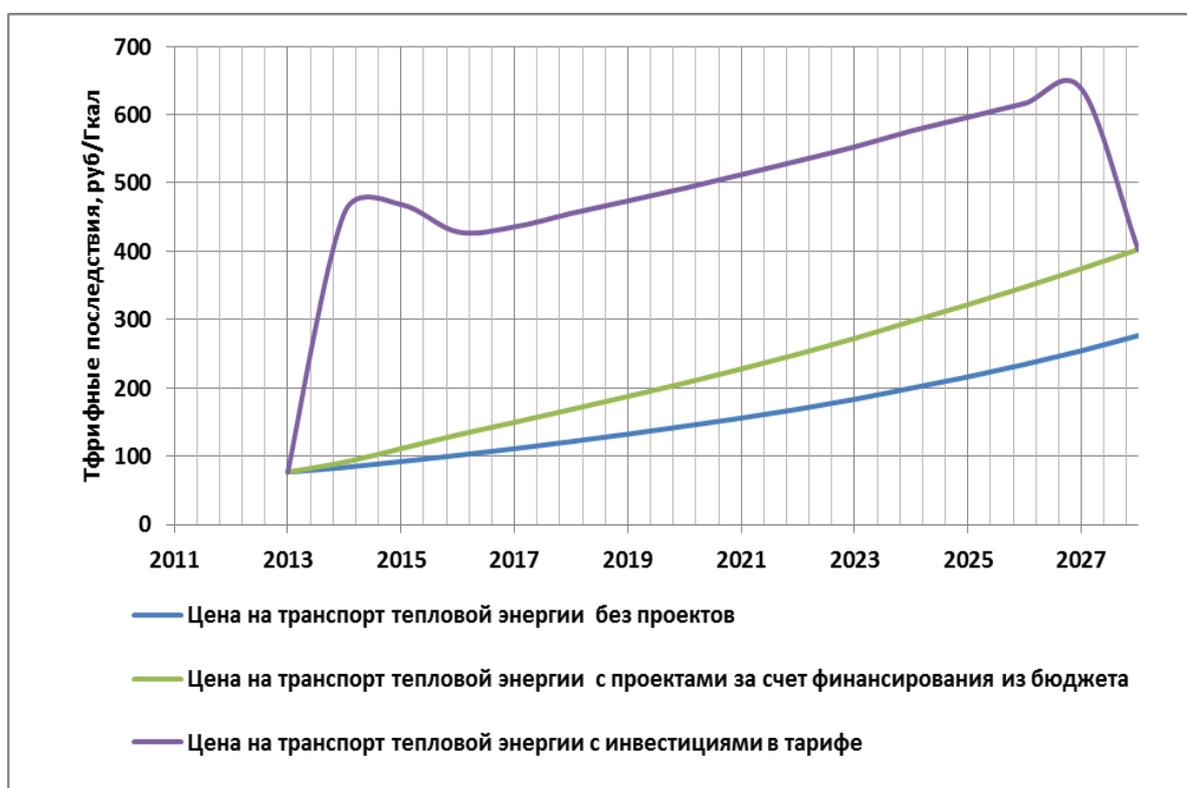


Рисунок 6.8 – Прогноз цен на транспорт тепловой энергии при реконструкции тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения в зоне действия Охинской ТЭЦ (от ПНС до потребителей)

Из приведенного выше рисунка видно, что при включении затрат на реконструкцию тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности в тариф цена на транспорт тепловой энергии возрастет в несколько раз по отношению к цене на транспорт тепловой энергии без реализации этого проекта. При финансировании из бюджета рассматриваемого проекта тариф на транспорт тепловой энергии будет также выше тарифа без реализации проекта. Такой

эффект прогнозируется за счет увеличения амортизационной составляющей в НВВ за счет вводимых в эксплуатацию новых тепловых сетей.

Из вышесказанного можно сделать вывод, что финансирование проекта реконструкции тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения в зоне действия Охинской ТЭЦ (от ПНС до потребителей) за счет включения капитальных затрат в тариф на транспорт тепловой энергии ООО «Городские сети теплоснабжения» невозможно.

Аналогичная ситуация складывается с реконструкцией тепловых сетей для повышения надежности теплоснабжения в зоне действия котельной №12.

### **6.3. Ценовые последствия для потребителей МУП «ЖКХ» при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения**

#### **6.3.1. Ценовые последствия реконструкции котельной №16 и строительства новой блочной котельной в зоне действия существующей котельной № 15**

На рисунке 6.9 представлены прогнозные цены на тепловую энергию в ценах соответствующих лет при реконструкции котельной №16 (вариант 1) с учетом инвестиционной составляющей, без учета инвестиционной составляющей (финансирование из бюджета) и без реализации каких либо проектов.

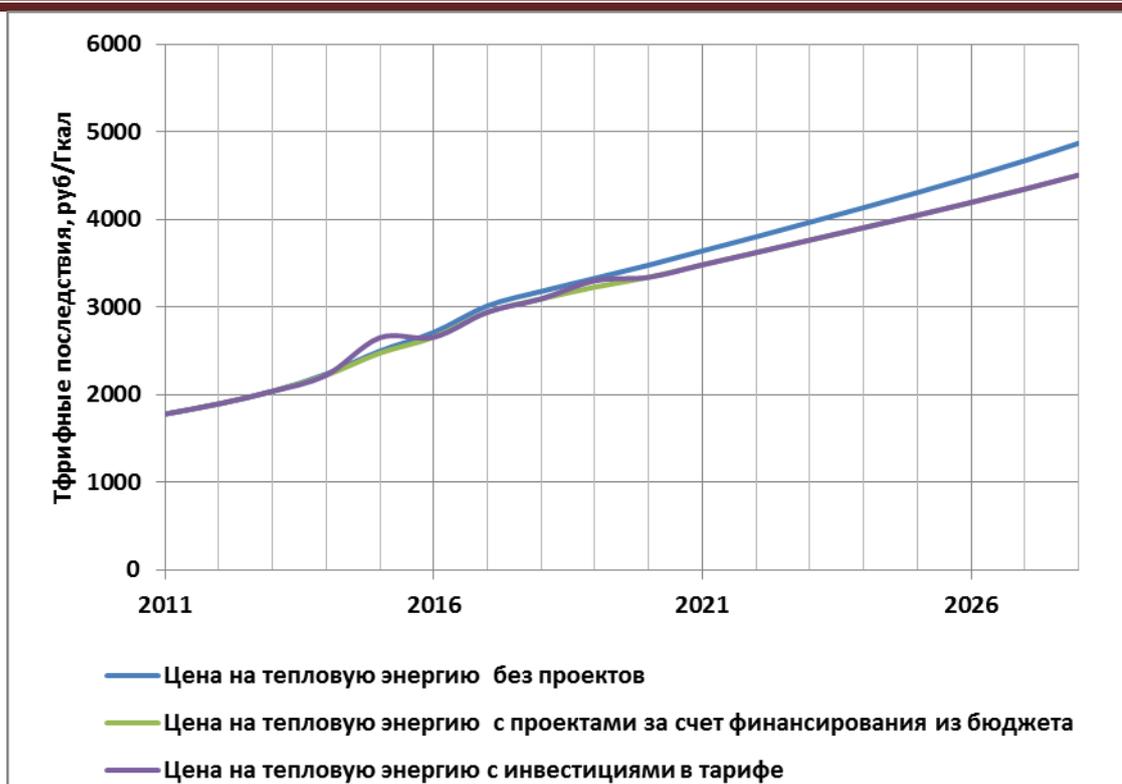


Рисунок 6.9 – Прогноз цен на тепловую энергию при реконструкции котельной № 16 МУП «ЖКХ» (вариант 1)

Рост тарифа на тепловую энергию без реализации данного варианта 1 прогнозируется к расчетному сроку на 257 % по отношению к базовому уровню.

Рост тарифа на тепловую энергию при финансировании данного варианта 1 из тарифа прогнозируется к расчетному сроку на 237 % по отношению к базовому уровню.

Локальный рост цен на тепловую энергию с инвестициями в тарифе в 2015 г, обусловлен потребностью в инвестициях. В целом реализация рассматриваемого варианта 1 позволит снизить к 2028 г. прогнозную цену на тепловую энергию на 8% по отношению к прогнозной цене без реализации проекта по данному варианту.

На рисунке 6.10 представлены прогнозные цены на тепловую энергию в ценах соответствующих лет при реконструкции котельной №16 и строительстве новой блочной котельной в зоне действия существующей котельной № 15 (вариант 2) с учетом инвестиционной составляющей, без учета инвестиционной составляющей (финансирование из бюджета) и без реализации каких либо проектов.

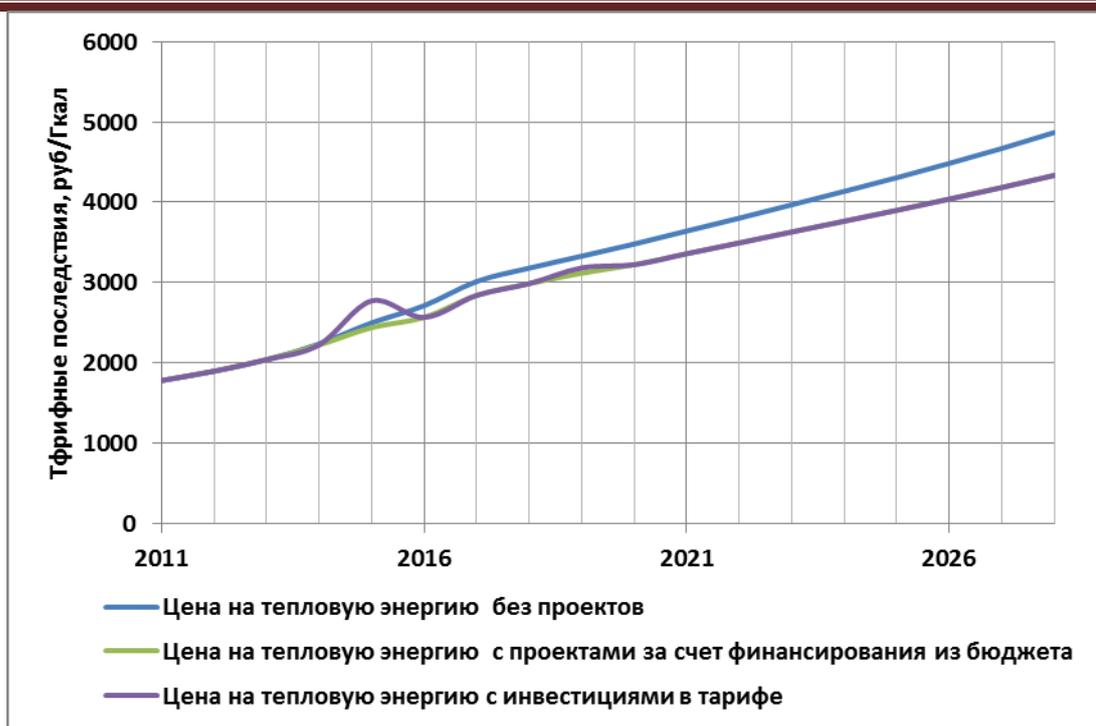


Рисунок 6.10 – Прогноз цен на тепловую энергию при реконструкции котельной №16 и строительстве новой блочной котельной в зоне действия существующей котельной № 15 МУП «ЖКХ» (вариант 2)

Рост тарифа на тепловую энергию без реализации данного варианта 2 прогнозируется к расчетному сроку на 257 % по отношению к базовому уровню.

Рост тарифа на тепловую энергию при финансировании данного варианта 2 из тарифа прогнозируется к расчетному сроку на 228 % по отношению к базовому уровню.

Локальный рост цен на тепловую энергию с инвестициями в тарифе в 2015 г, обусловлен потребностью в инвестициях. В целом реализация рассматриваемого варианта 2 позволит снизить к 2028 г. прогнозную цену на тепловую энергию на 12% по отношению к прогнозной цене без реализации проектов по данному варианту.

На рисунке 6.11 приведены прогнозные значения тарифа при реконструкции котельной №16 (вариант 1) и реконструкции котельной №16 и строительстве новой блочной котельной в зоне действия существующей котельной № 15 (вариант 2).

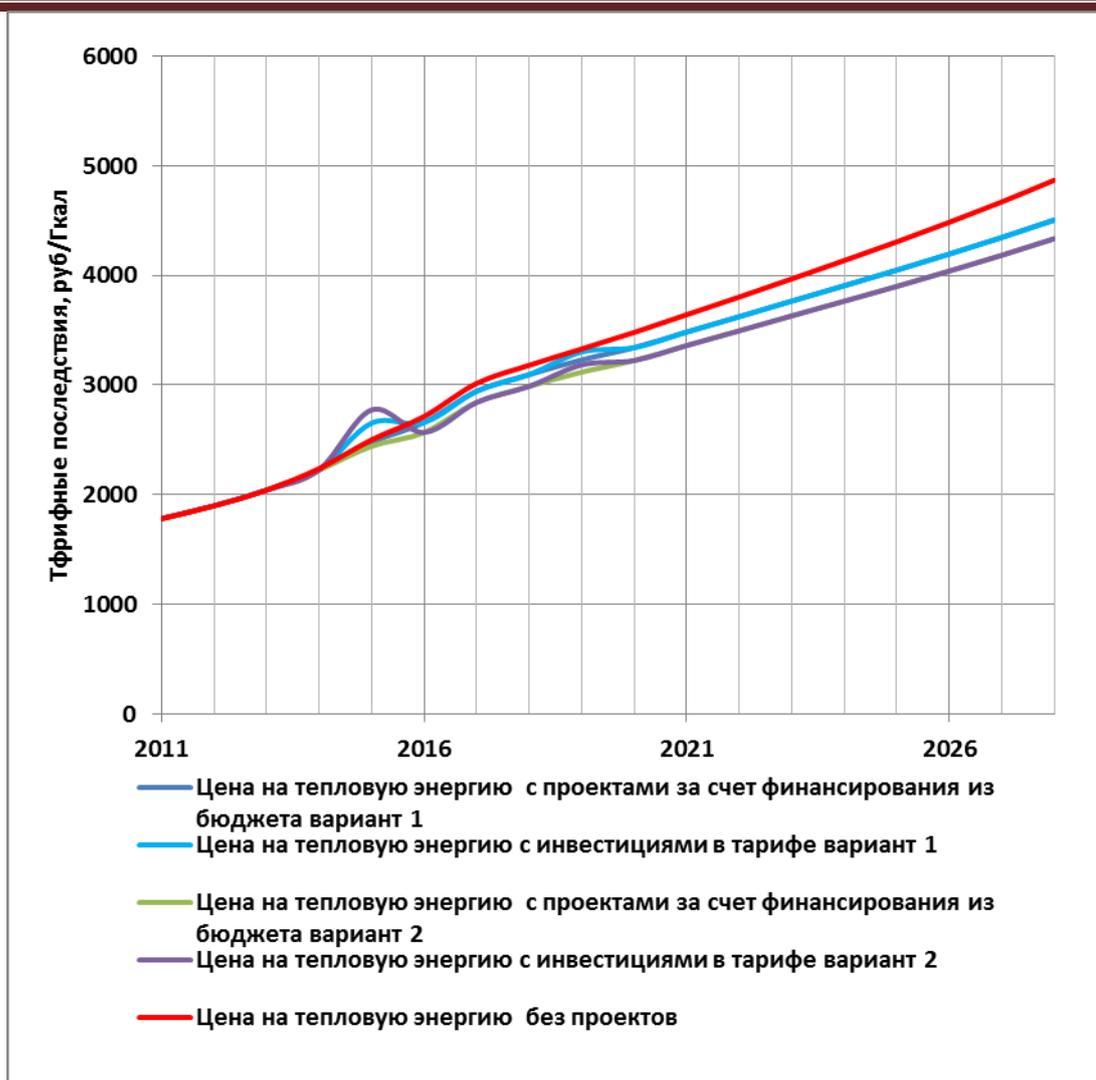


Рисунок 6.11 – Сравнительный прогноз цен на тепловую энергию при различных вариантах модернизации и реконструкции котельных №15 и №16 МУП «ЖКХ»

Как видно из приведенного выше рисунка более низкие перспективные значения цены на тепловую энергию прогнозируются при реализации варианта 2 (реконструкции котельной №16 и строительство новой блочной котельной в зоне действия существующей котельной № 15).

### 6.3.2. Ценовые последствия нового строительства тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки в зонах действия котельных с. Тунгор и с. Некрасовка

Новое строительство тепловых сетей для подключения перспективных потребителей предлагается производить за счет платы (тарифа) за подключение, устанавливаемой регулирующим органом для МУП «ЖКХ». Ориентировочные

значения платы за подключение к системам теплоснабжения МУП «ЖКХ» в зонах действия котельных с. Тунгор и с. Некрасовка приведены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Плата за подключение к системе теплоснабжения Охинской ТЭЦ, тыс. руб. с НДС / Гкал/ч

Год	Тариф на подключение
2013	18732
2014	20868
2015	21932
2016	23051
2017	24065
2018	24932
2019	25829
2020	26707
2021	27615
2022	28554
2023	29497
2024	30382
2025	31263
2026	32107
2027	32909
2028	33732

Рост с годами тарифа на подключение объясняется прогнозным ростом капитальных затрат на строительство тепловых сетей.

### **6.3.3. Ценовые последствия реконструкции тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей в зоне действия котельных МУП «ЖКХ»**

Ценовые последствия от реализации данного мероприятия рассмотрены для обоих вариантов развития систем теплоснабжения МУП «ЖКХ» (с заменой котлов котельной №16 в варианте 1 и заменой котлов котельной №16 и строительством новой блочной котельной в зоне действия котельной №15 в варианте №2).

Прогнозные цены на тепловую энергию при реализации данного проекта реконструкции тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения в варианте 1 приведены на рисунке 6.12, в варианте №2 на рисунке 6.13.

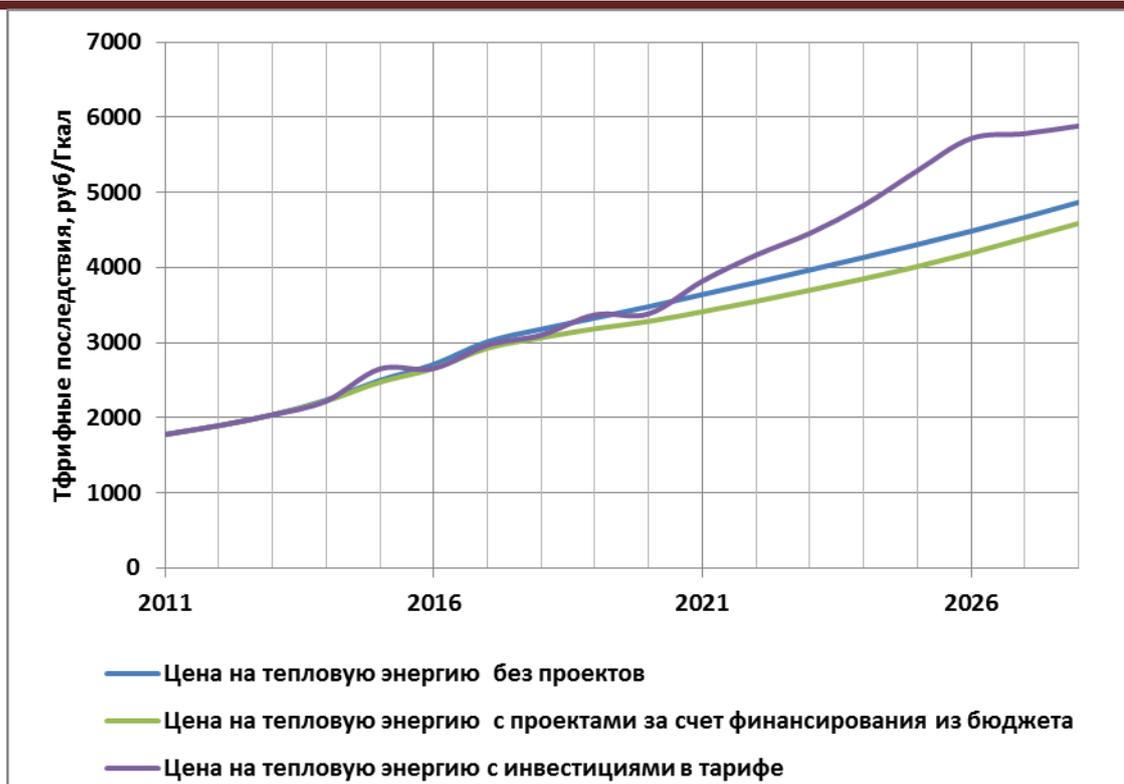


Рисунок 6.12 – Прогноз цен на тепловую энергию при реконструкции тепловых сетей МУП «ЖКХ» для обеспечения нормативной надежности (вариант 1)

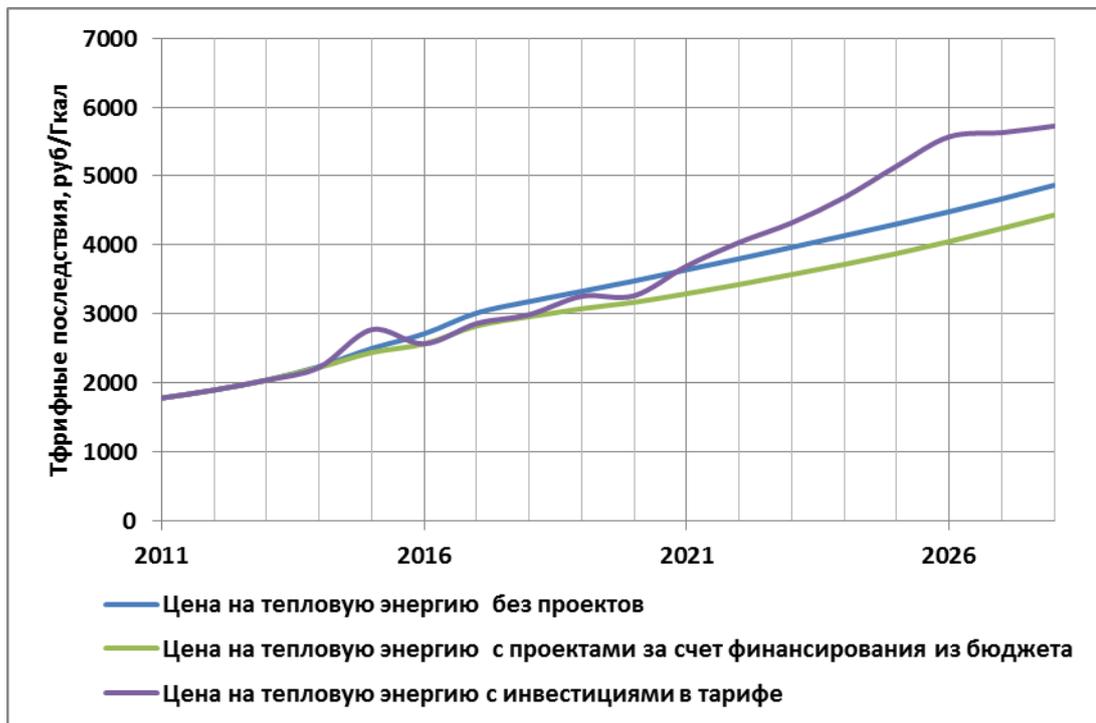


Рисунок 6.13 – Прогноз цен на тепловую энергию при реконструкции тепловых сетей МУП «ЖКХ» для обеспечения нормативной надежности (вариант 2)

Рост тарифа на тепловую энергию при финансировании реконструкции тепловых сетей МУП «ЖКХ» для обеспечения надежности из тарифа

прогнозируется к расчетному сроку на 310 % по отношению к базовому уровню в варианте 1 и на 302% в варианте 2.

При финансировании из бюджета рассматриваемого проекта реконструкции тепловых сетей тариф на тепловую энергию будет ниже тарифа без реализации проекта. Из вышесказанного можно сделать вывод, что финансирование проекта реконструкции тепловых сетей МУП «ЖКХ» для обеспечения надежности потребителей за счет включения капитальных затрат в тариф неоправданно, т.к. приведет к резкому росту цен на тепловую энергию. Соответственно указанный рост тарифа при реализации проекта реконструкции тепловой сети для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей при включении капитальных затрат в тариф не будет согласован органом регулирования.

## **7 ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ**

В таблице 7.1 представлены основные выводы, полученные по результатам анализа эффективности инвестиций и тарифных последствий при реализации предложенных проектов развития систем теплоснабжения ОАО «Охинская ТЭЦ», ООО «Городские сети теплоснабжения» и МУП «ЖКХ», а также предложенные источники финансирования данных проектов.

Таблица 7.1 – Сводная таблица проектов развития систем теплоснабжения Охинского г.о.

Наименование организации	Статья затрат		Вариант развития	Предлагаемый источник финансирования	Эффективность инвестиций	Тарифные последствия	Примечание
	Наименование проекта, группы проектов	Потребность в финансировании, тыс. руб.					
ОАО "Охинская ТЭЦ	Новое строительство магистральных и квартальных тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки	62 268	Вариант 1,2	Тариф на подключение	Инвестиции окупаются с нормой прибыли согласованной регулирующим органом	Для подключения перспективных потребителей в зоне действия Охинской ТЭЦ будет установлена плата за подключение	
	Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей	1 070 488	Вариант 1,2	Средства из бюджетов различных уровней	Инвестиции не окупаются на всем сроке действия схемы теплоснабжения. Проект имеет социальную значимость и направлен в первую очередь на повышение надежности теплоснабжения потребителей	Резкий рост цены на тепловую энергию при включении капитальных затрат в тариф. При финансировании из бюджета прогнозные цены на тепловую энергию практически равны ценам на тепло без реализации данного проекта.	
	Новое строительство тепловых пунктов для обеспечения перспективной тепловой нагрузки ГВС существующих зданий	302 652	Вариант 2	Средства из бюджетов различных уровней	Инвестиции не окупаются на всем сроке действия схемы теплоснабжения.	Финансирование данного проекта из тарифа приведет к более высокому росту цен на тепловую энергию по сравнению с ростом цен на тепло без реализации указанного проекта	Не рекомендован к реализации
	Новое строительство тепловых пунктов для обеспечения перспективной тепловой нагрузки ГВС новых зданий	6 265	Вариант 2	Средства из бюджетов различных уровней	Инвестиции не окупаются на всем сроке действия схемы теплоснабжения.	Финансирование данного проекта из тарифа приведет к более высокому росту цен на тепловую энергию по сравнению с ростом цен на тепло без реализации указанного проекта	Не рекомендован к реализации
ООО «Городские сети теплоснабжения»	«Замена существующих котлов котельной № 24»	10958	Вариант 1,2	Тариф на тепловую энергию	Инвестиции окупаются с дисконтированным сроком окупаемости 7,2 года	Финансирование данного проекта из тарифа приведет к снижению прогнозных цен на тепловую энергию по сравнению с ценами на тепло без реализации указанного проекта	
	Замена существующих котлов котельной № 12	3910	Вариант 1	Тариф на тепловую энергию	Инвестиции не окупаются на всем сроке действия схемы теплоснабжения. Прогнозный срок окупаемости проекта - 2031 г.	Финансирование данного проекта из тарифа приведет к снижению после 2020 г. прогнозных цен на тепловую энергию по сравнению с ценами на тепло без реализации указанного проекта	Не рекомендован к реализации, т.к. по тарифным последствиям и инвестиционной привлекательности более оправдан вариант 2 развития котельной №12
	Ввод в эксплуатацию модульной котельной на базе трех водяных котлов типа ЗИОСАБ-175 взамен котельной № 12	4360	Вариант 2	Тариф на тепловую энергию	Инвестиции окупаются с дисконтированным сроком окупаемости 9,5 лет	Финансирование данного проекта из тарифа приведет к снижению после 2015 г. прогнозных цен на тепловую энергию по сравнению с ценами на тепло без реализации указанного проекта	
	Реконструкция тепловых сетей для обеспечения гидравлического режима в зоне действия Охинской ТЭЦ	44 301	Вариант 1,2	Тариф на транспорт тепловой энергии	Инвестиции окупаются с дисконтированным сроком окупаемости 14 лет	Финансирование данного проекта из тарифа приведет к снижению после 2016 г. прогнозных цен на тепловую энергию по сравнению с ценами на тепло без реализации указанного проекта	
	Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей в зоне действия Охинской ТЭЦ	1 509 172	Вариант 1,2	Средства из бюджетов различных уровней	Инвестиции не окупаются на всем сроке действия схемы теплоснабжения. Проект имеет социальную значимость и направлен в первую очередь на повышение надежности теплоснабжения потребителей	Резкий рост цены на тепловую энергию при включении капитальных затрат в тариф. При финансировании из бюджета прогнозные цены на тепловую энергию будут выше цен на тепло без реализации данного проекта.	
	Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей в зоне действия котельной № 12	10 907	Вариант 1,2	Средства из бюджетов различных уровней	Инвестиции не окупаются на всем сроке действия схемы теплоснабжения. Проект имеет социальную значимость и направлен в первую очередь на повышение надежности теплоснабжения потребителей	Резкий рост цены на тепловую энергию при включении капитальных затрат в тариф.	

Наименование организации	Статья затрат		Вариант развития	Предлагаемый источник финансирования	Эффективность инвестиций	Тарифные последствия	Примечание
	Наименование проекта, группы проектов	Потребность в финансировании, тыс. руб.					
МУП «ЖКХ»	Замена существующих котлов котельной № 16	9 585	Вариант 1	Тариф на тепловую энергию	Инвестиции окупаются с дисконтированным сроком окупаемости 6,3 года	Финансирование данного проекта из тарифа приведет к снижению после 2020 г. прогнозных цен на тепловую энергию по сравнению с ценами на тепло без реализации указанного проекта	Не рекомендован к реализации
	Замена существующих котлов котельной № 16 и строительство новой блочной котельной в зоне действия существующей котельной № 15	14056	Вариант 2	Тариф на тепловую энергию	Инвестиции окупаются с дисконтированным сроком окупаемости 4,2 года	Финансирование данного проекта из тарифа приведет к снижению после 2015 г. прогнозных цен на тепловую энергию по сравнению с ценами на тепло без реализации указанного проекта	Рекомендован данный вариант развития котельных №16 и №15, т.к. имеет более высокую инвестиционную привлекательность, и более приемлемые тарифные последствия
	Новое строительство тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки в зоне действия котельной с. Тунгор	16 664	Вариант 1,2	Тариф на подключение	Инвестиции окупаются с нормой прибыли согласованной регулирующим органом	Для подключения перспективных потребителей в зоне действия котельной с. Тунгор будет установлена плата за подключение	
	Новое строительство тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки в зоне действия котельной с. Некрасовка	4 967	Вариант 1,2	Тариф на подключение	Инвестиции окупаются с нормой прибыли согласованной регулирующим органом	Для подключения перспективных потребителей в зоне действия котельной с. Некрасовка будет установлена плата за подключение	
	Реконструкция тепловой сети для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей в существующей зоне действия котельной № 15	14 736	Вариант 1,2	Средства из бюджетов различных уровней	Инвестиции не окупаются на всем сроке действия схемы теплоснабжения. Проект имеет социальную значимость и направлен в первую очередь на повышение надежности теплоснабжения потребителей	Резкий рост цены на тепловую энергию при включении капитальных затрат в тариф.	
	Реконструкция тепловой сети для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей в существующей зоне действия котельной № 16	94 907	Вариант 1,2	Средства из бюджетов различных уровней	Инвестиции не окупаются на всем сроке действия схемы теплоснабжения. Проект имеет социальную значимость и направлен в первую очередь на повышение надежности теплоснабжения потребителей	Резкий рост цены на тепловую энергию при включении капитальных затрат в тариф.	
	Реконструкция тепловой сети для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей в существующей зоне действия котельной с.Тунгор	26 979	Вариант 1,2	Средства из бюджетов различных уровней	Инвестиции не окупаются на всем сроке действия схемы теплоснабжения. Проект имеет социальную значимость и направлен в первую очередь на повышение надежности теплоснабжения потребителей	Резкий рост цены на тепловую энергию при включении капитальных затрат в тариф.	
	Реконструкция тепловой сети для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей в существующей зоне действия котельной с. Москальво	24 848	Вариант 1,2	Средства из бюджетов различных уровней	Инвестиции не окупаются на всем сроке действия схемы теплоснабжения. Проект имеет социальную значимость и направлен в первую очередь на повышение надежности теплоснабжения потребителей	Резкий рост цены на тепловую энергию при включении капитальных затрат в тариф.	
	Реконструкция тепловой сети для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей в существующей зоне действия котельной Некрасовка	96 486	Вариант 1,2	Средства из бюджетов различных уровней	Инвестиции не окупаются на всем сроке действия схемы теплоснабжения. Проект имеет социальную значимость и направлен в первую очередь на повышение надежности теплоснабжения потребителей	Резкий рост цены на тепловую энергию при включении капитальных затрат в тариф.	

Анализ таблицы 7.1 показывает, что с точки зрения эффективности инвестиций и тарифных последствий более предпочтительным является развитие систем теплоснабжения Охинского городского округа в соответствии со следующими вариантами:

- для ОАО «Охинская ТЭЦ» - 1-й вариант развития;
- для ООО «Городские сети теплоснабжения» - 2-й вариант развития;
- для МУП «ЖКХ» - 2-й вариант развития;

Финансирование проектов реконструкции и нового строительства котельных, реконструкции тепловых сетей для обеспечения гидравлических режимов в предложенных вариантах развития предлагается финансировать за счет тарифа на тепловую энергию (тарифа на транспорт тепловой энергии). Финансирование проектов по подключению новых потребителей предлагается осуществлять за счет платы за подключение. Затраты на масштабные проекты по перекладкам тепловых сетей для повышения надежности теплоснабжения профинансировать за счет включения в тариф не представляется возможным, поэтому данные проекты предлагается финансировать за счет бюджетных средств через различные целевые программы в силу социальной значимости этих проектов.