

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ
К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
ГОРОДСКОГО ОКРУГА ТОЛЬЯТТИ
НА ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА**

АКТУАЛИЗИРОВАННАЯ ВЕРСИЯ НА 2016 ГОД

ГЛАВА 10

**ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ
И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ**

СОСТАВ РАБОТ

Схема теплоснабжения г. о. Тольятти. Утверждаемая часть

Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения г. о. Тольятти:

- Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения**
- Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения**
- Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения городского округа**
- Глава 4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки**
- Глава 5. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей**
- Глава 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии**
- Глава 7. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них**
- Глава 8. Перспективный топливный баланс**
- Глава 9. Оценка надежности теплоснабжения**
- Глава 10. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение**
- Глава 11. Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации**

СОДЕРЖАНИЕ

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	5
ЧАСТЬ 1 ОЦЕНКА ФИНАНСОВЫХ ПОТРЕБНОСТЕЙ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ.....	8
1.1 Строительство собственного источника площадок № 1 и № 9 (Вариант А.1) (НЕ АКТУАЛИЗИРОВАНО, так как данный вариант развития не был принят к реализации при создании схемы теплоснабжения г. о. Тольятти на период до 2030 года)	8
1.1.1 Определение стоимости прокладки трубопроводов тепловой сети для нового источника площадок № 1 и № 9 генерального плана.....	8
1.1.1.1 Площадка № 1	8
1.1.1.2 Площадка № 9	10
1.1.2 Капитальные и эксплуатационные затраты котельной	12
1.1.2.1 Капитальные затраты котельной.....	12
1.1.2.2 Эксплуатационные затраты котельной	12
1.2 Определение стоимости прокладки трубопроводов тепловой сети при реализации варианта А.2.....	16
1.3 Перенос тепловой нагрузки Комсомольского района на ТoТЭЦ и закрытие Котельной № 2 (Вариант Б.2) (НЕ АКТУАЛИЗИРОВАНО, так как данный вариант развития не был принят к реализации при создании схемы теплоснабжения г. о. Тольятти на период до 2030 года).....	17
1.4 Перенос тепловой нагрузки Комсомольского района на ТoТЭЦ и закрытие Котельной № 2 и Котельной № 8 (Вариант Б.3).....	18
1.5 Реконструкция станции ХВО установки подпитки теплосети на ТЭЦ ВАЗа.....	20
1.6 Перевод с открытой схемы подключения ГВС на закрытую с автоматизацией ИТП	22
1.6.1 Перечень рекомендуемых к модернизации ИТП г. о. Тольятти.....	22
1.6.2 Перевод с открытой схемы подключения ГВС на закрытую ИТП потребителей тепловой энергии от источников ВоТГК.....	25
1.7 Строительство и реконструкция тепловых сетей.....	27
1.8 Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения	30
ЧАСТЬ 2 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ИСТОЧНИКАМ ИНВЕСТИЦИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ ФИНАНСОВЫЕ ПОТРЕБНОСТИ.....	32
ЧАСТЬ 3 РАСЧЕТЫ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ.....	33
3.1 Описание экономической модели мероприятий	33
3.1.1 Принятые в расчетах коэффициенты и ставки налогов.....	34
3.1.1.1 Норма дисконта	34
3.1.1.2 Срок полезного использования и амортизационные отчисления.....	34
3.1.1.3 Ставки налогов и страховые взносы.....	34
3.1.1.4 Горизонт планирования	34
3.1.1.5 Учет инфляции.....	34

3.1.2 Критерии эффективности и инвестиционной привлекательности мероприятий.....	36
3.1.2.1 Чистый доход.....	36
3.1.2.2 Простой срок окупаемости.....	36
3.1.2.3 Чистый дисконтированный доход.....	37
3.1.2.4 Дисконтированный срок окупаемости.....	37
3.1.2.5 Внутренняя норма доходности.....	38
3.1.2.6 Индекс доходности инвестиций.....	39
3.1.2.7 Индекс доходности дисконтированных инвестиций.....	39
3.2 Расчет эффективности инвестиций в строительство нового источника площадок № 1 и № 9 (Вариант А.1) (НЕ АКТУАЛИЗИРОВАНО, так как данный вариант развития не был принят к реализации при создании схемы теплоснабжения г. о. Тольятти на период до 2030 года).....	41
3.2.1 Площадка № 1.....	41
3.2.2 Площадка № 9.....	46
3.3 Расчет эффективности инвестиций стоимости прокладки трубопроводов тепловой сети при реализации варианта А.2.....	51
3.4 Расчет эффективности инвестиций переноса тепловой нагрузки Комсомольского района на ТоТЭЦ и закрытия Котельной № 2 (Вариант Б.2) (НЕ АКТУАЛИЗИРОВАНО, так как данный вариант развития не был принят к реализации при создании схемы теплоснабжения г. о. Тольятти на период до 2030 года).....	54
3.5 Расчет эффективности инвестиций переноса тепловой нагрузки Комсомольского района на ТоТЭЦ и закрытия Котельной № 2 и Котельной № 8 (Вариант Б.3).....	61
3.6 Расчет эффективности инвестиций при переводе с открытой схемы подключения ГВС на закрытую с автоматизацией ИТП потребителей тепловой энергии от источников ВоТГК.....	64
3.6.1 Пример перевода с открытой схемы подключения ГВС на закрытую с автоматизацией одного ИТП.....	64
3.6.1.1 Расчет экономии при автоматизации ИТП.....	65
3.6.2 Расчет эффективности инвестиций при переводе с открытой схемы подключения ГВС на закрытую с автоматизацией ИТП потребителей тепловой энергии.....	67
ЧАСТЬ 4 РАСЧЕТЫ ЦЕНОВЫХ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЛЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММ СТРОИТЕЛЬСТВА, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕООРУЖЕНИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	70
4.1 Ценовые последствия для потребителей при реализации вариантов развития Автозаводского района (вариант А.1 и А.2) (НЕ АКТУАЛИЗИРОВАНО, так как некоторые варианты развития не были приняты к реализации при создании схемы теплоснабжения г. о. Тольятти на период до 2030 года).....	70
4.2 Ценовые последствия для потребителей при реализации вариантов развития Центрального и Комсомольского районов (вариант Б.1, Б.2 и Б.3) (НЕ АКТУАЛИЗИРОВАНО, так как некоторые варианты развития не были приняты к реализации при создании схемы теплоснабжения г. о. Тольятти на период до 2030 года).....	73
4.3 Ценовые последствия для потребителей при реализации вариантов А.2 и Б.3.....	76
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	77

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

DPP – дисконтированный срок окупаемости (discounted payback period).

PP – простой срок окупаемости (payback period).

АИТ – автономный источник тепловой энергии.

ВНД (IRR) – внутренняя норма доходности (internal return rate).

ВоКС – Общество с ограниченной ответственностью «Волжские коммунальные системы» (ООО «Волжские коммунальные системы»).

ВоТГК – Открытое акционерное общество «Волжская территориальная генерирующая компания» (ОАО «Волжская ТГК», ТГК-7) 15 июня 2015 года в Единый государственный реестр юридических лиц внесена запись о регистрации изменений в учредительных документах ОАО «Волжская ТГК». Компания получила новое наименование — Публичное акционерное общество «Т Плюс» (ПАО «Т Плюс»)

г. о. Тольятти – городской округ Тольятти.

ГВС – горячее водоснабжение.

ДУМИ – департамент по управлению муниципальным имуществом Мэрии г. о. Тольятти.

ЖКХ – жилищно-коммунальное хозяйство.

ИД (PI) – индекс доходности инвестиций (profitability index).

ИДД (DPI) – индекс доходности дисконтированных инвестиций (discounted profitability index).

ИТП – индивидуальный тепловой пункт.

ИТЭ – источник тепловой энергии.

КА – котлоагрегат.

Котельная № 2 – производственная отопительная котельная № 2 г. о. Тольятти (Комсомольский район).

Котельная № 8 – отопительная котельная № 8 г. о. Тольятти (Комсомольский район, мкрн. Шлюзовой).

КПД – коэффициент полезного действия.

мкрн. – микрорайон.

МТС – магистральная тепловая сеть.

НВВ – необходимая валовая выручка.

НГВ – насосная горячей воды.

НДС – налог на добавленную стоимость.

НС – насосная станция.

Обосновывающие материалы – обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения, являющиеся ее неотъемлемой частью, разработанные в соответствии с п. 18 Требований к схемам теплоснабжения (утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154).

ПВ – промышленная (техническая) вода.

ППР – планово-предупредительный ремонт.

ППУ – пенополиуретан.

ПТЭ – «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» (М.: СПО ОРГРЭС, 2003 г.).

РТН – Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор).

СВ – система вентиляции.

СО – система отопления.

СПИ – срок полезного использования.

СФ ВоТГК – Самарский филиал ОАО «Волжская ТГК».

ТЕВИС – Открытое акционерное общество «ТЕВИС» (ОАО «ТЕВИС»).

ТОА – теплообменный аппарат.

ТоТЭЦ – Тольяттинская ТЭЦ Самарского филиала ОАО «Волжская ТГК».

ТП – тепловой пункт.

ТС – тепловая сеть.

ТСО – теплоснабжающая организация.

ТУТС Тольятти – Территориальное управление по теплоснабжению в г. о. Тольятти, производственное предприятие Самарского филиала ОАО «Волжская ТГК».

ТФУ – теплофикационная установка.

ТЭП – технико-экономические показатели.

ТЭР – топливно-энергетические ресурсы.

ТЭЦ ВАЗа – ТЭЦ Волжского автозавода Самарского филиала ОАО «Волжская ТГК».

УПТС – установки для подпитки тепловых сетей.

УУТЭ – узел учета тепловой энергии.

ХВП – химводоподготовка.

ХОВ – химически очищенная вода.

ХПВ – хозяйственно-питьевая вода.

ЦОК – центральная отопительная котельная г. о. Тольятти (Центральный район), законсервирована.

ЦТП – центральный тепловой пункт.

ЧД (NV) – чистый доход (net value).

ЧДД (NPV) – чистый дисконтированный доход (net present value).

ЭР – энергетический ресурс.

ЭСМ – энергосберегающие мероприятия.

В схеме теплоснабжения рассмотрено пять сценариев развития системы теплоснабжения г. о. Тольятти, обозначенные:

- **Вариант А.1** – Вариант развития Автозаводского района, при котором планируется присоединение строительных площадок Генерального плана к ТЭЦ ВАЗа, за исключением площадок № 1 и № 9, которые подключаются к собственным котельным;
- **Вариант А.2** – Вариант развития Автозаводского района, при котором планируется присоединение строительных площадок Генерального плана в полном объеме к ТЭЦ ВАЗа, в том числе площадок № 1 и № 9;
- **Вариант Б.1** – Тольяттинская ТЭЦ, Котельная № 2 и Котельная № 8 остаются самостоятельными источниками тепловой энергии в своих районах;
- **Вариант Б.2** – Перенос тепловой нагрузки Комсомольского района на ТоТЭЦ и закрытие Котельной № 2;
- **Вариант Б.3** – Перенос тепловой нагрузки на Котельной № 2 и Котельной № 8 ТоТЭЦ и закрытие указанных котельных.

Варианты А.1 и А.2 альтернативны друг другу.

Варианты Б.1, Б.2 и Б.3 альтернативны друг другу.

Актуализация на 2016 год схемы теплоснабжения городского округа Тольятти на период до 2030 года производилась только по принятым к реализации вариантам развития системы теплоснабжения. Это сценарий, сочетающий варианты А.2, Б.3. Остальные варианты оставлены в актуализированной версии без изменений.

ЧАСТЬ 1 ОЦЕНКА ФИНАНСОВЫХ ПОТРЕБНОСТЕЙ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

В настоящей Главе все стоимости приведены без учета НДС, если не указано иное.

1.1 Строительство собственного источника площадок № 1 и № 9 (Вариант А.1) (НЕ АКТУАЛИЗИРОВАНО, так как данный вариант развития не был принят к реализации при создании схемы теплоснабжения г. о. Тольятти на период до 2030 года)

1.1.1 Определение стоимости прокладки трубопроводов тепловой сети для нового источника площадок № 1 и № 9 генерального плана

Исходя из характеристик объектов-аналогов с тепловой нагрузкой, приведенной к перспективной нагрузке площадок, был определен необходимый объем строительства тепловых сетей. Стоимость строительства тепловых сетей рассчитывалась на основании стоимости объектов-аналогов, приведенной по условному диаметру трубопроводов.

Стоимость строительства тепловых сетей включается в капитальные затраты строительства котельных при расчете срока окупаемости. При укрупненном расчете условно постоянные затраты на эксплуатацию тепловых сетей рассчитывались по удельному значению затрат на 1 км сети, определенному на основании приведенной стоимости эксплуатации объектов-аналогов, и равному 530 тыс. руб./км.

Строительство сетей принималось для расчета по следующему плану:

- 2014 год – проектные работы;
- 2015 год – строительство 25% сетей;
- 2016 год – строительство 25% сетей;
- 2017 год – строительство 50% сетей;

Срок полезного использования сетей для начисления амортизационных отчислений принят в соответствии с Постановлением правительства Российской Федерации о классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы равным 7 лет. В соответствии с п. 10.1 СП 124.13330.2011 Тепловые сети (Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 Тепловые сети), расчетный срок службы стальных и чугунных трубопроводов – не менее 30 лет. В связи с этим в расчетах экономической эффективности принимается, что эксплуатация тепловых сетей продолжается с остаточной нулевой стоимостью (после начисления амортизационных отчислений) еще 23 года.

1.1.1.1 Площадка № 1

Объем тепловой сети площадки № 1 прогнозируется на уровне 1000 м³. Средневзвешенный условный диаметр такой системы составляет 2 Ду = 250 мм, протяженность сетей L = 13 000 м в двухтрубном исчислении.

Полученная в результате расчетов стоимость строительства тепловых сетей прогнозируется на уровне 657 млн. руб. в ценах 2013 года. Ориентировочный расчет приведен в таблице ниже.

Т а б л и ц а 1 – Расчет стоимости прокладки трубопроводов тепловой сети Площадки № 1

Тип прокладки	Условный диаметр, мм	Длина участка, м	Стоимость для одной трубы на 2013 г., тыс. руб./м	Итого стоимость перекладки/строительства в ценах 2013 г., тыс. руб.
Подземная бесканальная	80	730	16,967	24 772
Подземная бесканальная	80	1980	16,967	67 190
Подземная бесканальная	100	1810	18,282	66 182
Подземная бесканальная	150	1780	20,255	72 107
Подземная бесканальная	200	1100	23,495	51 690
Подземная бесканальная	250	1290	24,511	63 238
Подземная бесканальная	300	1210	26,967	65 260
Подземная бесканальная	400	1210	31,548	76 347
Подземная бесканальная	500	690	39,489	54 495
Подземная бесканальная	700	610	56,180	68 540
Надземная	800	410	58,061	47 610
ИТОГО		12 820		657 432

Т а б л и ц а 2 – Стоимость строительства тепловой сети с учетом инфляции, тыс. руб.

	2013	2014	2015	2016	2017
Индекс цен СМР, оборудование и проектные работы	107,4	107,4	106,7	106,6	106,4
ПИР	30 030	32 252	34 413	36 670	39 019
СМР					
25 % ТС в 2015 г.	107 250	115 187	122 904	130 963	139 352
25 % ТС в 2016 г.	107 250	115 187	122 904	130 963	139 352
50 % ТС в 2017 г.	214 500	230 373	245 808	261 926	278 705
Оборудование					
25 % ТС в 2015 г.	57 750	62 024	66 179	70 519	75 036
25 % ТС в 2016 г.	57 750	62 024	66 179	70 519	75 036
50 % ТС в 2017 г.	115 500	124 047	132 358	141 037	150 072
ИТОГО:		32 252	189 083	201 481	428 776

1.1.1.2 Площадка № 9

Объем тепловой сети площадки № 9 прогнозируется на уровне 2400 м³. Средневзвешенный условный диаметр такой системы составляет $2 D_u = 300$ мм., протяженность сетей $L = 22\ 000$ м в двухтрубном исчислении.

Полученная в результате расчетов стоимость строительства тепловых сетей прогнозируется на уровне 1 305 млн. руб. в ценах 2013 года. Ориентировочный расчет приведен в таблице ниже.

Т а б л и ц а 3 – Расчет стоимости прокладки трубопроводов тепловой сети Площадки № 9

Тип прокладки	Условный диаметр, мм	Длина участка, м	Стоимость для одной трубы на 2013г., тыс. руб./м	Итого стоимость перекладки/строительства в ценах 2013 г., тыс. руб.
Подземная бесканальная	80	880	16,967	29 862
Подземная бесканальная	80	1970	16,967	66 851
Подземная бесканальная	100	1980	18,282	72 398
Подземная бесканальная	150	1940	20,255	78 589
Подземная бесканальная	200	2550	23,495	119 827
Подземная бесканальная	250	2600	24,511	127 456
Подземная бесканальная	300	3130	26,967	168 813
Подземная бесканальная	400	2130	31,548	134 396
Подземная бесканальная	500	2600	39,489	205 345
Подземная бесканальная	700	1620	56,180	182 023
Надземная	800	1030	58,061	119 606
ИТОГО		22 430		1 305 166

Т а б л и ц а 4 – Стоимость строительства тепловой сети с учетом инфляции, тыс. руб.

	2013	2014	2015	2016	2017
Индекс цен СМР, оборудование и проектные работы	107,4	107,4	106,7	106,6	106,4
ПИР	59 605	64 016	68304,82659	72783,64754	77446,10522
СМР					
25 % ТС в 2015 г.	212 875	228 628	243 946	259 942	276 593
25 % ТС в 2016 г.	212 875	228 628	243 946	259 942	276 593
50 % ТС в 2017 г.	425 750	457 256	487 892	519 883	553 186
Оборудование					
25 % ТС в 2015 г.	114 625	123 107	131 355	139 969	148 935
25 % ТС в 2016 г.	114 625	123 107	131 355	139 969	148 935
50 % ТС в 2017 г.	229 250	246 215	262 711	279 937	297 870
ИТОГО:		64 016	375 301	399 910	851 056

1.1.2 Капитальные и эксплуатационные затраты котельной

Расчет капитальных и эксплуатационных затрат производился по методическим рекомендациям к выбору оптимальной схемы теплоснабжения, издательство МЭИ, 2006 г, приведенной ниже. Все ценовые показатели переведены в соответствие с нынешним уровнем цен по индексам изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ для котельных. Ориентировочное изменение тарифов и инфляция по годам приняты в соответствии Прогнозом социально-экономического развития МЭР РФ до 2030 года.

1.1.2.1 Капитальные затраты котельной

Общие капитальные затраты в строительство котельной рассчитывались по формуле:

$$K_K = (K_{2a} + \sum_{i=1}^m K_{\text{пai}} n_{\text{пai}}) k_m, \text{ где}$$

K_{2a} – капитальные вложения в первые два котла (включают все расходы на строительство помимо оборудования), тыс. руб.;

$K_{\text{пai}}$ – капитальные вложения в последующий котел i -го типа, тыс. руб.;

$n_{\text{пai}}$ – количество последующих котлов i -го типа;

m – количество типов последующих котлов;

k_m – коэффициент, учитывающий район размещения (для Самарской области 1,02).

Т а б л и ц а 5 – Расчет капитальных затрат в котельную площадки № 1

Наименование		Единица измерения	Значение
Капитальные вложения в первые два котла КВГМ-30		тыс. руб.	199 200
Капитальные вложения в последующий котел i – ого типа	КВГМ-10	тыс. руб.	8 635
	КВГМ-30	тыс. руб.	21 351
Количество последующих котлов i – ого типа	КВГМ-10	шт.	2
	КВГМ-30	шт.	1
Коэффициент, учитывающий район размещения			1,02
Капитальные затраты в строительство котельной		тыс. руб.	242 578

Т а б л и ц а 6 – Расчет капитальных затрат в котельную площадки № 9

Наименование		Единица измерения	Значение
Капитальные вложения в первые два котла КВГМ-100		тыс. руб.	664 000
Капитальные вложения в последующий котел i – ого типа	КВГМ-30	тыс. руб.	21 351
	КВГМ-30	шт.	3
Коэффициент, учитывающий район размещения			1,02
Капитальные затраты в строительство котельной		тыс. руб.	742 613

1.1.2.2 Эксплуатационные затраты котельной

Годовые эксплуатационные расходы на производство тепловой энергии в котельной складываются из следующих составляющих:

$$Ик = Ит + Иэ + Иам + Ирем + Изп + Ипр, \text{ где}$$

Ит – годовые затраты на топливо, тыс. руб./год;

Иэ – годовые затраты на электроэнергию, тыс. руб./год;

Иам – годовые амортизационные отчисления, тыс. руб./год;

Ирем – годовые затраты на ремонт оборудования (заработная плата ремонтного персонала, запасные части, материалы и пр.), тыс. руб./год;

Изп – заработная плата (основная и дополнительная) эксплуатационного персонала с начислениями без административно – управленческого и ремонтного персонала, тыс. руб./год;

Ипр – прочие годовые производственные затраты (расходы по охране труда, на спецодежду, анализ топлива, содержание зданий, административно-управленческие расходы и пр.), тыс. руб./год.

Затраты на топливо

Количество потребляемого топлива, т у.т./год:

$$B_{у.т.} = \frac{142,86Q_{пр}}{\eta_k}, \text{ где}$$

$$Q_{пр} = Q_{потр} \left(1 + \frac{\alpha_{пот}}{100}\right);$$

$Q_{пр}$ – годовое количество тепловой энергии, выдаваемое котельной, ГДж/год;

η_{ki} – значение КПД котельной, 90%;

$Q_{потр}$ – потребность в тепловой энергии, ГДж/год;

$\alpha_{пот}$ – величина потерь при передаче тепловой энергии, 10 % (величина перспективных потерь по расчету).

Расход натурального топлива, т/год:

$$B_{н.т.} = B_{у.т.} \frac{Q_{н.т.}^p}{Q_{н.т.}^p}, \text{ где}$$

$Q_{н.т.}^p$ – низшая теплота сгорания натурального топлива;

$Q_{н.т.}^p$ – низшая теплота сгорания условного топлива.

Затраты на топливо, тыс. руб./год

$$И_t = B_{н.т.} \cdot Ц_t, \text{ где}$$

$Ц_t$ – цена натурального топлива, руб./т.

Затраты на электроэнергию

$$И_э = b_{э.т.пр} \cdot Q_{пр} \cdot Ц_э^{cp}, \text{ где}$$

$b_{э.т.пр}$ – удельный расход электроэнергии на производство тепла промышленными котельными 3,105 кВт·ч/ГДж;

$Q_{пр}$ – годовое количество тепловой энергии, ГДж/год;

$Ц_э^{cp}$ – средний тариф на электроэнергию, руб./кВт·ч.

Затраты на амортизацию и ремонт

$$И_{ам} + И_{рем} = \alpha_{ам} K_k + \alpha_{рем} K_{котл.}, \text{ где}$$

$\alpha_{ам}$, $\alpha_{рем}$ – норма отчислений на амортизацию и ремонт, 1/год.

Норма отчислений на амортизацию рассчитывается исходя из полезного срока использования котлов 10 лет и равна 0,1.

Норма на ремонт на промышленных котельных рекомендуется принимать в размере 0,075.

K_k – капитальные вложения в котельную, млн. руб.;

$K_{\text{котл.}}$ – капитальные вложения в котлы, млн. руб.;

Затраты на заработную плату

Затраты на заработную плату с начислениями:

$$I_{\text{зп}} = n_{\text{пр.к.}} \cdot \Phi_{\text{зп}}, \text{ где}$$

$\Phi_{\text{зп}}$ – среднегодовой фонд заработной платы одного производственного работника, который может приниматься для промышленной котельной в пределах 350 – 450 тыс. руб./чел. год);

$n_{\text{пр.к.}}$ – численность эксплуатационного персонала, чел.

Численность эксплуатационного персонала промышленных котельных определяется по нормам удельной численности персонала и установленной мощности:

$$n_{\text{пр.к.}} = n_{\text{пр.к.уд.}} \cdot Q_{\text{потр}}, \text{ где}$$

$n_{\text{пр.к.уд.}}$ – удельная численность 0,025 чел./ГДж/ч).

Прочие годовые эксплуатационные расходы

$$I_{\text{пр}} = \alpha_{\text{пр}} I_{\text{зп}}, \text{ где}$$

$\alpha_{\text{пр}}$ – коэффициент, учитывающий долю прочих затрат, в долях от затрат на заработную плату, принимается в пределах 0,5–0,6.

В таблице ниже представлены годовые эксплуатационные затраты котельной с учетом индексации цен 2013 года.

Т а б л и ц а 7 – Эксплуатационные затраты котельной площадки № 1 по годам

Наименование		2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Годовые эксплуатационные затраты котельной, тыс. руб./год	на топливо	116 974	156 533	190 692	221 339	254 096	289 459	327 979	370 277	417 058	431 674	444 795	456 245	465 867
	на электроэнергию	5 977	7 743	9 736	11 671	13 741	15 943	18 272	20 723	23 288	24 032	24 672	25 196	25 596
	на ремонт	7 621	8 012	8 404	8 764	9 103	9 455	9 820	10 200	10 594	10 875	11 164	11 460	11 764
	на заработную плату	1 537	1 616	1 695	1 767	1 836	1 907	1 980	2 057	2 136	2 193	2 251	2 311	2 372
	амортизация	29 621	29 621	29 621	29 621	29 621	29 621	29 621	29 621	29 621	29 621	0	0	0
	налог на имущество	15 819	21 924	18 596	15 267	11 939	8 611	5 283	1 955	1 303	652	0	0	0
	на прочие расходы	922	969	1 017	1 060	1 101	1 144	1 188	1 234	1 282	1 316	1 351	1 387	1 423
	Итого	178 471	226 418	259 761	289 490	321 437	356 140	394 143	436 067	485 282	500 363	484 233	496 599	507 022

Т а б л и ц а 8 – Эксплуатационные затраты котельной площадки № 9 по годам

Наименование		2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Годовые эксплуатационные затраты котельной, тыс. руб./год	на топливо	325 314	435 332	530 329	615 561	706 661	805 009	912 137	1 029 771	1 159 873	1 200 522	1 237 011	1 268 854	1 295 613
	на электроэнергию	16 622	21 535	27 078	32 458	38 214	44 338	50 817	57 633	64 766	66 836	68 614	70 071	71 183
	на ремонт	16 316	17 154	17 993	18 763	19 488	20 242	21 024	21 837	22 681	23 283	23 901	24 535	25 185
	на заработную плату	4 274	4 493	4 713	4 915	5 105	5 302	5 507	5 720	5 941	6 099	6 261	6 427	6 597
	амортизация	90 680	90 680	90 680	90 680	90 680	90 680	90 680	90 680	90 680	90 680	0	0	0
	налог на имущество	38 413	49 829	42 521	35 214	27 907	20 599	13 292	5 985	3 990	1 995	0	0	0
	на прочие расходы	2 564	2 696	2 828	2 949	3 063	3 181	3 304	3 432	3 565	3 659	3 757	3 856	3 958
	Итого	494 183	621 719	716 143	800 540	891 118	989 352	1 096 762	1 215 058	1 351 496	1 393 074	1 339 544	1 373 743	1 402 536

1.2 Определение стоимости прокладки трубопроводов тепловой сети при реализации варианта А.2

Для реализации проекта по подключению к ТЭЦ ВАЗа тепловых нагрузок площадок № 1 и № 9 потребуется комплекс мероприятий:

- строительство нового участка от камеры УЗ.1-10-6 к площадке №9 протяженностью 2000 м, Ду 400 мм;
- строительство нового участка от камеры УЗ.2-13-2в к площадке №1 протяженностью 400 м, Ду 200 мм
- перекладка от ТЭЦ до УЗ.1-1/П-4 с увеличением диаметра тепловывода-I 2 Ду 1000 мм на 2 Ду 1200 мм протяженностью 2343 м (сети на балансе ОАО «ТЕВИС»).

Т а б л и ц а 1 – Стоимость мероприятий варианта А.2

Вид работ	Стоимость, тыс. руб.
Строительство нового участка от камеры УЗ.1-10-6 к площадке №9 протяженностью 2000 м, Ду 400 мм	125 009
Строительство нового участка от камеры УЗ.2-13-2в к площадке №1 протяженностью 400 м, Ду 200 мм	13 833
Перекладка от ТЭЦ до УЗ.1-1/П-4 с увеличением диаметра тепловывода-I 2 Ду 1000 мм на 2 Ду 1200 мм протяженностью 2343 м	400 976
ИТОГО:	539 817

Затраты на СМР и стоимость оборудования и материалов составляют 65% и 35% соответственно. Затраты на проектно-изыскательские работы приняты в размере 7% от СМР.

Т а б л и ц а 2 – Итоговая стоимость мероприятий варианта А.2

Вид работ	Стоимость, тыс. руб.
ПИР	24 536
Оборудование и материалы	193 030
СМР	353 997
ИТОГО:	571 563

Итого капитальные затраты на реализацию варианта А.2 составят 571 563 тыс. руб. в ценах 2014 года.

1.3 Перенос тепловой нагрузки Комсомольского района на ТоТЭЦ и закрытие Котельной № 2 (Вариант Б.2) (НЕ АКТУАЛИЗИРОВАНО, так как данный вариант развития не был принят к реализации при создании схемы теплоснабжения г. о. Тольятти на период до 2030 года)

Для реализации проекта по переносу тепловой нагрузки Комсомольского района на ТоТЭЦ и закрытие Котельной № 2 на тепловых сетях потребуется комплекс мероприятий:

- увеличение диаметра трубопровода 2-й магистрали ТоТЭЦ от ГВР-37300001 до 02-ТК-20100000 с 2 Ду 800 мм на 2 Ду 1000 мм протяженностью 1194 м;
- строительство новой теплотрассы от ЦОК до Котельной № 2 протяженностью 4,5 км с 2 Ду 1000 мм;
- реконструкция насосной станции Котельной № 2 с монтажом насосов в количестве 4 шт. марки СЭ-1250-45 (один в резерве) с установкой на обратной линии (трубопроводе);
- реконструкция насосной станции ЦОК с переобвязкой насосов и заменой автоматики в количестве 4 шт. марки Д-1250-65 (один в резерве) с установкой на подающей линии (трубопроводе).

Стоимость строительства тепловых сетей и насосных станций рассчитывалась на основании стоимости объектов-аналогов. Приняты данные по стоимости строительства новых участков трубопроводов в городских условиях с высокими затратами на монтажные работы и на работы связанные с благоустройством территории.

Т а б л и ц а 9 – Стоимость мероприятий варианта Б.2

Вид работ	Стоимость, тыс. руб.
увеличение диаметра трубопровода 2-й магистрали ТоТЭЦ от ГВР-37300001 до 02-ТК-20100000 с 2 Ду 800 мм на 2 Ду 1000 мм протяженностью 1194 м	172 605
строительство новой теплотрассы от ЦОК до Котельной № 2 протяженностью 4,5 км с 2 Ду 1000 мм	650 520
реконструкция насосной станции Котельной № 2 с монтажом насосов в количестве 4 шт. марки СЭ-1250-45 (один в резерве) с установкой на обратной линии (трубопроводе) реконструкция насосной станции ЦОК с переобвязкой насосов и заменой автоматики в количестве 4 шт. марки Д-1250-65 (один в резерве) с установкой на подающей линии (трубопроводе)	5 000
ИТОГО:	828 125

Затраты на СМР и стоимость оборудования и материалов составляют 65% и 35% соответственно. Затраты на проектно-изыскательские работы приняты в размере 7% от СМР.

Т а б л и ц а 10 – Итоговая стоимость мероприятий варианта Б.2

Вид работ	Стоимость, тыс. руб.
ПИР	37 680
Оборудование и материалы	289 844
СМР	538 281
ИТОГО:	865 804

Итого капитальные затраты всех мероприятий составят 865 804 тыс. руб. в ценах 2013 года.

1.4 Перенос тепловой нагрузки Комсомольского района на ТоТЭЦ и закрытие Котельной № 2 и Котельной № 8 (Вариант Б.3)

Для реализации проекта по переносу тепловой нагрузки Комсомольского района на ТоТЭЦ и закрытия Котельной № 2 и Котельной № 8 потребуется комплекс мероприятий:

- строительство новой теплотрассы от ЦОК до Котельной № 2 протяженностью 4,5 км с 2 Ду 1000 мм;
- перекладка участка трубопровода от Котельной № 2 (СТК-100) до УТ-2 протяженностью 794 м с 2 Ду 480 мм на 2 Ду 600 мм;
- перекладка участка трубопровода от УТ-2 до УТ-3 протяженностью 431 м с 2 Ду 480 мм на 2 Ду 600 мм;
- перекладка участка трубопровода от УТ-3 до СТК-36 протяженностью 133 м с 2 Ду 426 мм на 2 Ду 600 мм;
- перекладка участка трубопровода от СТК-36 до МТК-20 протяженностью 1343 м с 2 Ду 426 мм на 2 Ду 600 мм;
- перекладка участка трубопровода от МТК-20 до ТК-1-1(Котельная № 8) с 2 Ду 400 мм на 2 Ду 500 мм протяженностью 1000 м;
- перекладка участка трубопровода от УТ-2 до УТ-3 с 2 Ду 250 мм на 2 Ду 400 мм протяженностью 204 м;
- перекладка участка трубопровода от УТ-3 до ЦТП-61 с 2 Ду 250 мм на 2 Ду 300 мм протяженностью 180 м;
- реконструкция насосной станции Котельной № 2 с монтажом насосов в количестве 4 шт. марки СЭ-500-70 (один в резерве) и 4 шт. марки СЭ-1250-45 (один в резерве);
- реконструкция насосной станции ЦОК с монтажом насосов и заменой автоматики в количестве 5 шт. марки СЭ-1250-45 (один в резерве) с установкой на подающей линии (трубопроводе).

Стоимость строительства тепловых сетей и насосных станций рассчитывалась на основании стоимости объектов-аналогов. Приняты данные по стоимости строительства новых участков трубопроводов в городских условиях с высокими затратами на монтажные работы и на работы связанные с благоустройством территории.

Т а б л и ц а 11 – Стоимость мероприятий варианта Б.3

Мероприятие	Суммарная протяженность, м	Диаметр, мм	Стоимость в ценах 2014 года без НДС, тыс. руб.
Строительство тепловых сетей			
строительство новой теплотрассы от ЦОК до Котельной № 2 протяженностью 4,5 км с 2 Ду 1000 мм	4 500	1 000	679 143
перекладка участка трубопровода от Котельной № 2 (СТК-100) до УТ-2 протяженностью 794 м с 2 Ду 480 мм на 2 Ду 600 мм	794	600	71 118
перекладка участка трубопровода от УТ-2 до УТ-3 протяженностью 431 м с 2 Ду 480 мм на 2 Ду 600 мм	431	600	38 604
перекладка участка трубопровода от УТ-3 до СТК-36 протяженностью 133 м с 2 Ду 426 мм на 2 Ду 600 мм	133	600	11 913
перекладка участка трубопровода от СТК-36 до МТК-20 протяженностью 1343 м с 2 Ду 426 мм на 2 Ду 600 мм	1 343	600	120 291
перекладка участка трубопровода от МТК-20 до ТК-1-1(Котельная № 8) с 2 Ду 400 мм на 2 Ду 500 мм протяженностью 1000 м	1 000	500	78 999
перекладка участка трубопровода от УТ-2 до УТ-3 с 2 Ду 250 мм на 2 Ду 400 мм протяженностью 204 м	204	400	13 438
перекладка участка трубопровода от УТ-3 до ЦТП-61 с 2 Ду 250 мм на 2 Ду 300 мм протяженностью 180 м	159	300	10 135
Строительство и реконструкция насосных станций			
- реконструкция насосной станции Котельной № 2 с монтажом насосов в количестве 4 шт. марки СЭ-500-70 (один в резерве) и 4 шт. марки СЭ-1250-45 (один в резерве)	-	-	7 308
- реконструкция насосной станции ЦОК с монтажом насосов и заменой автоматики в количестве 5 шт. марки СЭ-1250-45 (один в резерве) с установкой на подающей линии (трубопроводе)	-	-	
ИТОГО:			1 030 949

Затраты на СМР и стоимость оборудования и материалов составляют 65% и 35% соответственно. Затраты на проектно-изыскательские работы приняты в размере 7% от СМР.

Т а б л и ц а 12 – Итоговая стоимость мероприятий варианта Б.3

Вид работ	Стоимость, тыс. руб.
ПИР	46 908
Оборудование и материалы	360 832
СМР	670 117
ИТОГО:	1 077 857

Итого капитальные затраты всех мероприятий составят 1 077 857 тыс. руб. в ценах 2014 года.

1.5 Реконструкция станции ХВО установки подпитки теплосети на ТЭЦ ВАЗа

Стоимость мероприятий и по реконструкции станции ХВО и эксплуатационных затрат рассчитывалась на основании стоимости объектов-аналогов и опыта их эксплуатации.

Т а б л и ц а 13 – Укрупнённые капитальные затраты

№ пп.	Наименование оборудования/работ	Кол-во	Стоимость, тыс. руб. с НДС (Варианты А.1 и А.2 с учетом производительности по очищенной воде 360 - 378 м³/ч)
1	Насосная станция исходной сырой воды Wilo COR-6 Helix V 5204, включая: - насосы исходной воды, 5шт.; - шкаф управления, 1шт.; - преобразователь частоты, 1шт.	1 комплект	3 500,00
2	Насосы-дозаторы силиката натрия ДМН-291, включая: - насосы-дозаторы силиката натрия, 2шт.; - шкаф управления, 1шт.; - преобразователь частоты, 1шт.	1 комплект	1 800,00
3	Насосы-дозаторы ОЭДФ ДМН-1150, включая: - насосы-дозаторы ОЭДФ, 3шт.; - шкаф управления, 1шт.; - преобразователь частоты, 1шт.	1 комплект	2 100,00
4	Насосы-дозаторы щелочи ДМН-332, включая: - насосы-дозаторы гидроксида натрия, 2шт.; - шкаф управления, 1шт.; - преобразователь частоты, 1шт.	1 комплект	3 800,00
5	Установка декарбонизации воды Forbes, включая: -декарбонизатор - 2 шт.; -вентилятор - 2 шт., -приборы КИПиА; -фильтрующую загрузку	1 комплект	32 000,00
6	Насосная станция химочищенной воды Wilo COR-6 Helix V 5204, включая: - насосы исходной воды, 5шт.; - шкаф управления, 1шт.; - преобразователь частоты, 1шт.	1 комплект	3 500,00
7	Проектные и монтажные работы, включая: -ПИР; -СМР; -Демонтажные работы (фильтры, баки, деаэраторы); -ПНР		180 000,00
ИТОГО			226 700,00

Т а б л и ц а 14 – Укрупнённые эксплуатационные затраты

Наименование показателя	Ед. измер.	Цена тыс. руб. без НДС/ед.	Существующий вариант с учетом производительности по очищенной воде 5500 м³/ч		Вариант А.1 Применение существующих ионообменных материалов		Вариант А.2 Применение существующих ионообменных материалов	
			Велич.	Стоимость, тыс. руб. (без НДС)	Велич.	Стоимость, тыс. руб. (без НДС)	Велич.	Стоимость, тыс. руб. (без НДС)
Расчетная производительность ХВО по хим. очищенной воде	м³/ч		5 500,00		360		378	
	м³/сут		132 000,00		8 640,00		9 072,00	
	тыс. м³/год		19 822,50		1 297,47		1 362,35	
Количество стоков с регенераций Na-катионитовых фильтров I ступени	м³/ч		129,72		7,52		7,48	
	м³/сут		3 113,36		180,5		179,56	
	тыс. м³/год		467,54		27,11		26,96	
Сброс химзагрязненных стоков	тыс. м³/год	17,59	467,54	8 223,95	27,11	476,79	26,96	474,31
Расчетная потребность системы в исходной водопроводной воде	м³/ч		5 629,05		367,47		385,43	
	м³/сут		135 097,18		8 819,29		9 250,35	
	тыс. м³/год		20 287,60		1 324,40		1 389,13	
Потребность в исходной водопроводной воде	тыс. м³/год	9,58	20 287,60	194 355,25	1 324,40	12 687,71	1 389,13	13 307,86
<u>Расход реагентов и материалов:</u>								
H2SO4 (92%)	т/год	22,9	1 332,73	30 519,63	99,96	2 289,17	99,44	2 277,27
Ионообменный материал сульфуголь (досыпка 10%/год)	т/год	38	14,56	553,28				
Ионообменный материал Lewatit CNP-ДА (10%/год)	т/год	279,5	16,38	4 578,21				
Ионообменный материал DOW MAC 3 (10%/год)	т/год	472,4	13,78	6 509,67	3,18	1 502,23	3,18	1 502,23
Na2SiO3 (30%)	т/год	13	0,28	3,58	0,02	0,23	0,02	0,25
NaOH (46%)	т/год	14	0,32	4,49	0,02	0,29	0,02	0,31
ОЭДФ (23%)	т/год	125	0,01	0,8	0,0004	0,05	0,0004	0,06
Число часов работы системы в году с расчет. произ.	Часов		3 604,09		3 604,09		3 604,09	
Итого укрупненные эксплуатационные расходы в год:	тыс. руб. (без НДС)			244 748,86		16 956,48		17 562,28
Укрупненная себестоимость очищенной воды	руб. (без НДС)/м³			12,3		13,1		12,9

1.6 Перевод с открытой схемы подключения ГВС на закрытую с автоматизацией ИТП

1.6.1 Перечень рекомендуемых к модернизации ИТП г. о. Тольятти

Рекомендуется модернизировать 4 008 ИТП, источником теплоснабжения которых является ВоТГК, в числе:

- 771 без ГВС и с зависимой схемой подключения системы отопления через элеваторный узел (источник теплоснабжения – все источники ВоТГК);
- 870 с открытой схемой подключения ГВС и зависимой схемой подключения системы отопления через элеваторный узел (источник теплоснабжения – ТЭЦ ВАЗа);
- 1 067 с закрытой схемой подключения ГВС и зависимой схемой подключения системы отопления через элеваторный узел (источник теплоснабжения – все источники ВоТГК);
- 1 300 с открытой схемой подключения ГВС и независимой схемой подключения системы отопления (источник теплоснабжения – ТЭЦ ВАЗа).

В итоге планируется установить 2 708 двухходовых клапанов системы отопления, 943 двухходовых клапанов ГВС, 2 708 насосов смешения, 2 170 теплообменников системы ГВС и 2 170 циркуляционных насосов системы ГВС. Марки и количество планируемого к установке оборудования, а также их стоимость представлены в таблицах 16–21. Стоимость оборудования принималась по каталогам производителей. Суммарная стоимость основного и вспомогательного оборудования, расходных материалов, проектных и монтажных работ при переводе с открытой схемы подключения ГВС на закрытую с автоматизацией ИТП составит 870 874,3 тыс. руб. Стоимость монтажа оборудования принята на основании стоимости работ на объектах-аналогах в размере 65% от стоимости оборудования, проектные работы – 40% от стоимости оборудования.

Т а б л и ц а 15 – Суммарная стоимость мероприятия

Оборудование	Количество, шт.	Стоимость, тыс. руб.
Двухходовой клапан системы отопления	2 708	30 964,0
Двухходовой клапан системы ГВС	943	8 517,0
Насос смешения	2 708	54 348,0
Циркуляционный насос ГВС	2 170	10 089,0
Теплообменник системы ГВС	2 170	267 581,0
Вспомогательное оборудование и расходные материалы		53 316,7
ПИР		169 927,2
СМР		276 131,4
Итого		870 874,3

Т а б л и ц а 16 - Марка и количество двухходовых клапанов системы отопления

Марка двухходового клапана системы отопления	Количество, шт.	Стоимость, тыс. руб.
Danfoss VF2 Клапан регулирующий Kv 100 арт. 065Z0282	5	204
Danfoss VF2 Клапан регулирующий Kv 63 арт. 065Z0281	66	2 260
Danfoss Клапан регулирующий VF2 Kv 220 арт. 065B3230	5	353
ESBE VLC 125 арт. 21300400	155	1 338
ESBE VLC 125 арт. 21300500	148	1 278
ESBE VLC 125 арт. 21300600	185	1 597
ESBE VLC 125 арт. 21300700	317	2 738
ESBE VLC 125 арт. 21300800	634	6 697
ESBE VLC 125 арт. 21300900	463	4 891
ESBE VLC 125 арт. 21301000	322	3 887
ESBE VLC 125 арт. 21301100	262	3 433
ESBE VLC 125 арт. 21301200	146	2 288
Общий итог	2708	30 964

Т а б л и ц а 17 – Марка и количество двухходовых клапанов ГВС

Марка двухходового клапана системы ГВС	Количество, шт.	Стоимость, тыс. руб.
ESBE VLC 125 арт. 21300400	436	3 765
ESBE VLC 125 арт. 21300500	110	950
ESBE VLC 125 арт. 21300600	88	760
ESBE VLC 125 арт. 21300700	141	1 218
ESBE VLC 125 арт. 21300800	124	1 310
ESBE VLC 125 арт. 21300900	18	190
ESBE VLC 125 арт. 21301000	20	241
ESBE VLC 125 арт. 21301100	4	52
ESBE VLC 125 арт. 21301200	2	31
Общий итог	943	8 517

Т а б л и ц а 18 – Марка и количество насосов смешения

Марка насоса смешения	Количество, шт.	Стоимость, тыс. руб.
Grundfos UPS 25-30	139	556
Grundfos UPS 32-30	133	665
Grundfos UPS 32-40	174	696
Grundfos UPS 32-50	132	660
Grundfos UPS 32-60	73	365
Grundfos UPS 40-50 F	875	12 250
Grundfos UPS 40-80 F	196	3 332
Grundfos UPS серия 200, 100-30	81	4 455
Grundfos UPS серия 200, 40-30	104	1 872
Grundfos UPS серия 200, 50-30	195	4 485
Grundfos UPS серия 200, 65-30	349	9 772
Grundfos UPS серия 200, 65-60/4	42	1 176
Grundfos UPS серия 200, 80-120	9	459
Grundfos UPS серия 200, 80-30	189	8 127
Wilo IL-E 100/150-15/2	3	918
Wilo IL-E 100/250-7,5/4	5	1 000
Wilo IL-E 150/260-18,5/4	1	360
Wilo IL-E 200/240-15/4	8	3 200
Общий итог	2 708	54 348

Т а б л и ц а 19 – Марка и количество циркуляционных насосов системы ГВС

Марка циркуляционного насоса ГВС	Количество, шт.	Стоимость, тыс. руб.
Grundfos UPS 25-30	1 484	5 936
Grundfos UPS 32-30	249	1 245
Grundfos UPS 32-40	245	980
Grundfos UPS 32-50	62	310
Grundfos UPS 32-60	28	140
Grundfos UPS 40-50 F	95	1 330
Grundfos UPS 40-80 F	3	51
Grundfos UPS серия 200, 50-30	3	69
Grundfos UPS серия 200, 65-30	1	28
Общий итог	2 170	10 089

Т а б л и ц а 20 – Схема включения и количество теплообменников системы ГВС

Схема включения теплообменника системы ГВС	Количество, шт.	Стоимость, тыс. руб.
Двухступенчатая последовательная	1 368	159 297
Двухступенчатая смешанная	282	58 104
Одноступенчатая	520	50 181
Общий итог	2 170	267 581

Т а б л и ц а 21 – Количество и стоимость вспомогательного оборудования и расходных материалов

Наименование оборудования	Кол-во	Ед. изм.	Цена, руб.	Стоимость, тыс. руб.
Регулятор температуры (контроллер) ТРМ-32	2708	шт	5 000,0	13 540,0
ДТ СЦ35-50М.В3.80 (датчик температуры на отопление) Данфос	2708	шт	2 000,0	5 416,0
ДТ СЦ35-50М.В3.80 (датчик температуры на ГВС) Данфос	1036	шт	2 000,0	2 072,0
ДТ СЦ35-50М.В2.60 (датчик температуры наружного воздуха) Данфос	2708	шт	2 000,0	5 416,0
Г3.16.1.1.80 (гильза)	6452	шт	150,0	967,9
Б.У.20x1,5.40.1 (бобышка)	6452	шт	85,0	548,4
МКЭШ (3x1,5) (кабель для соединения контроллера и датчика)	74880	м. пог.	25,0	1 872,0
Паронитовые прокладки, кольцевые	7488	шт	50,0	374,4
Ответные фланцы	7488	шт	400,0	2 995,2
Болты крепежные М16x50 с гайками	59904	шт	50,0	2 995,2
Электроды, 3мм, МР-3С	3744	кг	85,0	318,2
Провода силовые NYM 4x2,5 кв.мм	56160	м. пог.	15,0	842,5
Автоматы, S264C10A 4п 6kA STOS264 C10 (ABB)	5416	шт	200,0	1 083,2
Труба ПВХ гофрированная, с протяжкой, внеш. д. 16 мм	131040	м. пог.	5,0	655,3
Держатель для труб д. 16мм CF16	374400	шт	1,0	374,4
Саморез с п/ш 4,2x41	561600	шт	1,0	561,6
Трубопроводы разных диаметров, повороты, отводы и т.д.	1036	м.п., шт	10 000,0	10 360,0
Обратный клапан, Ду40	2708	шт	700,0	1 895,6
Резьбовое соединение	2615	шт	380,0	993,7
Общий итог				53 316,70

1.6.2 Перевод с открытой схемы подключения ГВС на закрытую ИТП потребителей тепловой энергии от источников ВоТГК

Далее рассмотрен вариант только по переводу открытой схемы подключения ГВС на закрытую без модернизации элеваторных узлов в ИТП.

Всего рекомендуется автоматизация 2 170 ИТП, источником теплоснабжения которых является ТЭЦ ВАЗа.

В итоге планируется установить 943 двухходовых клапанов системы ГВС, 2 170 теплообменников системы ГВС и 2 170 циркуляционных насосов системы ГВС (см. таблицы 17, 19 и 20).

Далее представлен пример расчета автоматизации ИТП с переводом на закрытый водоразбор, расположенного по адресу ул. Свердлова, д. 70, и выполнен подбор оборудования. В таблице 22 представлена стоимость основного и вспомогательного оборудования и расходных материалов при переводе с открытой схемы ГВС на закрытую с автоматизацией данного ИТП.

Т а б л и ц а 22 – Стоимость основного и вспомогательного оборудования при переводе с открытой схемы подключения ГВС на закрытую с автоматизацией данного ИТП

№	Наименование оборудования	Кол-во	Ед. изм.	Цена, руб.	Стоимость, руб.
1	Регулятор температуры (контроллер) ТРМ-32	1	шт.	5 000,0	5 000,0
2	ДТ СЩ35-50М.В3.80 (датчик температуры на ГВС)	1	шт.	2 000,00	2 000,0
3	Г3.16.1.1.80 (гильза)	1	шт.	150,00	150,0
4	Б.У.20x1,5.40.1 (бобышка)	1	шт.	85,00	85,0
5	МКЭШ (3x1,5) (кабель для соединения контроллера и датчика)	20	м. п.	25,00	500,0
6	Клапан ГВС двухходовой Esbe VLC 125	1	шт.	10 562,00	10 562,0
7	Паронитовые прокладки, кольцевые	2	шт.	50,00	100,0
8	Ответные фланцы	2	шт.	400,00	800,0
9	Болты крепежные М16x50 с гайками	8	шт.	50,00	400,0
10	Электроды, 3мм, МР-ЗС	1	кг	85,00	85,0
11	Провода силовые NYM 4x2,5 кв.мм	20	м. п.	15,00	300,0
12	Автоматы, S264C10A 4n 6kA STOS264 C10 (ABB)	2	шт.	200,00	400,0
13	Труба ПВХ гофрированная, с протяжкой, внеш. д. 16 мм	40	м. п.	5,00	200,0
14	Держатель для труб д. 16мм CF16	100	шт.	1,00	100,0
15	Саморез с п/ш 4,2x41	100	шт.	1,00	100,0
16	Теплообменник пластинчатый разборный, 1 ступень	1	шт.	123 538,92	123 538,9
17	Трубопроводы разных диаметров, повороты, отводы и т.д.		м. п., шт.		10 000,0
18	Циркуляционный насос системы ГВС	1	шт.	17 000,00	17 000,0
19	ПИР				68 528,4
20	СМР				111 358,6
Итого оборудование					171 320,9
Всего за один ИТП					351 207,9

Также в стоимости модернизации ИТП включена стоимость монтажа оборудования, которое примерно составляет 65% от стоимости оборудования, и проектные работы, составляющие 40% от стоимости оборудования.

Для перевода с открытой схемы подключения ГВС в ИТП, источником теплоснабжения которых является ВоТГК, на закрытую схему потребуется:

Всего за оборудование всех ИТП $(267\,581 + 8\,517 + 10\,089) + (20,22 * 2\,170) = \underline{330\,064,4}$ тыс. руб., где:

- расходные материалы и вспомогательное оборудование для одного ИТП 20,22 тыс. руб.;
- теплообменники для всех 2 170 ИТП – 267 581 тыс. руб.;
- клапаны запорно-регулирующие для всех 943 ИТП – 8 517 тыс. руб.;
- насосы циркуляционные системы ГВС для всех 2 170 ИТП – 10 089 тыс. руб.;
- всего за ПИР всех ИТП $330\,064,4 * 0,4 = 132\,025,8$ тыс. руб. (40% от стоимости оборудования);
- всего за СМР всех ИТП $330\,064,4 * 0,65 = 214\,541,9$ тыс. руб. (65% от стоимости оборудования).

Итого весь проект по переводу на закрытую схему ГВС – 676 632,0 тыс. руб.

1.7 Строительство и реконструкция тепловых сетей

В таблице ниже приведена стоимость строительства тепловых сетей, обеспечивающих надежность теплоснабжения и реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки. Стоимость рассчитывалась на основании удельной стоимости строительства одного метра тепловых сетей объектов-аналогов, приведенной по условному диаметру.

Т а б л и ц а 23 – Стоимость строительства тепловых сетей, обеспечивающих надежность теплоснабжения и реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки

Мероприятие	Цель	Диаметр трубопровода, мм	Суммарная протяженность, м	Способ прокладки	Стоимость перекладки / строительства тепловой сети, тыс. руб.
Существующая площадка Медгородок (Автозаводский район) с нагрузкой 25 Гкал/ч в настоящее время имеет один ввод. С целью повышения надежности теплоснабжения предлагается ряд перемычек и строительство 1 500 м теплосети 2 Ду 400 мм;	Повышение надежности теплоснабжения	400	1 500	подземный	98 809

Т а б л и ц а 24 – Реконструкция участков тепловой сети Центрального района города для обеспечения теплоснабжением прироста тепловой нагрузки за счет застройки территорий в кв. 44-45

Мероприятие	Суммарная протяженность, м	Диаметр, мм	Стоимость в ценах 2014 года без НДС, тыс. руб.
Перекладка участка тепловой сети кв. 44-45 с 2 Ду=125 мм на 2 Ду=150 мм от ТК-10 до ТК-1	177	150	6 095
Перекладка участка тепловой сети кв. 44-45 с 2 Ду=200 мм на 2 Ду=250 мм, от V-ТК-37/7 до ТК-1	144	250	5 195
Перекладка участка тепловой сети с 2 Ду=250 мм на 2 Ду=400 мм от V-ТК-30/11 до V-ТК-30/11А	113	400	7 063

Т а б л и ц а 25 – Строительство (квартальных) тепловых сетей от ТК-1а (П10) для обеспечения теплоснабжением перспективной территории площадки № 5 «Калина»

Мероприятие	Суммарная протяженность, м	Диаметр, мм	Стоимость в ценах 2014 года без НДС, тыс. руб.
Строительство нового участка от камеры УП4 до СК14 протяженностью 1,5 м, Ду 80 мм	2	80	53
Строительство нового участка от камеры Н24 до отв. к дому протяженностью 1,5 м, Ду 80 мм	2	80	53
Строительство нового участка от камеры УТ3 до отв. к дому протяженностью 1,5 м, Ду 80 мм	2	80	53
Строительство нового участка от камеры УТ7 до отв. к дому протяженностью 1,5 м, Ду 80 мм	2	80	53
Строительство нового участка от камеры УТ8 до отв. к дому протяженностью 1,5 м, Ду 80 мм	2	80	53
Строительство нового участка от камеры Н21 до отв. к дому протяженностью 1,5 м, Ду 100 мм	2	100	57

Мероприятие	Суммарная протяженность, м	Диаметр, мм	Стоимость в ценах 2014 года без НДС, тыс. руб.
Строительство нового участка от камеры Н19 до отв. к дому протяженностью 1,5 м, Ду 100 мм	2	100	57
Строительство нового участка от камеры УТ9 до отв. к дому протяженностью 1,5 м, Ду 100 мм	2	100	57
Строительство нового участка от камеры УТ6 до отв. к дому протяженностью 1,5 м, Ду 100 мм	2	100	57
Строительство нового участка от камеры Н24 до отв. к дому протяженностью 1,5 м, Ду 125 мм	2	125	60
Строительство нового участка от камеры Н20 до отв. к дому протяженностью 24 м, Ду 125 мм	24	125	956
Строительство нового участка от камеры УТ5 до отв. к дому протяженностью 1,5 м, Ду 125 мм	2	125	60
Строительство нового участка от камеры УТ2 до УТ3 протяженностью 106,87 м, Ду 200 мм	107	200	5 243
Строительство нового участка от камеры УТ3 до Н8 протяженностью 55,9 м, Ду 200 мм	56	200	2 742
Строительство нового участка от камеры Н24 до Н28 протяженностью 204,27 м, Ду 200 мм	204	200	10 021
Строительство нового участка от камеры Н28 до УП4 протяженностью 1,5 м, Ду 200 мм	2	200	74
Строительство нового участка от камеры Н24 до к гр. застройки протяженностью 37 м, Ду 200 мм	37	200	1 815
Строительство нового участка от камеры Н21 до отв. к дому протяженностью 24 м, Ду 200 мм	24	200	1 177
Строительство нового участка от камеры УТ4 до ответвл. протяженностью 1,5 м, Ду 200 мм	2	200	74
Строительство нового участка от камеры Н21 до Н23 протяженностью 164,9 м, Ду 250 мм	165	250	8 439
Строительство нового участка от камеры Н23 до Н24 протяженностью 79,56 м, Ду 250 мм	80	250	4 072
Строительство нового участка от камеры УТ4 до УТ5 протяженностью 95,83 м, Ду 300 мм	96	300	5 396
Строительство нового участка от камеры УТ5 до УТ6 протяженностью 99,4 м, Ду 300 мм	99	300	5 597
Строительство нового участка от камеры УТ6 до УТ7 протяженностью 100 м, Ду 300 мм	100	300	5 631
Строительство нового участка от камеры УТ7 до УТ8 протяженностью 163 м, Ду 300 мм	163	300	9 178
Строительство нового участка от камеры УТ9 до Н19 протяженностью 171,56 м, Ду 300 мм	172	300	9 660
Строительство нового участка от камеры Н19 до Н21 протяженностью 143,3 м, Ду 300 мм	143	300	8 069
Строительство нового участка от камеры УТ1 до УТ2 протяженностью 177,87 м, Ду 350 мм	178	350	10 582
Строительство нового участка от камеры УТ3 до УТ4 протяженностью 100 м, Ду 350 мм	100	350	5 950
Строительство нового участка от камеры УТ1 до УТ9 протяженностью 164,41 м, Ду 350 мм	164	350	9 782
Строительство нового участка от камеры ТК1а до УТ1 протяженностью 120,85 м, Ду 450 мм	121	350	7 190

Т а б л и ц а 26 – Реконструкция участка тепловой сети для обеспечения теплоснабжением прироста тепловой нагрузки за счет застройки территорий Центрального и Комсомольского районов города

Мероприятие	Суммарная протяженность, м	Диаметр, мм	Стоимость в ценах 2014 года без НДС, тыс. руб.
Перекладка 3 магистрали ТоТЭЦ от ст.65 до ш.о.№5 с 2 Ду 500 мм на 2 Ду 800 мм протяженностью 2027 м	2 027	800	249 411
Перекладка 3 магистрали ТоТЭЦ от ш.о.№5 до ТК-11 с 2 Ду 700 мм на 2 Ду 800 мм протяженностью 1234 м	1 234	800	165 680
Перекладка теплосети от МТК-45 до МТК-43 с 2 Ду 250 мм на 2 Ду 300 мм протяженностью 366 м	366	300	20 608
Перекладка теплосети с 2 Ду 300 мм на 2 Ду 350 мм протяженностью 104 м	104	350	6 188
Перекладка участка тепловой сети II-й магистрали ТоТЭЦ от ГВР-37300001 до 02-ТК-20100000 с 2 Ду 800 мм на 2 Ду 1000 мм протяженностью 1194 м	1 194	1 000	180 199

Затраты на СМР и стоимость оборудования и материалов составляют 65% и 35% соответственно. Затраты на проектно-изыскательские работы приняты в размере 7% от СМР.

Т а б л и ц а 27 – Итоговая стоимость мероприятий по реконструкция тепловых сетей для обеспечения прироста тепловой нагрузки за счет застройки новых территорий в Центральном и Комсомольском районах города

Вид работ	Стоимость, тыс. руб.
ПИР	38 744
Оборудование и материалы	298 028
СМР	553 481
ИТОГО:	890 253

Итого капитальные затраты всех мероприятий составят 890 253 тыс. руб. в ценах 2014 года.

1.8 Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения

В Главе 9 «Оценка надежности теплоснабжения» Обосновывающих материалов был произведен укрупненный расчет капитальных затрат на перекладку теплопроводов для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения. Стоимость рассчитывалась на основании стоимости строительства одного метра тепловых сетей каждого диаметра на основании стоимости строительства объектов-аналогов. Полученная в результате расчетов стоимость перекладки 234 036 м тепловых сетей (в двухтрубном исчислении) прогнозируется на уровне 18 774 733 тыс. руб. в ценах 2014 года, в том числе:

- в системе теплоснабжения ТоТЭЦ: 54 107 м или 5 252 634 тыс. руб.;
- в системе теплоснабжения ТЭЦ ВАЗа: 174 183 м или 13 093 895 тыс. руб.;
- в системе теплоснабжения Котельной № 2: 4 967 м или 383 117 тыс. руб.;
- в системе теплоснабжения Котельной № 8: 778 м или 45 087 тыс. руб.

Т а б л и ц а 28 – Затраты на прокладку трубопроводов, тыс. руб. (в ценах 2014 г.)

Источник	ТоТЭЦ	ТЭЦ ВАЗа	Котельная № 2	Котельная № 8	ИТОГО
ИТОГО без ПИР	5 024 040	12 524 050	366 444	43 125	17 957 659
Итого, в т.ч.	5 252 634	13 093 895	383 117	45 087	18 774 733
СМР	3 265 626	8 140 633	238 189	28 031	11 672 479
Оборудование	1 758 414	4 383 418	128 255	15 094	6 285 181
ПИР	228 594	569 844	16 673	1 962	817 073

* Примечание. Затраты на строительные-монтажные работы (СМР) составляют 65%, на оборудование – 35%, затраты на проектно-изыскательские работы (ПИР) приняты в размере 7% от затрат на СМР.

Стоимость перекладки участков тепловых сетей с учетом инфляции и с разбивкой по годам в период 2014-2030 представлена ниже (таблица 29, рисунок 1). Графическое отображение результатов оценки представлено на диаграммах ниже, по всем источникам вместе и для каждого источника по отдельности.

Более подробная информация по данному мероприятию представлена в Главе 9 «Оценка надежности теплоснабжения» Обосновывающих материалов.

Т а б л и ц а 29 – Стоимость строительства тепловой сети с учетом инфляции (нарастающим итогом)

Затраты нарастающим итогом	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ТоТЭЦ	308978	639276	990053	1363630	1761863	2181202	2616896	3069581	3539922	4028605	4536348	5063892	5601987	6150844	6710678	7281709	7864161
ТЭЦ ВАЗа	770229	1593604	2468028	3399290	4392015	5437354	6523462	7651928	8824404	10042606	11308319	12623394	13964771	15332975	16728544	18152023	19603973
Котельная № 2	22536	46628	72213	99461	128507	159093	190871	223889	258195	293839	330873	369351	408598	448631	489464	531114	573597
Котельная № 8	2652	5487	8498	11705	15123	18723	22463	26348	30386	34580	38939	43467	48086	52797	57602	62504	67504
ИТОГО	1104396	2284995	3538792	4874085	6297508	7796372	9353692	10971747	12652906	14399631	16214478	18100104	20023442	21985247	23986289	26027351	28109234

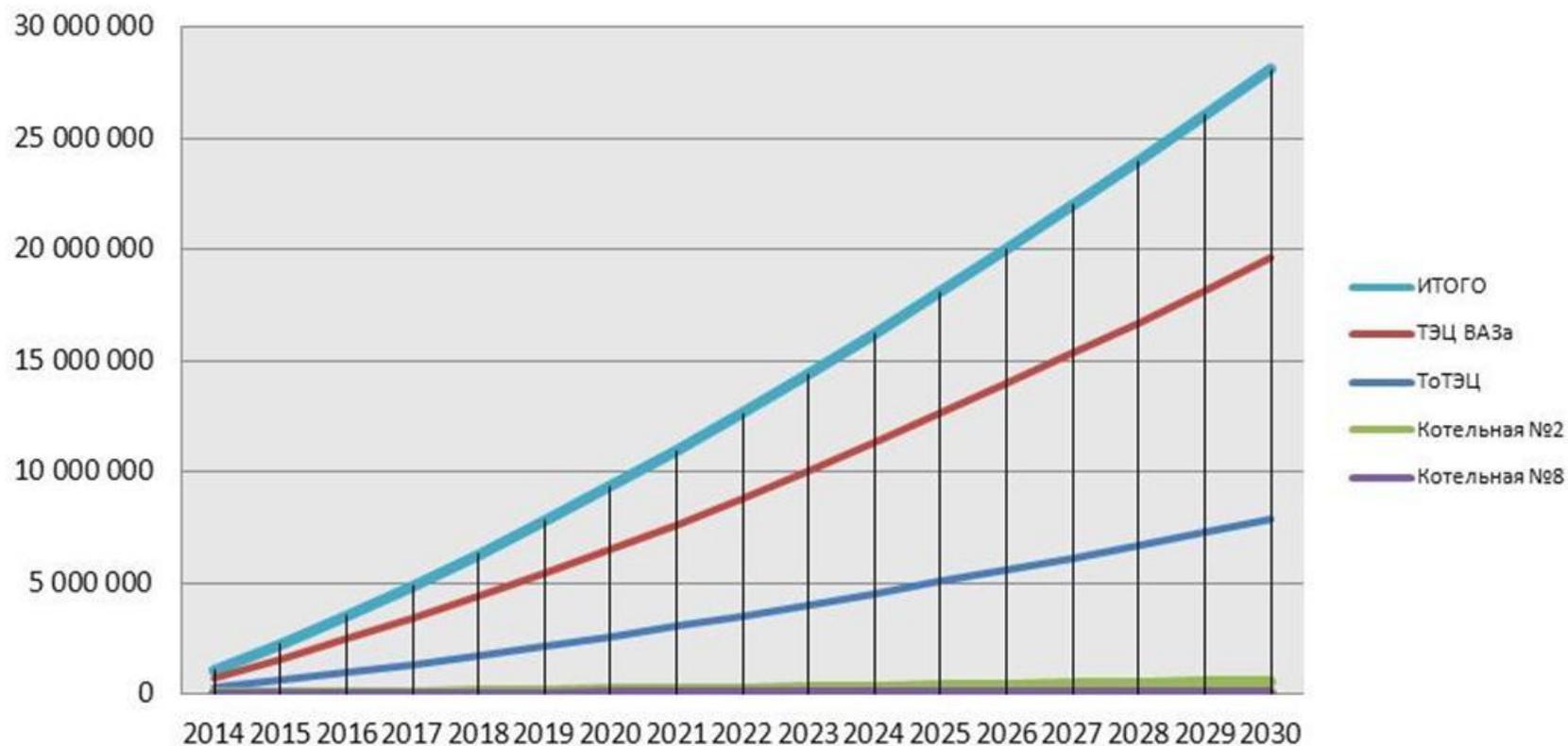


Рисунок 1 – Капитальные затраты на перекладку теплопроводов (от всех источников) в период 2014-2030

ЧАСТЬ 2 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ИСТОЧНИКАМ ИНВЕСТИЦИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ ФИНАНСОВЫЕ ПОТРЕБНОСТИ

Объем инвестиций, необходимых для реализации мероприятий, определен выше в части 1 настоящей главы «Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей».

Расчеты выполнены в прогнозных ценах с учетом темпов инфляции, определенных «Прогнозом долгосрочного социально-экономического развития РФ на период до 2030 года» (разработан Минэкономразвития России) [11]. Подробное описание см. ниже в части 3 настоящей главы, п. 3.1 «Описание экономической модели мероприятий».

Т а б л и ц а 30 – Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности

Мероприятие	Предложения по источникам инвестиций
А.2. Подключение перспективной нагрузки площадок № 1 и № 9 Генерального плана	Застройщик площадок
А.2. Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	ТЕВИС
Б.3. Перенос тепловой нагрузки Комсомольского и района на ТoТЭЦ и закрытие Котельной № 2 и Котельной № 8	ВоТГК
Перевод с открытой схемы ГВС на закрытую с автоматизацией ИТП	Управляющие компании и ТСЖ
Реконструкция существующей станции химводоочистки для подпитки теплосети ТЭЦ ВАЗа	ВоТГК

ЧАСТЬ 3 РАСЧЕТЫ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ

3.1 Описание экономической модели мероприятий

Основными показателями эффективности инвестиций выступают стоимость (затраты на реализацию мероприятий) и ожидаемый эффект – экономия в натуральном и стоимостном выражении. Расчет экономии средств основан на сравнительной оценке прогнозных значений затрат при текущих условиях с параметрами, ожидаемыми в результате реализации мероприятия, сопоставлении этой экономии с затратами на реализацию мероприятия.

Порядок расчета соответствует «Методическим рекомендациям по оценке эффективности инвестиционных проектов» (утв. Минэкономки РФ, Минфином РФ, Госстроем РФ 21.06.1999 № ВК 477) [5].

Условия финансовой реализуемости и показатели эффективности рассчитываются на основании денежного потока, или чистого потока платежей, подходы к определению которого подробно описаны в [6] и [7].

Чистый поток платежей равен:

$$\mathcal{E} = O_p - I_1 - H - K + K_{\text{лик}},$$

где

\mathcal{E} – чистый поток платежей;

O_p – объем реализации;

I_1 – издержки без амортизации и финансовых издержек;

H – налоговые платежи;

K – капитальные вложения;

$K_{\text{лик}}$ – ликвидационная стоимость капитальных объектов.

Капитальные вложения K в общем случае включают в себя:

- разработку бизнес-плана или технико-экономического обоснования мероприятия;
- проектно-изыскательские работы;
- затраты на основное и вспомогательное оборудование;
- строительно-монтажные работы;
- пуско-наладочные работы;
- прочие затраты.

Все цены на оборудование, стоимости проектно-изыскательных и строительно-монтажных работ при расчете экономических показателей реализации мероприятий приняты без учета НДС.

3.1.1 Принятые в расчетах коэффициенты и ставки налогов

3.1.1.1 Норма дисконта

ОАО «Волжская ТГК» как инвестор реализации мероприятий схемы теплоснабжения на собственных объектах приняло норму дисконта $E = 15\%$.

Для мероприятий, планируемых к реализации на объектах, не относящихся к ВоТГК, норма дисконта также принимается равной 15%, если не оговорено иное.

3.1.1.2 Срок полезного использования и амортизационные отчисления

Срок полезного использования (СПИ) оборудования принят в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 01.01.2002 г. № 1 «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы» [12].

Способ начисления амортизации – линейный.

3.1.1.3 Ставки налогов и страховые взносы

Ставка налога на имущество 2,2%, налог на прибыль 20%, в соответствии с Налоговым кодексом Российской Федерации (часть вторая) от 05.08.2000 № 117-ФЗ в действующей редакции [13].

Страховые взносы 30% от фонда оплаты труда в соответствии с постановлением Правительства РФ от 10.12.2012 № 1276.

3.1.1.4 Горизонт планирования

Горизонт планирования выбран 15 лет, в соответствии со сроком разработки схемы теплоснабжения.

3.1.1.5 Учет инфляции

Финансовые показатели и условия финансовой реализуемости мероприятий оцениваются в прогнозных ценах.

Прогноз индексов-дефляторов принят в соответствии со следующими документами:

- сценарные условия, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и предельные уровни цен (тарифов) на услуги компаний инфраструктурного сектора на 2014 год и на плановый период 2015 и 2016 годов (разработаны Минэкономразвития России) [9];
- прогноз социально-экономического развития РФ на 2013 и плановый период 2014-2015 годов (разработан Минэкономразвития России) [10];
- прогноз долгосрочного социально-экономического развития РФ на период до 2030 года (разработан Минэкономразвития России) [11].

Применяемые в расчетах прогнозные индексы-дефляторы представлены в таблице 31.

Т а б л и ц а 31 – Прогнозные индексы-дефляторы

Наименование индекса	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Индекс цен СМР, оборудование и проектные работы, %	106,9	106,2	106,5	106,6	105,3	103,9	103,9	103,9	103,9	103,9	103,9	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0
Рост оптовых цен на природный газ для всех категорий потребителей, кроме населения, в среднем за год к предыдущему году, %	103,5	107,5	107,3	106,6	104,4	101,6	102,0	102,5	103,0	103,5	104,0	103,5	103,0	102,6	102,1	101,6
Рост цен на электроэнергию для всех категорий потребителей, в среднем за год к предыдущему году, %	107,3	110,0	109,2	108,3	107,8	104,9	104,7	104,4	104,2	104,0	103,7	103,2	102,7	102,1	101,6	101,1
Рост цен на тепловую энергию, %	108,2	108,0	107,3	106,9	107,0	107,0	105,4	105,4	105,4	105,4	105,4	102,8	102,8	102,8	102,8	102,8
Инфляция (ИПЦ) среднегодовая, %	111,6	107,0	106,3	105,1	104,9	104,3	103,9	103,9	103,9	103,9	103,9	102,7	102,7	102,7	102,7	102,7

3.1.2 Критерии эффективности и инвестиционной привлекательности мероприятий

Для оценки инвестиционной привлекательности мероприятий используются критерии эффективности, рассчитываемые как с применением дисконтирования, так и без него:

- чистый доход (ЧД, NV), тыс. руб.;
- простой срок окупаемости (PP), лет;
- чистый дисконтированный доход (ЧДД, NPV), тыс. руб.;
- дисконтированный срок окупаемости (DPP), лет;
- внутренняя норма доходности (ВНД, IRR), %;
- индекс доходности инвестиций (ИД, PI);
- индекс доходности дисконтированных инвестиций (ИДД, DPI).

3.1.2.1 Чистый доход

Чистым доходом (ЧД, net value, NV) называется накопленный эффект (сальдо денежного потока) за расчетный период:

$$\text{ЧД} = \sum_{t=0}^T (\text{Э}_t),$$

Э_t – чистый поток платежей в t-м году, тыс. руб.

T – период, в течение которого осуществляются инвестиции и эксплуатация оборудования, а также извлекается доход от реализации мероприятия, лет.

Чистый поток платежей формируется следующим образом:

$$\text{Э} = \text{O}_p - \text{И}_1 - \text{Н} - \text{К} + \text{К}_{\text{лик}},$$

O_p – объем реализации, тыс. руб.;

И_1 – издержки без амортизации и финансовых издержек, тыс. руб.;

Н – налоговые платежи, тыс. руб.;

К – капитальные вложения, тыс. руб.;

$\text{К}_{\text{лик}}$ – ликвидационная стоимость капитальных объектов, тыс. руб.

Очевидно, что если $\text{ЧД} > 0$, то проект следует рекомендовать к внедрению; если $\text{ЧД} < 0$, проект следует отвергнуть; при $\text{ЧД} = 0$ проект не прибыльный и не убыточный.

При рассмотрении нескольких взаимоисключающих проектов следует выбирать проект с наибольшим ЧД.

Достоинства критерия: простота расчетов, понимания, возможно судить об эффективности проекта, возможно сравнивать проекты.

Недостатки критерия: не учитывает фактор времени.

3.1.2.2 Простой срок окупаемости

Сроком окупаемости («простым» сроком окупаемости, payback period, PP) называется продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости. Начальный момент

указывается в задании на проектирование (обычно это начало нулевого шага или начало операционной деятельности). Моментом окупаемости называется тот наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый доход (ЧД) становится и в дальнейшем остается неотрицательным.

При оценке эффективности срок окупаемости, как правило, выступает только в качестве ограничения.

Достоинства критерия: прост в понимании и расчетах, можно судить о сроках окупаемости, анализировать риски, сравнивать проекты.

Недостатки критерия: фактор времени не учитывается, не определяет степень эффективности.

3.1.2.3 Чистый дисконтированный доход

Чистый дисконтированный доход (ЧДД, интегральный эффект, net present value, NPV) – накопленный дисконтированный эффект за расчетный период. ЧДД рассчитывается по формуле:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T \frac{(\text{Э}_t)}{(1 + E)^t},$$

где

Э_t – чистый поток платежей в t -м году, тыс. руб.;

T – период, в течение которого осуществляются инвестиции и эксплуатация оборудования, а также извлекается доход от реализации мероприятия, лет;

E – норма дисконта.

При $\text{ЧДД} > 0$ проект более эффективен, чем альтернативные вложения с доходностью E и его следует рекомендовать к внедрению. Если $\text{ЧДД} < 0$ – менее эффективен, чем альтернативные вложения. Неэффективность проекта не является синонимом убыточности. Отрицательный ЧДД означает только то, что вкладывать деньги в данный проект менее выгодно, чем в альтернативный.

Если рассматривать несколько взаимоисключающих проектов, то более эффективным признается проект с большим ЧДД.

Чем выше норма или ставка доходности (дисконта) E , тем более жестким условиям должен удовлетворять проект, чтобы быть действительно эффективным.

Достоинства критерия: учитывает фактор времени, можно сравнивать альтернативные проекты, можно судить об эффективности проекта.

Недостатки критерия: сложен в вычислении, результат зависит от выбора нормы дисконта.

3.1.2.4 Дисконтированный срок окупаемости

Сроком окупаемости с учетом дисконтирования (дисконтированный период окупаемости, discounted payback period, DPP) называется продолжительность периода от начального момента до «момента окупаемости с учетом дисконтирования». Моментом окупаемости с учетом дисконтирования называется тот наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход (ЧДД) становится и в дальнейшем остается неотрицательным.

ЧД и ЧДД характеризуют превышение суммарных денежных поступлений над суммарными затратами для данного проекта соответственно без учета и с учетом неравноценности эффектов (а также затрат, результатов), относящихся к различным моментам времени.

Разность ЧД–ЧДД называют дисконтом проекта.

Для признания проекта эффективным с точки зрения инвестора необходимо, чтобы ЧДД проекта был положительным; при сравнении альтернативных проектов предпочтение должно отдаваться проекту с бóльшим значением ЧДД (при выполнении условия его положительности).

Графически дисконтированный срок окупаемости ($T_{ок}$) представляется следующим образом: на оси абсцисс откладываются равные промежутки времени, соответствующие годам расчетного периода T . По оси ординат откладываются величины ЧДД в соответствующем году нарастающим итогом. Точка пересечения графика ЧДД с осью абсцисс определяет дисконтированный срок окупаемости.

3.1.2.5 Внутренняя норма доходности

Внутренняя норма доходности (ВНД, внутренняя норма дисконта, внутренняя норма рентабельности, *internal rate of return*, IRR). В наиболее распространенном случае ИП, начинающихся с (инвестиционных) затрат и имеющих положительный ЧД, внутренней нормой доходности называется положительное число E_v , если:

- при норме дисконта $E = E_v$ чистый дисконтированный доход проекта обращается в ноль;
- это число единственное.

В более общем случае внутренней нормой доходности называется такое положительное число E_v , что при норме дисконта $E = E_v$ чистый дисконтированный доход проекта обращается в ноль, при всех больших значениях E – отрицателен, при всех меньших значениях E – положителен. Если не выполнено хотя бы одно из этих условий, считается, что ВНД не существует.

Для оценки эффективности ИП значение ВНД необходимо сопоставлять с нормой дисконта E . Инвестиционные проекты, у которых $ВНД > E$, имеют положительный ЧДД и поэтому эффективны. Проекты, у которых $ВНД < E$, имеют отрицательный ЧДД и потому неэффективны.

Значение внутренней нормы доходности ВНД отражает:

- экономическую неравноценность разновременных затрат, результатов и эффектов – выгодность более позднего осуществления затрат и более раннего получения полезных результатов;
- минимально допустимую отдачу на вложенный капитал, при которой инвестор предпочтет участие в проекте альтернативному вложению тех же средств в другой проект с сопоставимой степенью риска;
- конъюнктуру финансового рынка, наличие альтернативных и доступных инвестиционных возможностей;
- неопределенность условий осуществления проекта и, в частности, степень риска, связанного с участием в его реализации.

Преимуществом ВНД является то, что участник проекта не должен определять свою индивидуальную норму дисконта заранее. Он определяет ВНД, т.е. рассчитывает эффективность вложенного капитала, а затем принимает решение, используя ее значение.

Предприятие может принимать любые инвестиционные решения, уровень рентабельности которых не ниже нуля. Именно с показателем E сравнивают ВНД, вычисленную для конкретного проекта.

Если $\text{ВНД} > \text{альтернативных вложений}$, то проект следует рекомендовать к внедрению; если $\text{ВНД} < \text{альтернативной доходности}$ – проект следует отклонить; при $\text{ВНД} = 0$ инвестиции в данный проект равноценны по доходности альтернативному варианту (вариантам).

Оценка степени устойчивости инвестиционного проекта определяется по разности $\text{ВНД} - E$. Чем больше эта разность, тем устойчивее проект к изменениям внешней и внутренней среды, а значит, сопряжен с меньшими рисками.

Популярность ВНД объясняется тем, что:

- ВНД обеспечивает конфиденциальность информации о проекте, поскольку «не раскрывает» масштабов проекта;
- ВНД – объективная оценка, в отличие от субъективного подхода при выборе нормы дисконта при вычислении ЧДД;
- сравнение ВНД с нормой дисконта позволяет оценить «запас прочности» проекта.

Достоинства критерия: при стандартных денежных потоках можно судить об эффективности, учитывает фактор времени, не зависит от выбора нормы дисконта.

Недостатки критерия:

- в случаях множественности, экономический смысл ВНД теряется, а требование $E < \text{ВНД}$ как условие положительности ЧДД становится неверным;
- возможны сложности при расчетах;
- если отбирать проекты по максимуму ВНД, преимущества могут иметь проекты, выгодные с точки зрения эффективности используемого капитала, но мелкие и потому дающие небольшой эффект. Для сравнения взаимоисключающих проектов метод ВНД неприменим. Альтернативные проекты следует сравнивать по ЧДД.

3.1.2.6 Индекс доходности инвестиций

Индекс доходности инвестиций (ИД, индекс прибыльности, profitability index, PI) – отношение суммы элементов денежного потока от операционной деятельности к абсолютной величине суммы элементов денежного потока от инвестиционной деятельности. Он равен увеличенному на единицу отношению ЧД к накопленному объему инвестиций.

3.1.2.7 Индекс доходности дисконтированных инвестиций

Индекс доходности дисконтированных инвестиций (ИДД, дисконтированный индекс доходности, discounted profitability index, DPI) – отношение суммы дисконтированных элементов денежного потока от операционной деятельности к абсолютной величине дисконтированной суммы элементов денежного потока от инвестиционной деятельности. ИДД равен увеличенному на единицу отношению ЧДД к накопленному дисконтированному объему инвестиций.

В отличие от чистого дисконтированного дохода индекс доходности – относительный показатель, характеризующий уровень дохода на единицу затрат. Чем выше отдача каждого рубля, вложенного в данный проект, тем больше значение этого показателя. При равных значениях ЧДД индекс доходности дает основание выбрать проект, имеющий наибольшее его значение. При

ранжировании альтернативных проектов с различными ЧДД, методы сравнения по ЧДД и сравнения по ИДД могут дать разные результаты. Чем выше ИДД тем предпочтительнее проект.

Достоинства метода: учитывает фактор времени, можно сравнивать проекты, можно сделать вывод об эффективности.

Недостатки метода: сложен в вычислении, результат зависит от выбора нормы дисконта.

3.2 Расчет эффективности инвестиций в строительство нового источника площадок № 1 и № 9 (Вариант А.1) (НЕ АКТУАЛИЗИРОВАНО, так как данный вариант развития не был принят к реализации при создании схемы теплоснабжения г. о. Тольятти на период до 2030 года)

Расчет срока окупаемости котельной производился с учетом капитальных затрат на тепловые сети. Ставка дисконтирования, согласованная для расчетов с инвестором равняется 15 %. Ввод в эксплуатацию котельной принят в 2017 г.

3.2.1 Площадка № 1

В результате представленного ниже расчета, было получено, что дисконтированный срок окупаемости строительства котельной Площадки № 1 более 30 лет, что является не выгодным для инвестора.

Для того чтобы проект стал экономически выгодным необходимо изменить тариф на тепловую энергию от источника. Расчетный тариф определялся с учетом компенсации необходимой валовой выручки (НВВ). Изменяя норму прибыли, были рассчитаны несколько тарифов для разного срока окупаемости. Результаты представлены в таблице 33.

Из рисунка 3 видно, что даже при сроке окупаемости 15 лет, тариф на тепловую энергию в горячей воде для потребителей выше, чем тариф ВоТГК на тепловую энергию в горячей воде с учетом прогнозных индексов инфляции МЭР.

Т а б л и ц а 32 – Расчет срока окупаемости котельной площадки № 1

Год реализации	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Единовременные затраты, тыс. руб., в т.ч.:	32 252	189 083	497 693	428 776												
Единовременные затраты на тепловую сеть, тыс. руб., в т.ч.:	32 252	189 083	201 481	428 776												
проектные работы, тыс. руб.	32 252															
стоимость оборудования и материалов, тыс. руб.		66 179	70 519	150 072												
строительно-монтажные и пусконаладочные работы, тыс. руб.		122 904	130 963	278 705												
Единовременные затраты на котельную, тыс. руб., в т.ч.:			296 212													
стоимость оборудования и материалов, тыс. руб.			101 289													
строительно-монтажные и пусконаладочные работы, тыс. руб.			194 923													
Реализация тепловой энергии, тыс. Гкал				102,040	122,449	142,857	163,265	183,673	204,081	224,489	244,897	265,305	265,305	265,305	265,305	265,305
Прогнозируемая стоимость тепловой энергии, руб./Гкал				1 277	1 365	1 461	1 562	1 646	1 735	1 829	1 927	2 031	2 088	2 148	2 209	2 271
Доход за отпущенную тепловую энергию, тыс. руб.				130 267	167 202	208 647	255 053	302 393	354 093	410 487	471 929	538 799	554 073	569 779	585 930	602 539
Амортизационные отчисления за сети (14%, СПИ 7 лет), тыс. руб.				60 402	121 656	121 656	121 656	121 656	121 656	121 656	61 254	0	0	0	0	0
Амортизационные отчисления котельной (10%, СПИ 10 лет), тыс. руб.				29 621	29 621	29 621	29 621	29 621	29 621	29 621	29 621	29 621	29 621	0	0	0
Эксплуатационные расходы котельной, тыс. руб.				133 030	174 874	211 544	244 601	279 876	317 907	359 240	404 491	454 359	470 091	484 232	496 598	507 022
Эксплуатационные расходы тепловых сетей, тыс. руб.				29 917	31 488	33 104	34 724	36 210	37 610	39 064	40 575	42 143	43 773	44 934	46 126	47 349
Налог на имущество, тыс. руб.				15 819	23 271	19 943	16 615	13 287	9 959	6 631	3 303	1 303	652	0	0	0
Налог на прибыль, тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2 275	1 987	8 123	8 641	9 634
Чистый поток платежей, тыс. руб.	-32 252	-189 083	-497 693	-477 275	-62 432	-55 944	-40 887	-26 980	-11 383	5 551	23 560	38 720	37 570	32 490	34 565	38 535
Чистый доход (NV), тыс. руб.	-32 252	-221 335	-719 028	-1 196 304	-1 258 735	-1 314 679	-1 355 567	-1 382 547	-1 393 930	-1 388 379	-1 364 818	-1 326 099	-1 288 529	-1 256 039	-1 221 473	-1 182 938
Простой срок окупаемости (PP), лет																
Чистый дисконтированный доход (NPV), тыс. руб.	-32 252	-196 672	-573 000	-886 816	-922 511	-950 326	-968 002	-978 145	-981 866	-980 288	-974 465	-966 142	-959 120	-953 839	-948 954	-944 219
Дисконтированный срок окупаемости (DPP), лет																-
Внутренняя норма доходности (IRR), %																-17,2%
Индекс доходности инвестиций (PI)																0,0
Индекс доходности дисконтированных инвестиций (DPI)																-0,1

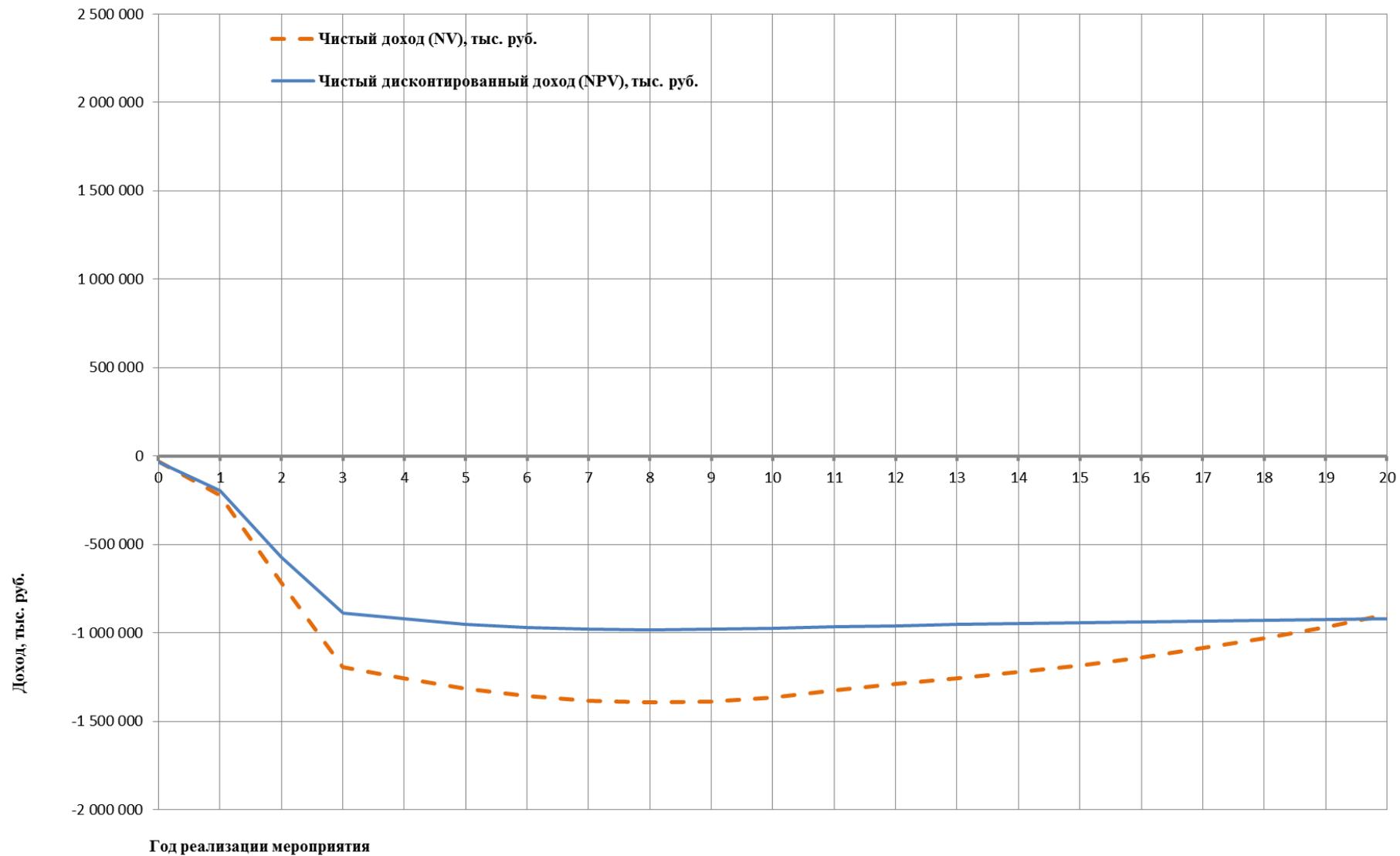


Рисунок 2 – График чистого дисконтированного дохода.

Т а б л и ц а 33 – Тарифы на тепловую энергию при различных сроках окупаемости строительства котельной площадки № 1

Срок окупаемости, лет	Расчетный тариф на тепловую энергию, руб./Гкал														
	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
15	3 299	3 895	3 645	3 430	3 277	3 171	3 103	2 757	2 489	2 568	2 556	2 620	2 675	2 720	2 766
10	3 544	4 186	3 917	3 686	3 521	3 407	3 334	2 963	2 675	2 760	2 746	2 815	2 874	2 923	2 972
5	6 106	7 211	6 748	6 350	6 066	5 870	5 744	5 104	4 609	4 755	4 731	4 850	4 952	5 035	5 121

Сравнение тарифов на тепловую энергию котельной Площадки №1

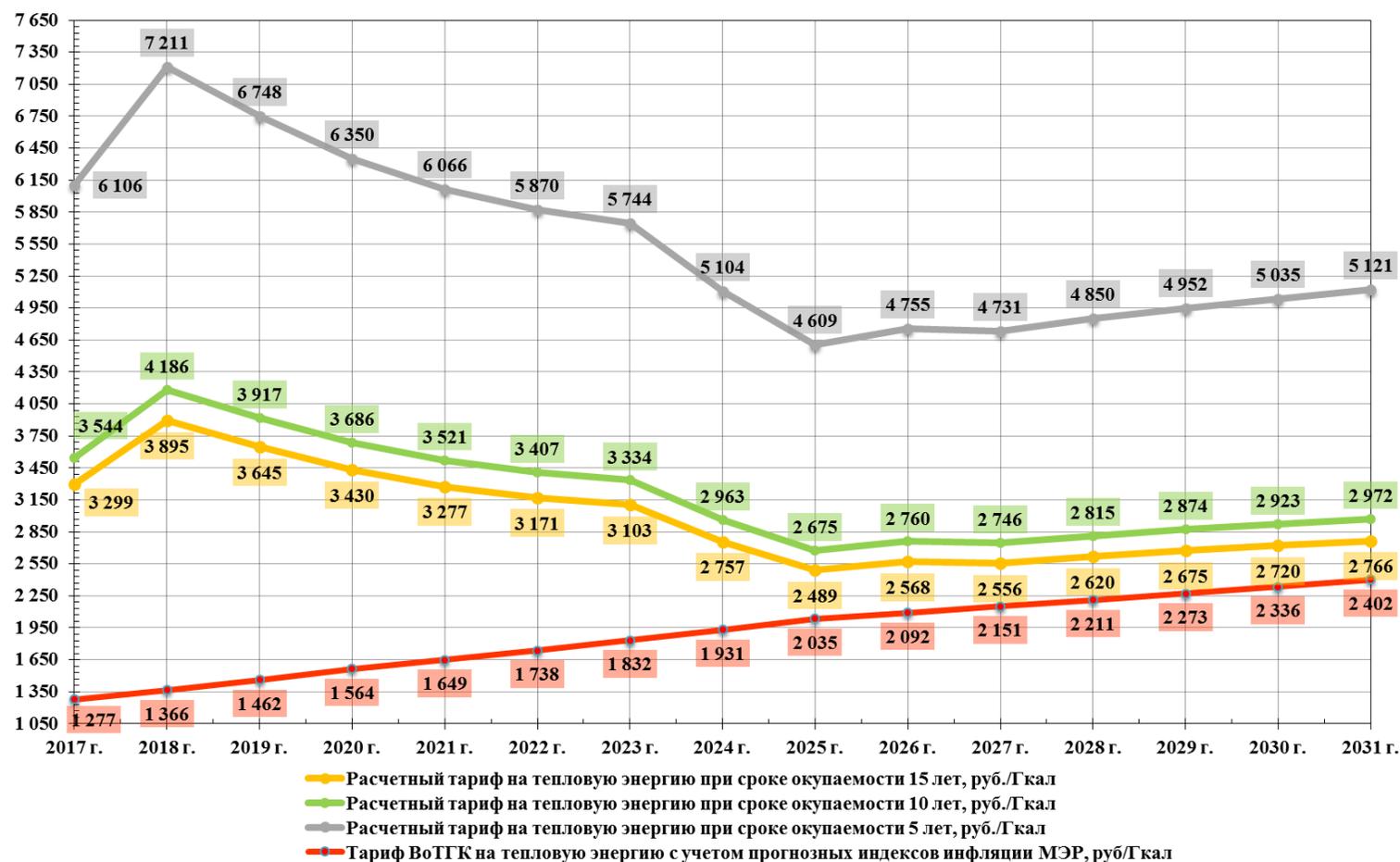


Рисунок 3 – Тарифы на тепловую энергию при различных сроках окупаемости строительства котельной площадки № 1

Вывод: при реализации данного варианта тариф на тепловую энергию при сроке окупаемости 10 лет (приемлемый для инвестора) превышает существующий тариф Самарского филиала ОАО ВоТГК. По этой причине данный вариант не рекомендуется к реализации.

3.2.2 Площадка № 9

В результате представленного ниже расчета, было получено, что дисконтированный срок окупаемости строительства котельной Площадки № 9 более 30 лет, что является не выгодным для инвестора.

Для того чтобы проект стал экономически выгодным необходимо изменить тариф на тепловую энергию от источника. Расчетный тариф определялся с учетом компенсации необходимой валовой выручки (НВВ). Изменяя норму прибыли, были рассчитаны несколько тарифов для разного срока окупаемости. Результаты представлены в таблице 35.

Из рисунка 5 видно, что даже при сроке окупаемости 15 лет, тариф на тепловую энергию в горячей воде для потребителей выше, чем тариф ВоТГК на тепловую энергию в горячей воде с учетом прогнозных индексов инфляции МЭР.

Т а б л и ц а 34 – Расчет срока окупаемости котельной площадки № 9

Год реализации	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Единовременные затраты, тыс. руб., в т.ч.:	64 016	375 301	1 306 714	851 056												
Единовременные затраты на тепловую сеть, тыс. руб., в т.ч.:	64 016	375 301	399 910	851 056												
проектные работы, тыс. руб.	64 016															
стоимость оборудования и материалов, тыс. руб.		131 355	139 969	297 870												
строительно-монтажные и пусконаладочные работы, тыс. руб.		243 946	259 942	553 186												
Единовременные затраты на котельную, тыс. руб., в т.ч.:			906 804													
стоимость оборудования и материалов, тыс. руб.			243 442													
строительно-монтажные и пусконаладочные работы, тыс. руб.			663 362													
Реализация тепловой энергии, тыс. Гкал				300,859	361,030	421,202	481,374	541,546	601,717	661,889	722,061	782,232	782,232	782,232	782,232	782,232
Прогнозируемая стоимость тепловой энергии, руб./Гкал				1 277	1 366	1 462	1 564	1 649	1 738	1 832	1 931	2 035	2 092	2 151	2 211	2 273
Доход за отпущенную тепловую энергию, тыс. руб.				384 222	493 341	615 854	753 101	892 990	1 045 790	1 212 489	1 394 142	1 591 878	1 636 450	1 682 271	1 729 375	1 777 797
Амортизационные отчисления за сети (14%, СПИ 7 лет), тыс. руб.				119 890	241 469	241 469	241 469	241 469	241 469	241 469	121 579	0	0	0	0	0
Амортизационные отчисления котельной (10%, СПИ 10 лет), тыс. руб.				90 680	90 680	90 680	90 680	90 680	90 680	90 680	90 680	90 680	90 680	0	0	0
Эксплуатационные расходы котельной, тыс. руб.				388 077	511 237	619 142	716 412	820 234	932 173	1 053 842	1 187 054	1 333 869	1 380 102	1 421 639	1 457 936	1 488 505
Эксплуатационные расходы тепловых сетей, тыс. руб.				29 917	31 488	33 104	34 724	36 210	37 610	39 064	40 575	42 143	43 773	44 934	46 126	47 349
Налог на имущество, тыс. руб.				38 413	52 503	45 196	37 889	30 582	23 274	15 967	8 660	3 990	1 995	0	0	0
Налог на прибыль, тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24 239	23 980	43 140	45 063	48 389
Чистый поток платежей, тыс. руб.	-64 016	-375 301	-1 306 714	-923 240	-101 888	-81 588	-35 924	5 964	52 733	103 616	157 854	187 636	186 601	172 559	180 250	193 555
Чистый доход (NV), тыс. руб.	-64 016	-439 317	-1 746 031	-2 669 272	-2 771 159	-2 852 748	-2 888 672	-2 882 708	-2 829 975	-2 726 359	-2 568 505	-2 380 869	-2 194 268	-2 021 709	-1 841 458	-1 647 904
Простой срок окупаемости (PP), лет																
Чистый дисконтированный доход (NPV), тыс. руб.	-64 016	-390 365	-1 378 428	-1 985 474	-2 043 728	-2 084 292	-2 099 823	-2 097 581	-2 080 343	-2 050 889	-2 011 869	-1 971 538	-1 936 661	-1 908 616	-1 883 141	-1 859 354
Дисконтированный срок окупаемости (DPP), лет																
Внутренняя норма доходности (IRR), %																-8,2%
Индекс доходности инвестиций (PI)																0,4
Индекс доходности дисконтированных инвестиций (DPI)																0,0

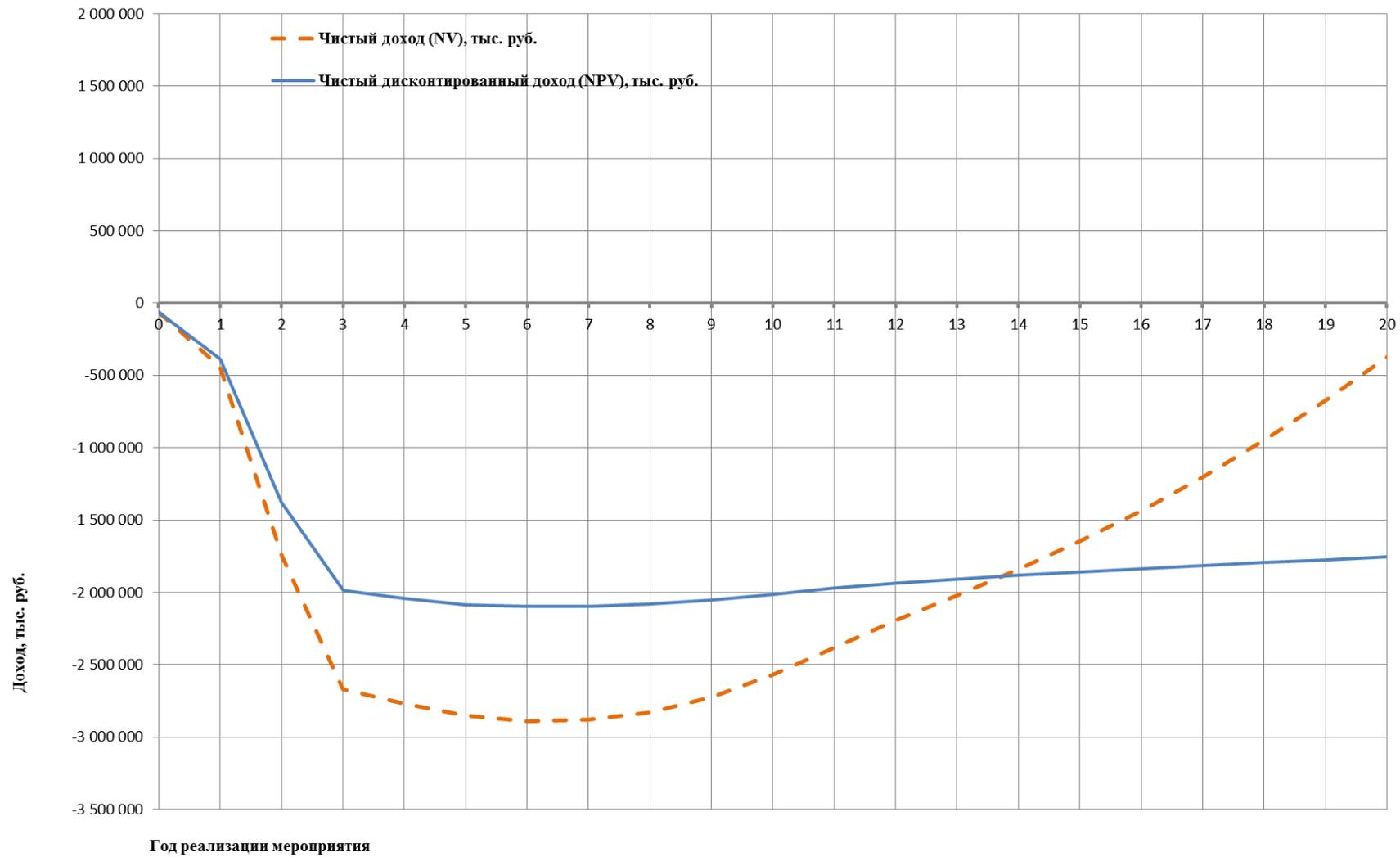


Рисунок 4 – График чистого дисконтированного дохода

Т а б л и ц а 35 – Тарифы на тепловую энергию при различных сроках окупаемости строительства котельной площадки № 9

Срок окупаемости, лет	Расчетный тариф на тепловую энергию, руб./Гкал														
	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
15	2 714	3 144	2 992	2 851	2 756	2 696	2 665	2 456	2 301	2 373	2 341	2 400	2 450	2 490	2 531
10	2 921	3 384	3 220	3 068	2 966	2 902	2 868	2 643	2 477	2 554	2 520	2 583	2 637	2 680	2 724
5	4 920	5 701	5 425	5 169	4 997	4 888	4 832	4 453	4 173	4 303	4 245	4 352	4 442	4 515	4 589

Сравнение тарифов на тепловую энергию котельной Площадки №9

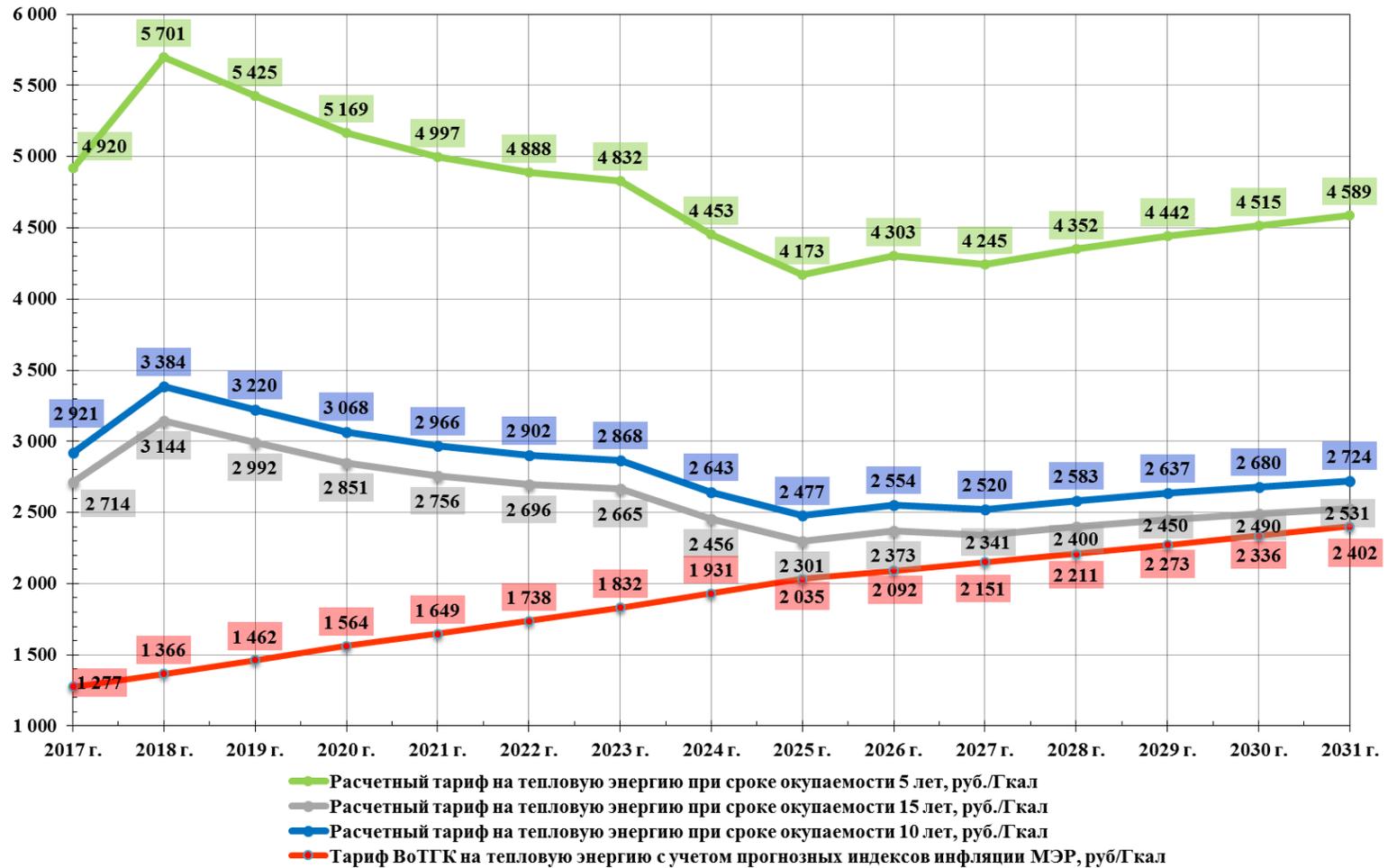


Рисунок 5 – Тарифы на тепловую энергию при различных сроках окупаемости строительства котельной площадки № 9

Вывод: при реализации данного варианта тариф на тепловую энергию при сроке окупаемости 10 лет (приемлемый для инвестора) превышает существующий тариф Самарского филиала ОАО ВоТГК. По этой причине данный вариант не рекомендуется к реализации.

3.3 Расчет эффективности инвестиций стоимости прокладки трубопроводов тепловой сети при реализации варианта А.2

Перекладку тепловых сетей ОАО «ТЕВИС» при реализации варианта А.2 для подключения перспективных потребителей планируется осуществить в 2020 году. Положительный экономический эффект складывается при получении платы за подключение новых потребителей и росте объема передаваемой тепловой энергии по сетям ОАО «ТЕВИС». В данном расчете не учтена стоимость строительства новых участков тепловой сети для подключения площадок № 1 и № 9, а только перекладка участка тепловой сети от ТЭЦ до УЗ.1-1/П-4 с увеличением диаметра, так как строительство новых участков планируется осуществить за счет застройщиков площадок.

Расчет срока окупаемости мероприятия и экономических показателей приведен ниже.

Т а б л и ц а 36 – Расчет срока окупаемости мероприятий при реализации вариант А.2

Год реализации	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.
Единовременные затраты на тепловые сети, тыс. руб., в т.ч.:	532 826	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
проектные работы, тыс. руб.	25 690	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
стоимость оборудования и материалов, тыс. руб.	140 140	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
строительно-монтажные и пусконаладочные работы, тыс. руб.	366 996	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого капзатраты, тыс. руб.	532 826															
Увеличение передаваемой т/э ТЕВИС, тыс. Гкал		2	11	21	30	40	46	53	60	72	91	91	91	91	91	91
Тариф т/э, руб./Гкал	1 749	1 843	1 943	2 048	2 158	2 275	2 338	2 404	2 471	2 540	2 612	2 685	2 760	2 837	2 917	2 998
Увеличение выручки от реализации т/э ТЕВИС, тыс. руб.		3 050	21 801	42 568	65 439	90 629	108 619	127 432	147 221	183 744	236 678	243 305	250 118	257 121	264 320	271 721
Подключаемая нагрузка, Гкал/ч	96	14	5	5	5	5	5	5	5	5	5					
Плата за подключение, тыс. руб./Гкал/ч	4 853,34	5 241,61	5 624,24	6 012,32	6 433,18	6 883,50	7 255,21	7 646,99	8 059,93	8 495,17	8 953,91	9 204,61	9 462,34	9 727,29	9 999,65	10 279,64
Выручка за подключение, тыс. руб.	468 273	73 586	28 956	30 954	33 121	35 439	33 699	35 519	37 437	39 459	41 589	0	0	0	0	0
Амортизационные отчисления (14%, СПИ 7 лет), тыс. руб.		76 118	76 118	76 118	76 118	76 118	76 118	76 118	0	0	0	0	0	0	0	0
Стоимость ОС на начало периода		532 826	456 708	380 590	304 472	228 354	152 236	76 118	0	0	0	0	0	0	0	0
Стоимость ОС на конец периода		456 708	380 590	304 472	228 354	152 236	76 118	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Налог на имущество, тыс. руб.	0	10 885	9 210	7 536	5 861	4 186	2 512	837	0	0	0	0	0	0	0	0
Налог на прибыль, тыс. руб.	93 655	0	0	0	3 316	9 153	12 738	17 199	36 932	44 641	55 654	48 661	50 024	51 424	52 864	54 344
Чистый поток платежей, тыс. руб.	-158 208	65 752	41 547	65 986	89 383	112 728	127 068	144 915	147 727	178 562	222 614	194 644	200 094	205 697	211 456	217 377
Чистый доход (NV), тыс. руб.	-158 208	-92 456	-50 909	15 078	104 460	217 189	344 257	489 172	636 899	815 461	1 038 075	1 232 719	1 432 813	1 638 510	1 849 966	2 067 343
Простой срок окупаемости (PP), лет	2,7															
Чистый дисконтированный доход (NPV), тыс. руб.	-158 208	-101 032	-69 617	-26 230	24 875	80 921	135 856	190 335	238 627	289 386	344 413	386 250	423 649	457 081	486 965	513 680
Дисконтированный срок окупаемости (DPP), лет				3,5												
Внутренняя норма доходности (IRR), %																49,2%
Индекс доходности инвестиций (PI)																4,88
Индекс доходности дисконтированных инвестиций (DPI)																1,96

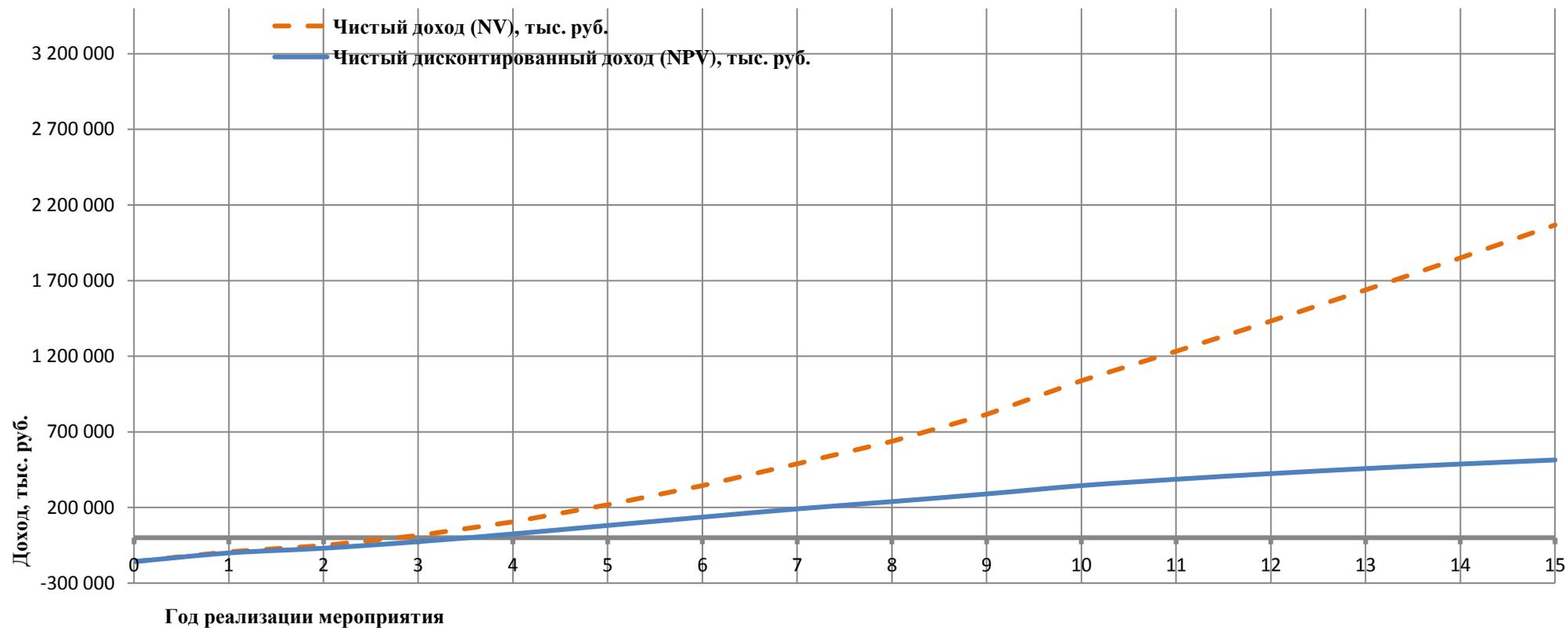


Рисунок 6 – График ЧДД мероприятий при реализации вариант А.2

Дисконтированный срок окупаемости проекта составляет 3,5 года. Проект рекомендуется к реализации.

3.4 Расчет эффективности инвестиций переноса тепловой нагрузки Комсомольского района на ТoТЭЦ и закрытия Котельной № 2 (Вариант Б.2) (НЕ АКТУАЛИЗИРОВАНО, так как данный вариант развития не был принят к реализации при создании схемы теплоснабжения г. о. Тольятти на период до 2030 года)

Строительство тепловых сетей планируется осуществить в 2014 году, перенос тепловой нагрузки Комсомольского района в 2015 году.

Положительный экономический эффект данного мероприятия достигается благодаря увеличению объемов отпуска тепловой и электрической энергии Тольяттинской ТЭЦ и уменьшению удельных расходов условного топлива на отпуск тепловой и электрической энергии.

Расчет срока окупаемости мероприятия и экономических показателей приведен ниже.

Т а б л и ц а 37 – Расчет срока окупаемости переноса тепловой нагрузки Комсомольского района на ТoТЭЦ и закрытия Котельной № 2 (Вариант Б.2)

Год реализации	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Единовременные затраты на тепловые сети, тыс. руб., в т.ч.:	929 874	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
проектные работы, тыс. руб.	40 468	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
стоимость оборудования и материалов, тыс. руб.	311 292	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
строительно-монтажные и пусконаладочные работы, тыс. руб.	578 114	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого капзатраты, тыс. руб.	929 874															
Увеличение выработки т/э ТoТЭЦ 2015/2014, тыс. Гкал		482	482	482	482	482	482	482	482	482	482	482	482	482	482	482
Тариф т/э, руб./Гкал	987	1 105	1 194	1 277	1 366	1 462	1 564	1 649	1 738	1 832	1 931	2 035	2 092	2 151	2 211	2 273
Увеличение потерь в сетях, тыс. Гкал		76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76
Увеличение выручки от реализации т/э ТoТЭЦ, тыс. руб.		449 322	485 268	519 237	555 583	594 474	636 087	670 436	706 639	744 798	785 017	827 408	850 575	874 391	898 874	924 043
Увеличение выработки э/э ТoТЭЦ 2015/2014, тыс. кВтч		251 061	251 061	251 061	251 061	251 061	251 061	251 061	251 061	251 061	251 061	251 061	251 061	251 061	251 061	251 061
Тариф э/э, руб./кВтч	1,19	1,32	1,44	1,56	1,69	1,82	1,91	2,00	2,09	2,17	2,26	2,34	2,42	2,48	2,54	2,58
Увеличение выручки от реализации э/э ТoТЭЦ, тыс. руб.		331 034	361 158	392 218	423 595	456 636	479 011	501 525	523 592	545 583	567 406	588 400	607 229	623 624	636 720	646 907
Удельный расход топлива на т/э ТoТЭЦ, кг у.т./Гкал		172,30	172,30	172,30	172,30	172,30	172,30	172,30	172,30	172,30	172,30	172,30	172,30	172,30	172,30	172,30
Удельный расход топлива на э/э ТoТЭЦ, г у.т./кВтч		238,50	238,50	238,50	238,50	238,50	238,50	238,50	238,50	238,50	238,50	238,50	238,50	238,50	238,50	238,50
Экономия условного топлива за счет снижения удельного расхода, тыс. т у.т.		13,66	13,66	13,66	13,66	13,66	13,66	13,66	13,66	13,66	13,66	13,66	13,66	13,66	13,66	13,66
Изменение расхода условного топлива на ТoТЭЦ, тыс. т у.т.		129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129
Тариф топливо, руб./тыс. м³	4 470	5 141	5 835	6 564	7 319	7 641	7 763	7 918	8 116	8 360	8 652	8 998	9 313	9 593	9 842	10 049
Изменение затрат на топливо, тыс. руб.		-581 680	-660 207	-742 733	-828 147	-864 585	-878 419	-895 987	-918 387	-945 938	-979 046	-1 018 208	-1 053 845	-1 085 461	-1 113 683	-1 137 070
Затраты электроэнергии на насосы, тыс. руб.		-25 799	-28 146	-30 567	-33 012	-35 587	-37 331	-39 086	-40 806	-42 519	-44 220	-45 856	-47 324	-48 601	-49 622	-50 416
Увеличение УПЗ ТУТС и ТoТЭЦ, тыс. руб.		-93 110	-98 045	-103 241	-108 506	-113 823	-118 717	-123 347	-128 158	-133 156	-138 349	-143 745	-147 626	-151 612	-155 705	-159 909
Амортизационные отчисления (14%, СПИ 7 лет), тыс. руб.		132 839	132 839	132 839	132 839	132 839	132 839	132 839	0	0	0	0	0	0	0	0
Налог на имущество, тыс. руб.		20 457	17 535	14 612	11 690	8 767	5 845	2 922	0	0	0	0	0	0	0	0
Налог на прибыль, тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	28 576	33 753	38 161	41 600	41 802	42 468	43 317	44 711
Чистый поток платежей, тыс. руб.	-929 874	59 310	42 494	20 302	-2 177	28 347	74 786	110 618	114 305	135 013	152 646	166 399	167 207	169 873	173 267	178 844
Чистый доход (NV), тыс. руб.	-929 874	-870 563	-828 070	-807 768	-809 945	-781 599	-706 813	-596 195	-481 891	-346 877	-194 232	-27 833	139 374	309 247	482 514	661 358
Простой срок окупаемости (PP), лет												11,2				
Чистый дисконтированный доход (NPV), тыс. руб.	-929 874	-878 299	-846 168	-832 820	-834 064	-819 971	-787 639	-746 054	-708 687	-670 308	-632 577	-596 810	-565 558	-537 949	-513 461	-491 483
Дисконтированный срок окупаемости (DPP), лет																-
Внутренняя норма доходности (IRR), %																21,6%
Индекс доходности инвестиций (PI)																1,71
Индекс доходности дисконтированных инвестиций (DPI)																0,47

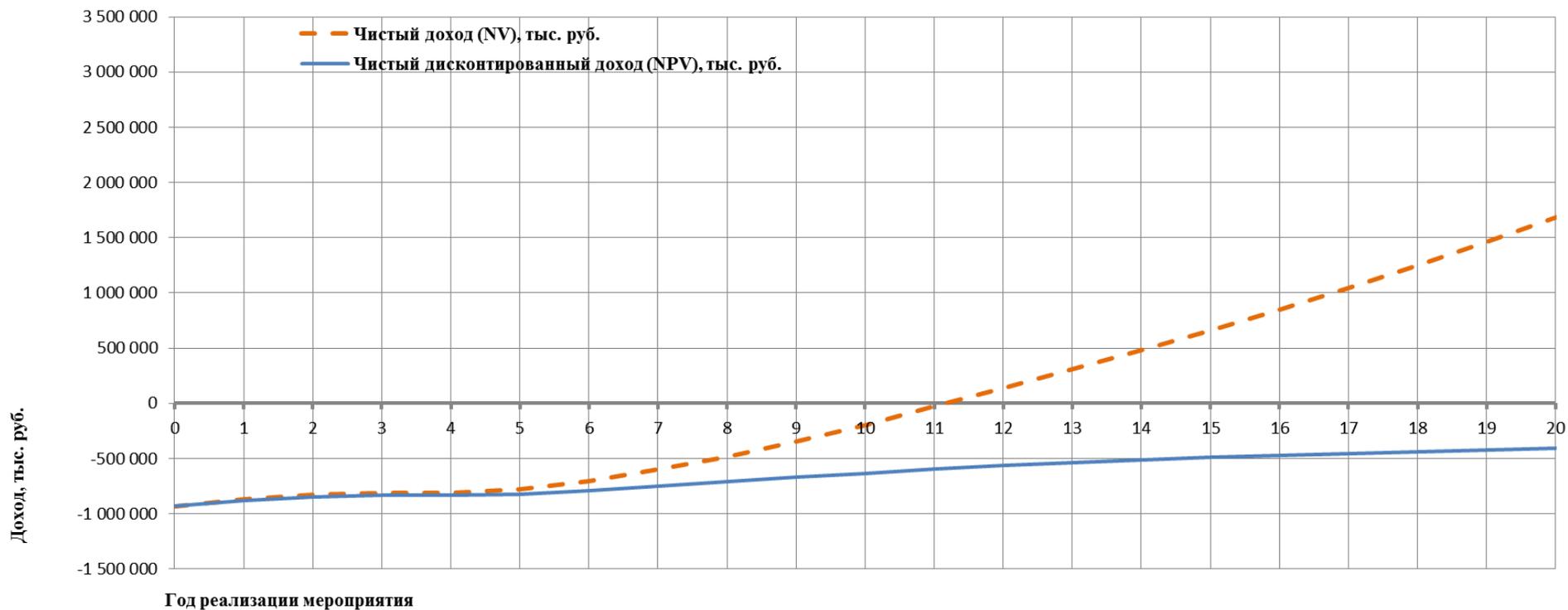


Рисунок 7 – График ЧДД переноса тепловой нагрузки Комсомольского района на ТoТЭЦ и закрытия Котельной № 2 (Вариант Б.2)

Дисконтированный срок окупаемости проекта составляет более 20 лет. Причиной низких экономических показателей является более высокий темп роста стоимости природного газа по сравнению с темпом роста тарифов на тепловую и электрическую энергию и высокие капитальные затраты данного варианта.

Для снижения срока окупаемости был произведен расчет тарифа на тепловую энергию в горячей воде для Самарского филиала ОАО ВоТГК с учетом внедрения варианта. Расчетный тариф определялся с учетом компенсации необходимой валовой выручки (НВВ).

Изменяя норму прибыли, были рассчитаны её оптимальные значения для срока окупаемости 15, 10 и 5 лет. Полученные при этом тарифы приведены в таблице и на рисунке ниже.

Т а б л и ц а 38 – Тарифы на тепловую энергию при различных сроках окупаемости реализации варианта Б.2

Срок окупаемости, лет	Тариф на тепловую энергию руб./Гкал															
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
15	1145	1275	1411	1552	1620	1652	1684	1709	1743	1778	1846	1913	1983	2055	2129	2167
10	1146	1276	1412	1553	1621	1653	1685	1711	1744	1779	1848	1915	1984	2056	2131	2168
5	1151	1282	1419	1560	1629	1661	1693	1718	1752	1787	1856	1923	1993	2066	2140	2178

Сравнение тарифов на тепловую энергию при варианте Б.2.

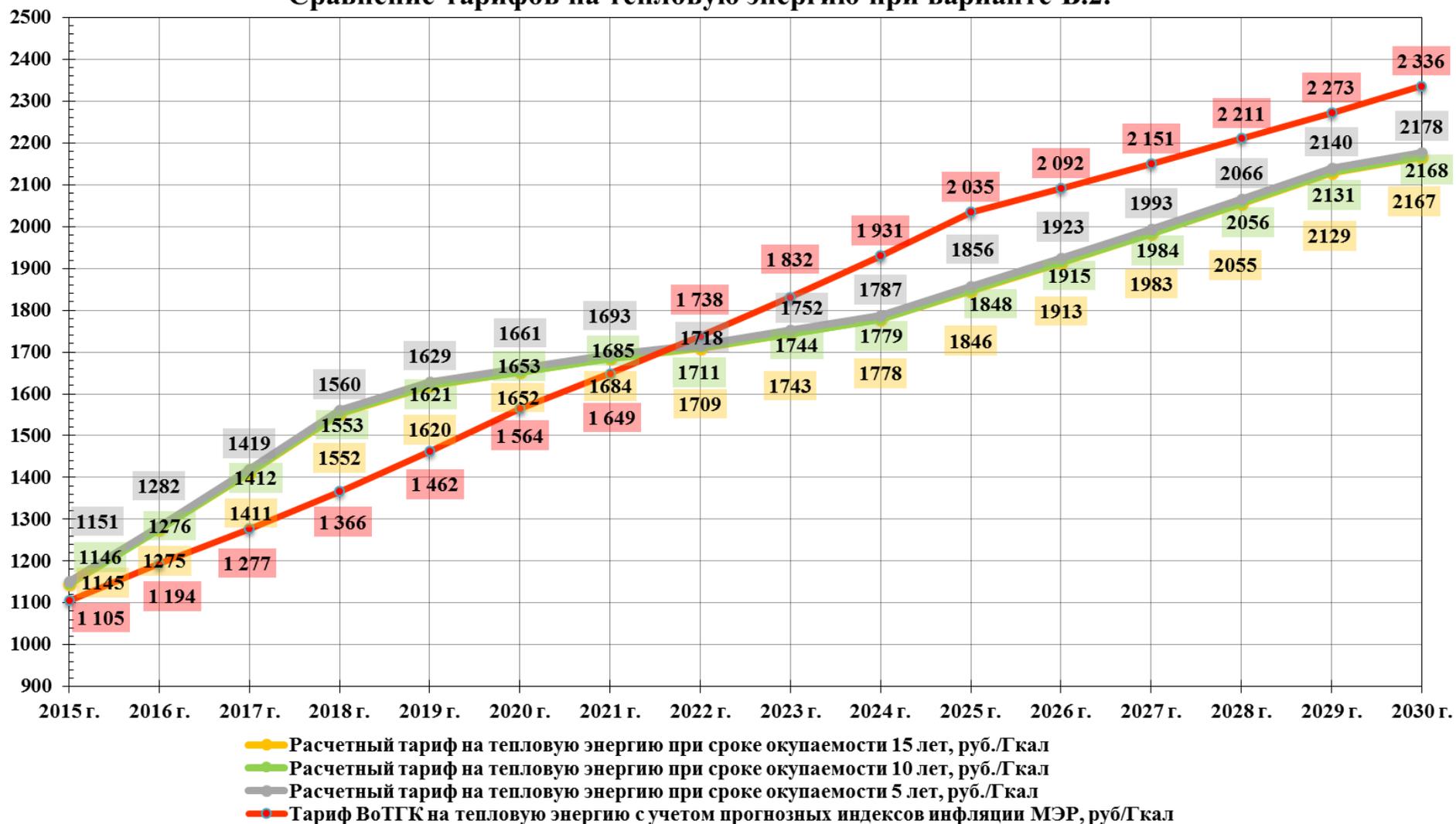


Рисунок 8 – Тарифы на тепловую энергию при различных сроках окупаемости реализации варианта Б.2

Далее представлен пример расчета срока окупаемости с учетом нового расчетного тарифа (для срока окупаемости 5 лет). Изменение прибыли Самарского филиала ВоТГК из-за разницы тарифов до и после внедрения варианта Б.2 идет на окупаемость его капитальных затрат.

Т а б л и ц а 39 – Расчет срока окупаемости переноса тепловой нагрузки Комсомольского района на ТоТЭЦ и закрытия Котельной № 2 (Вариант Б.2)

Год реализации	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Единовременные затраты на тепловые сети, тыс. руб., в т.ч.:	929 874	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
проектные работы, тыс. руб.	40 468	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
стоимость оборудования и материалов, тыс. руб.	311 292	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
строительно-монтажные и пусконаладочные работы, тыс. руб.	578 114	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого капзатраты, тыс. руб.	929 874															
Увеличение выработки т/э ТоТЭЦ 2015/2014, тыс. Гкал		482	482	482	482	482	482	482	482	482	482	482	482	482	482	482
Тариф т/э, руб./Гкал	987	1 030	1 147	1 269	1 396	1 457	1 486	1 514	1 537	1 568	1 599	1 660	1 721	1 783	1 848	1 915
Увеличение потерь в сетях, тыс. Гкал		76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76
Увеличение выручки от реализации т/э ТоТЭЦ, тыс. руб.		418 723	466 170	516 032	567 616	592 467	604 104	615 707	625 063	637 409	650 118	675 092	699 633	725 035	751 341	778 569
Увеличение выработки э/э ТоТЭЦ 2015/2014, тыс. кВтч		251 061	251 061	251 061	251 061	251 061	251 061	251 061	251 061	251 061	251 061	251 061	251 061	251 061	251 061	251 061
Тариф э/э, руб./кВтч	1,19	1,32	1,44	1,56	1,69	1,82	1,91	2,00	2,09	2,17	2,26	2,34	2,42	2,48	2,54	2,58
Увеличение выручки от реализации э/э ТоТЭЦ, тыс. руб.		331 034	361 158	392 218	423 595	456 636	479 011	501 525	523 592	545 583	567 406	588 400	607 229	623 624	636 720	646 907
Удельный расход топлива на т/э ТоТЭЦ, кг у.т./Гкал		172,30	172,30	172,30	172,30	172,30	172,30	172,30	172,30	172,30	172,30	172,30	172,30	172,30	172,30	172,30
Удельный расход топлива на э/э ТоТЭЦ, г у.т./кВтч		238,50	238,50	238,50	238,50	238,50	238,50	238,50	238,50	238,50	238,50	238,50	238,50	238,50	238,50	238,50
Экономия условного топлива за счет снижения удельного расхода, тыс. т у.т.		13,66	13,66	13,66	13,66	13,66	13,66	13,66	13,66	13,66	13,66	13,66	13,66	13,66	13,66	13,66
Увеличение расхода условного топлива на ТоТЭЦ, тыс. т у.т.		129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129
Тариф топливо, руб./тыс. м³	4 470	5 141	5 835	6 564	7 319	7 641	7 763	7 918	8 116	8 360	8 652	8 998	9 313	9 593	9 842	10 049
Изменение затрат на топливо, тыс. руб.		581 680	660 207	742 733	828 147	864 585	878 419	895 987	918 387	945 938	979 046	1 018 208	1 053 845	1 085 461	1 113 683	1 137 070
Затраты электроэнергии на насосы, тыс. руб.		25 799	28 146	30 567	33 012	35 587	37 331	39 086	40 806	42 519	44 220	45 856	47 324	48 601	49 622	50 416
Увеличение УПЗ ТУТС и ТоТЭЦ, тыс. руб.		93 110	98 045	103 241	108 506	113 823	118 717	123 347	128 158	133 156	138 349	143 745	147 626	151 612	155 705	159 909
Изменение прибыли от разницы тарифов на тепловую энергию Самарского филиала ОАО ВоТГК до и после внедрения мероприятия, тыс. руб.		211 108	258 572	314 441	370 345	363 646	323 702	295 108	258 672	225 715	190 313	178 380	195 734	213 956	233 109	253 206
Амортизационные отчисления (14%, СПИ 7 лет), тыс. руб.		132 839	132 839	132 839	132 839	132 839	132 839	132 839	0	0	0	0	0	0	0	0
Налог на имущество, тыс. руб.		20 457	17 535	14 612	11 690	8 767	5 845	2 922	0	0	0	0	0	0	0	0
Налог на прибыль, тыс. руб.	0	21 396	29 826	39 740	49 472	51 429	46 733	43 632	63 995	57 418	49 244	46 812	50 760	55 388	60 432	66 257
Чистый поток платежей, тыс. руб.	-929 874	218 423	252 143	291 799	330 729	338 556	319 772	307 366	255 980	229 674	196 977	187 250	203 040	221 553	241 728	265 030
Чистый доход (NV), тыс. руб.	-929 874	-711 450	-459 308	-167 509	163 219	501 776	821 547	1 128 913	1 384 893	1 614 567	1 811 545	1 998 794	2 201 835	2 423 388	2 665 115	2 930 145
Простой срок окупаемости (PP), лет				3,5												
Чистый дисконтированный доход (NPV), тыс. руб.	-929 874	-739 940	-549 284	-357 422	-168 327	-5	138 241	253 792	337 472	402 760	451 449	491 698	529 647	565 656	599 819	632 390
Дисконтированный срок окупаемости (DPP), лет						5,0										
Внутренняя норма доходности (IRR), %																149,4%
Индекс доходности инвестиций (PI)																4,15
Индекс доходности дисконтированных инвестиций (DPI)																1,68

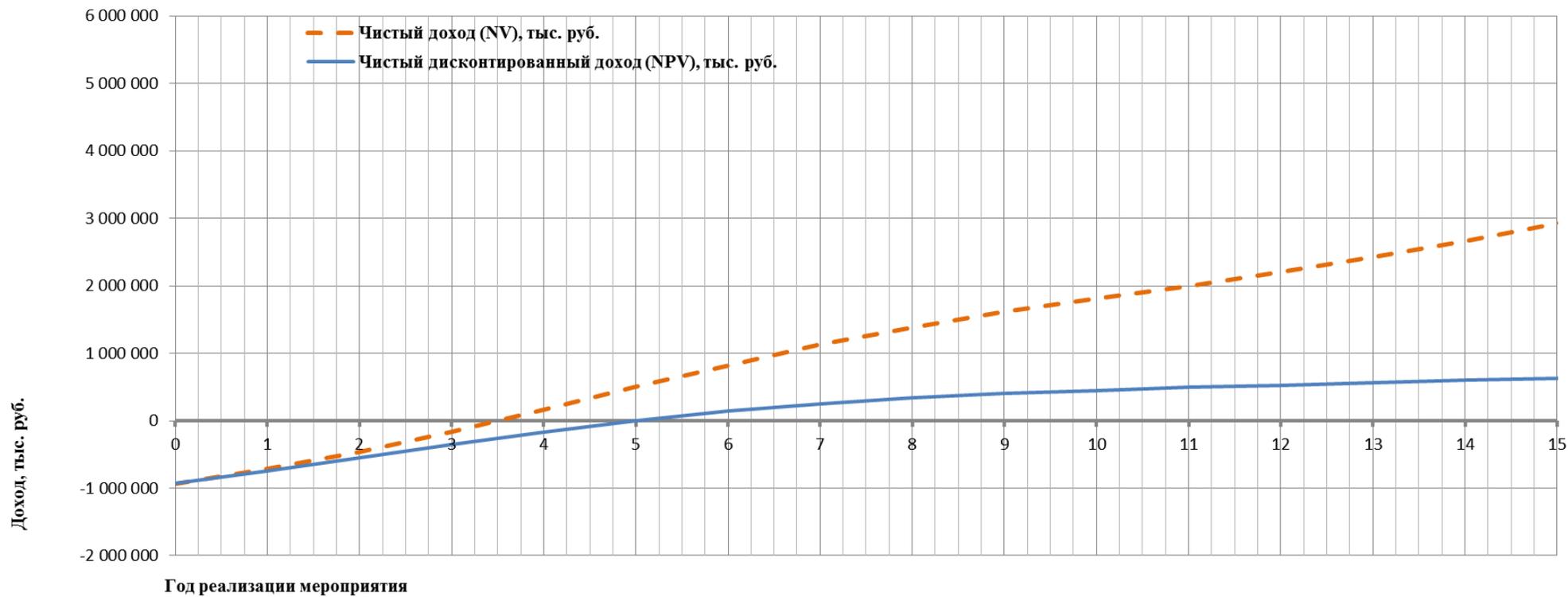


Рисунок 9 – График ЧДД внедрения варианта Б.2

Вывод. Из данного расчета видно, что вариант Б.2 целесообразно внедрять при пересчете тарифа на тепловую энергию, что в перспективе (после 2021 г.) даст более низкий тариф для потребителя в сравнении с тарифом Самарского филиала ОАО ВоТГК на тепловую энергию с учетом прогнозных индексов инфляции МЭР.

3.5 Расчет эффективности инвестиций переноса тепловой нагрузки Комсомольского района на ТоТЭЦ и закрытия Котельной № 2 и Котельной № 8 (Вариант Б.3)

Реконструкцию тепловых сетей планируется осуществить в 2017 и 2018 годах, переключение потребителей Котельной № 2 Комсомольского района на ТоТЭЦ – в 2019 году, переключение потребителей Котельной № 8 на ТоТЭЦ – в 2020 году.

Положительный экономический эффект данного мероприятия достигается благодаря увеличению объемов отпуска тепловой и электрической энергии Тольяттинской ТЭЦ и уменьшению удельных расходов условного топлива на отпуск тепловой и электрической энергии. Также при переносе тепловых нагрузок котельных на ТоТЭЦ возникающие дополнительные условно-постоянные затраты ТоТЭЦ меньше условно-постоянных затрат работающих в настоящее время котельных.

Расчет срока окупаемости мероприятия и экономических показателей приведен ниже.

Т а б л и ц а 40 – Расчет срока окупаемости переноса тепловой нагрузки Комсомольского района на ТоТЭЦ и закрытия Котельной № 2 и Котельной № 8 (Вариант Б.3)

Год реализации	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.
Единовременные затраты на тепловые сети, тыс. руб., в т.ч.:	615 687	595 863	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
проектные работы, тыс. руб.	56 715	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
стоимость оборудования и материалов, тыс. руб.	218 136	232 533	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
строительно-монтажные и пусконаладочные работы, тыс. руб.	340 835	363 331	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого капзатраты, тыс. руб.	615 687	595 863	0													
Увеличение выработки т/э ТоТЭЦ 2015/2014, тыс. Гкал			729	985	985	985	985	985	959	959	959	959	952	959	959	959
Тариф т/э, руб./Гкал	1 062	1 135	1 215	1 300	1 370	1 444	1 522	1 604	1 691	1 738	1 787	1 837	1 888	1 941	1 996	2 051
Увеличение потерь в сетях, тыс. Гкал		0	115	155	155	155	155	155	151	151	151	151	150	151	151	151
Увеличение выработки э/э ТоТЭЦ 2015/2014, тыс. кВтч			386 470	452 149	452 149	452 149	452 149	452 149	442 764	442 764	442 764	442 764	442 764	442 764	442 764	442 764
Удельный расход условного топлива на отпущенную электроэнергию, г у.т./кВт·ч			245,5	231,2	231,2	231,2	231,2	231,9	231,9	231,9	231,9	231,9	232,4	231,9	231,9	231,9
Тариф э/э, руб./кВтч	1,47	1,59	1,71	1,80	1,88	1,96	2,04	2,13	2,21	2,28	2,34	2,39	2,42	2,45	2,48	2,51
Увеличение выручки от реализации э/э ТоТЭЦ, тыс. руб.		0	661 412	811 733	849 885	887 280	924 546	961 527	976 408	1 007 653	1 034 859	1 056 591	1 073 497	1 085 305	1 097 244	1 109 313
Увеличение расхода условного топлива на ТоТЭЦ, тыс. т у.т.			96,6	87,9	87,9	87,9	87,9	89,1	86,9	86,9	86,9	86,9	87,8	87,6	87,6	87,6
Тариф топливо, руб./тыс. м³	4 993	5 323	5 557	5 646	5 759	5 903	6 080	6 293	6 544	6 773	6 977	7 158	7 308	7 425	7 544	7 665
Изменение затрат на топливо, тыс. руб.		0	-469 643	-434 476	-443 165	-454 244	-467 872	-490 736	-497 613	-515 030	-530 481	-544 273	-561 395	-569 080	-578 185	-587 436
Затраты электроэнергии на насосы, тыс. руб.			-56 537	-59 307	-62 094	-64 826	-67 549	-70 251	-72 850	-75 182	-77 212	-78 833	-80 094	-80 975	-81 866	-82 767
Увеличение УПЗ ТУТС и ТоТЭЦ, тыс. руб.			-177 986	-185 640	-192 880	-200 402	-208 218	-216 338	-224 776	-230 844	-237 077	-243 478	-250 052	-256 804	-263 737	-270 858
Снижение УПЗ котельных 2 и 8, тыс. руб.			346 517	361 417	375 512	390 157	405 374	421 183	437 609	449 425	461 559	474 021	486 820	499 964	513 463	527 327
Амортизационные отчисления (14%, СПИ 7 лет), тыс. руб.			173 079	173 079	173 079	173 079	173 079	173 079	173 079							
Стоимость ОС на начало периода			1 211 550	1 038 471	865 393	692 314	519 236	346 157	173 079	0	0					
Стоимость ОС на конец периода			1 038 471	865 393	692 314	519 236	346 157	173 079	0	0						
Налог на имущество, тыс. руб.	0	0	24 750	20 943	17 135	13 327	9 519	5 712	1 904	0	0	0	0	0	0	0
Налог на прибыль, тыс. руб.	0	0	21 187	59 941	67 409	74 312	80 737	85 319	88 759	127 204	130 330	132 806	133 755	135 682	137 384	139 116
Чистый поток платежей, тыс. руб.	-615 687	-595 863	257 826	412 844	442 714	470 326	496 025	514 355	528 115	508 817	521 319	531 223	535 020	542 729	549 535	556 463
Чистый доход (NV), тыс. руб.	-615 687	-1 211 550	-953 724	-540 880	-98 166	372 160	868 185	1 382 540	1 910 654	2 419 472	2 940 791	3 472 013	4 007 034	4 549 762	5 099 297	5 655 760
Простой срок окупаемости (PP), лет					4,2											
Чистый дисконтированный доход (NPV), тыс. руб.	-615 687	-1 133 829	-938 875	-667 424	-414 300	-180 465	33 980	227 345	399 987	544 624	673 486	787 669	887 668	975 877	1 053 542	1 121 928
Дисконтированный срок окупаемости (DPP), лет						5,8										
Внутренняя норма доходности (IRR), %																21,5%
Индекс доходности инвестиций (PI)																5,67
Индекс доходности дисконтированных инвестиций (DPI)																1,99

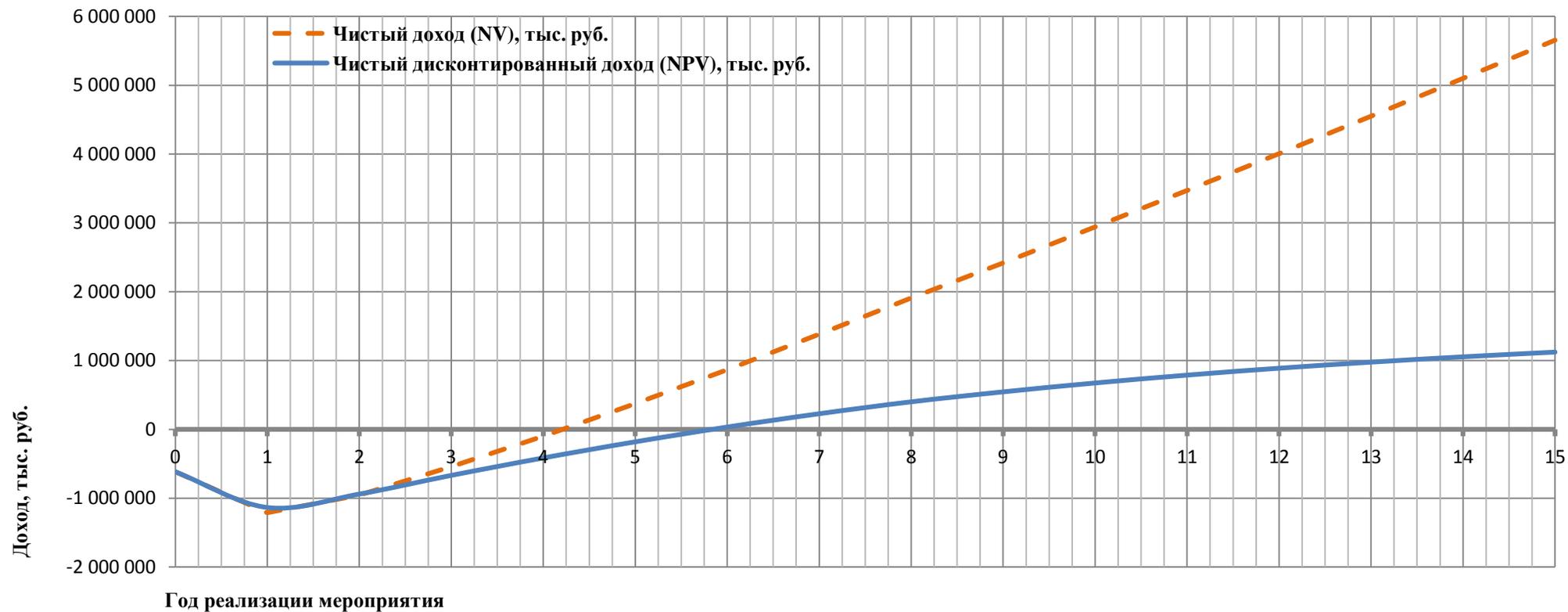


Рисунок 10 – График ЧДД переноса тепловой нагрузки Комсомольского района на ТoТЭЦ и закрытия Котельной № 2 и Котельной № 8 (Вариант Б.3)

Дисконтированный срок окупаемости проекта составляет 5,8 лет. Проект рекомендуется к реализации.

3.6 Расчет эффективности инвестиций при переводе с открытой схемы подключения ГВС на закрытую с автоматизацией ИТП потребителей тепловой энергии от источников ВоТГК

3.6.1 Пример перевода с открытой схемы подключения ГВС на закрытую с автоматизацией одного ИТП

В п. 4.3.3 Главы 7 Обосновывающих материалов представлен пример расчета перевода с открытой системы ГВС на закрытую с автоматизацией ИТП, расположенного по адресу ул. Свердлова, д. 70, и выполнен подбор оборудования. В таблице 41 представлена стоимость основного и вспомогательного оборудования и расходных материалов при автоматизации данного ИТП.

Т а б л и ц а 41 – Стоимость основного и вспомогательного оборудования и расходных материалов при автоматизации ИТП

№	Наименование оборудования	Кол-во	Ед. изм.	Цена, руб.	Стоимость, руб.
1	Регулятор температуры (контроллер) ТРМ-32	1	шт	5 000,00	5 000,00
2	ДТ СЦ35-50М.В3.80 (датчик температуры на отопление) Данфос	1	шт	2 000,00	2 000,00
3	ДТ СЦ35-50М.В3.80 (датчик температуры на ГВС) Данфос	1	шт	2 000,00	2 000,00
4	ДТ СЦ35-50М.В2.60 (датчик температуры наружного воздуха) Данфос	1	шт	2 000,00	2 000,00
5	Г3.16.1.1.80 (гильза)	3	шт	150,00	450,00
6	Б.У.20x1,5.40.1 (бобышка)	3	шт	85,00	255,00
7	МКЭШ (3x1,5) (кабель для соединения контроллера и датчика)	40	м. пог.	25,00	1 000,00
8	Клапан ГВС двухходовой Esbe VLC 125	1	шт	10 562,00	10 562,00
9	Клапан отопления двухходовой Esbe VLC 125	1	шт	10 562,00	10 562,00
10	Паронитовые прокладки, кольцевые	4	шт	50,00	200,00
11	Ответные фланцы	4	шт	400,00	1 600,00
12	Болты крепежные М16x50 с гайками	32	шт	50,00	1 600,00
13	Электроды, 3мм, МР-3С	2	кг	85,00	170,00
14	Провода силовые NYM 4x2,5 кв.мм	30	м. пог.	15,00	450,00
15	Автоматы, S264C10A 4п 6кА STOS264 C10 (ABB)	2	шт	200,00	400,00
16	Труба ПВХ гофрированная, с протяжкой, внеш. д. 16 мм	70	м. пог.	5,00	350,00
17	Держатель для труб д. 16мм CF16	100	шт	1,00	100,00
18	Саморез с п/ш 4,2x41	150	шт	1,00	150,00
19	Трубопроводы разных диаметров, повороты, отводы и т.д.		м.п., шт		10000
20	Насос циркуляционный отопления, Grundfos UPS 40-50 F	1	шт	17 000,00	17 000,00
21	Обратный клапан, Ду 40	1	шт	700,00	700,00
22	Резьбовое соединение	1	шт	380,00	380,00
23	Теплообменник пластинчатый разборный, 2 ступени	1	шт	123 538,92	123 538,92
24	Циркуляционный насос системы ГВС	1	шт	4 000,00	4 000,00
25	ПИР				77 787,17
26	СМР				126 404,15
Итого оборудование					194 467,92
Всего за один ИТП					398 659,24

Также в стоимость модернизации ИТП включена стоимость монтажа оборудования, которое примерно составляет 65% от стоимости оборудования, и проектные работы, составляющие 40% от стоимости оборудования.

3.6.1.1 Расчет экономии при автоматизации ИТП

Экономический эффект от внедрения регуляторов расхода складывается из двух показателей: экономии за счет снижения расхода тепловой энергии на отопление и экономии технологических затрат электрической энергии насосной станции.

Расчет экономии тепловой энергии на отопление зданий

Расчет годовой экономии тепловой энергии складывается из трех составляющих:

- Экономия тепловой энергии за счет поддержания комфортной температуры воздуха в помещениях путем соблюдения заданного графика зависимости температуры теплоносителя, поступающего в систему отопления, от температуры наружного воздуха составляет 2 % (принимается на основании практических наработок) от годового расхода тепловой энергии на отопление:

$$\Delta_1 Q_{от}^{год} = 0,02 \cdot Q_o^{год},$$

- Экономия тепловой энергии за счет ликвидации весенне-осенних перетопов в помещениях жилых, общественных и производственных зданий составляет 12 % (принимается на основании практических наработок) от годового расхода тепловой энергии на отопление:

$$\Delta_2 Q_{от}^{год} = 0,12 \cdot Q_{от}^{год},$$

- Экономия тепловой энергии за счет поддержания требуемой температуры горячей воды в системе ГВС жилых, общественных и производственных зданий составляет 2 % (принимается на основании практических наработок) от годового расхода тепловой энергии на горячее водоснабжение:

$$\Delta Q_{ГВС}^{год} = 0,02 \cdot Q_{ГВС.ср}^{год},$$

Годовая экономия тепловой энергии $\Delta Q_{год}$ составит:

$$\Delta Q^{год} = \Delta_1 Q_{от}^{год} + \Delta_2 Q_{от}^{год} + \Delta Q_{ГВС}^{год}$$

где:

$$Q_{от}^{год} = 24 \cdot Q_{от.ср.} \cdot n_{от},$$

$$Q_{ГВС.ср}^{год} = 24 \cdot (Q_{ГВС.ср} \cdot n_{от} + Q_{ГВС.ср}^л \cdot (n_{ГВС} - n_{от}))$$

где:

$Q_{от.ср.}$ – среднечасовой расход тепла за отопительный период, Гкал/ч;

$Q_{ГВС.ср} = 0,1375$ Гкал/ч – среднечасовой расход тепла на горячее водоснабжение за отопительный период;

$Q_{ГВС.ср}^л$ – среднечасовой расход тепла на горячее водоснабжение в летний период, Гкал/ч;

$n_{от} = 203$ сут – продолжительность отопительного периода в сутках по числу дней с устойчивой средней суточной температурой воздуха 8 °С и ниже;

$n_{ГВС} = 350$ сут – число суток в году работы системы горячего водоснабжения.

Среднечасовой расход тепла за отопительный период определяется по формуле:

$$Q_{от.ср.} = Q_{от} \cdot \frac{t_{вн} - t_{ср.от}}{t_{вн} - t_{р.от}},$$

где:

$t_{вн} = 18\text{ }^{\circ}\text{C}$ – расчетная температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий, $^{\circ}\text{C}$ ($18\text{ }^{\circ}\text{C}$ – для жилых, общественных и административных зданий, $21\text{ }^{\circ}\text{C}$ – для дошкольных и детских лечебных учреждений, для производственных зданий принимается температура в зданиях характерная для конкретного производства);

$t_{ср.от} = -5,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ – средняя температура наружного воздуха за отопительный период;

$t_{р.от} = -30\text{ }^{\circ}\text{C}$ – расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, принимаемая, как средняя температура воздуха наиболее холодной пятидневки.

Среднечасовой расход тепла на горячее водоснабжение в летний период определяется по формуле:

$$Q_{ГВС.ср}^л = Q_{ГВС.ср} \cdot \frac{t_{г.в.} - t_{х.л.}}{t_{г.в.} - t_{х.з.}} \cdot b,$$

где:

$t_{г.в.} = 65\text{ }^{\circ}\text{C}$ – температура горячей воды;

$t_{х.л.} = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$ – температура холодной (водопроводной) воды в летний период;

$t_{х.з.} = 5\text{ }^{\circ}\text{C}$ – температура холодной (водопроводной) воды в отопительный период;

$b = 0,8$ – коэффициент, учитывающий снижение среднечасового расхода воды на горячее водоснабжение в летний период по отношению к отопительному.

В результате расчётов получаем суммарную годовую экономию тепловой энергии $98,0$ Гкал.

При расчете срока окупаемости модернизации ИТП следует учесть, что кроме единовременных затрат на приобретение и монтаж оборудования, так же появятся ежегодные затраты на покупку электрической энергии, затрачиваемой насосами ИТП на перекачку теплоносителя. В таблице 42 показаны мощности насосов Grundfos и Wilo.

Т а б л и ц а 42 – Мощность насосов

Марка насоса	Потребляемая мощность, Вт	Потребление эл. эн. за отопительный период, кВт·ч
Grundfos UPS 25-30	55	26
Grundfos UPS 32-30	55	268
Grundfos UPS 32-40	55	268
Grundfos UPS 32-50	50	244
Grundfos UPS 32-60	140	682
Grundfos UPS 40-50 F	105	512
Grundfos UPS 40-80 F	220	1072
Grundfos UPS серия 200, 100-30	1500	7308
Grundfos UPS серия 200, 40-30	115	560
Grundfos UPS серия 200, 50-30	150	731
Grundfos UPS серия 200, 65-30	210	1023
Grundfos UPS серия 200, 65-60/4	660	3216
Grundfos UPS серия 200, 80-120	670	3264
Grundfos UPS серия 200, 80-30	360	1754
Wilo IL-E 100/150-15/2	15000	73080
Wilo IL-E 100/250-7,5/4	7500	36540
Wilo IL-E 200/240-15/4	15000	73080

3.6.2 Расчет эффективности инвестиций при переводе с открытой схемы подключения ГВС на закрытую с автоматизацией ИТП потребителей тепловой энергии

По методике, описанной в п 3.6.1 настоящей главы, был выполнен расчет окупаемости мероприятия для всех ИТП, которые необходимо модернизировать. Расчет дисконтированного срока окупаемости мероприятия по переводу с открытой схемы подключения ГВС на закрытую с автоматизацией ИТП представлен в таблице 43. Как видно из рисунка 11 дисконтированный срок окупаемости данного мероприятия составит 5,8 лет.

Т а б л и ц а 43 - Расчет дисконтированного срока окупаемости мероприятия

Год реализации	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.
Единовременные затраты, тыс. руб., в т.ч.:	145 146	155 161	164 781	175 491	187 074	196 989	0	0	0	0	0
проектные работы, тыс. руб.	28 321	30 275	32 152	34 242	36 502	38 437	0	0	0	0	0
стоимость оборудования и материалов, тыс. руб.	70 803	75 688	80 381	85 606	91 256	96 092	0	0	0	0	0
строительно-монтажные и пусконаладочные работы, тыс. руб.	46 022	49 197	52 248	55 644	59 316	62 460	0	0	0	0	0
Экономия тепловой энергии, тыс. Гкал		45,468	90,935	136,403	181,870	227,338	272,805	272,805	272,805	272,805	272,805
Прогнозируемая стоимость тепловой энергии, руб./Гкал		1 429	1 527	1 634	1 749	1 843	1 943	2 048	2 158	2 275	2 338
Экономия, тыс. руб.		64 966	138 898	222 931	318 049	419 029	529 988	558 607	588 772	620 566	637 942
Амортизационные отчисления (20%, СПИ 5 лет), тыс. руб.		29 029	60 061	93 017	128 116	165 531	204 928	204 928	204 928	204 928	204 928
Эксплуатационные расходы, тыс. руб.		5 129,40	6 949,96	9 047,59	11 440,06	14 175,12	17 294,88	20 854,57	24 875,72	29 406,07	30 439,43
Налог на имущество, тыс. руб.		3 193	5 968	8 272	10 086	11 383	12 076	7 567	3 059	0	0
Налог на прибыль, тыс. руб.		5 523	13 184	22 519	33 681	45 588	59 138	65 051	71 182	77 246	80 515
Чистый доход (NV), тыс. руб.	-145 146	-249 186	-301 170	-293 569	-217 802	-66 908	374 571	839 705	1 329 361	1 843 274	2 370 262
Простой срок окупаемости (PP), лет						5,2					
Чистый дисконтированный доход (NPV), тыс. руб.	-145 146	-235 615	-274 923	-269 925	-226 605	-151 584	39 280	214 141	374 210	520 296	650 560
Дисконтированный срок окупаемости (DPP), лет						5,8					
Простой срок окупаемости без учета роста стоимости ТЭР и изменения стоимости производственных активов, лет	2,4										
Внутренняя норма доходности (IRR), %											60,1%
Индекс доходности инвестиций (PI)											5,89
Индекс доходности дисконтированных инвестиций (DPI)											2,50

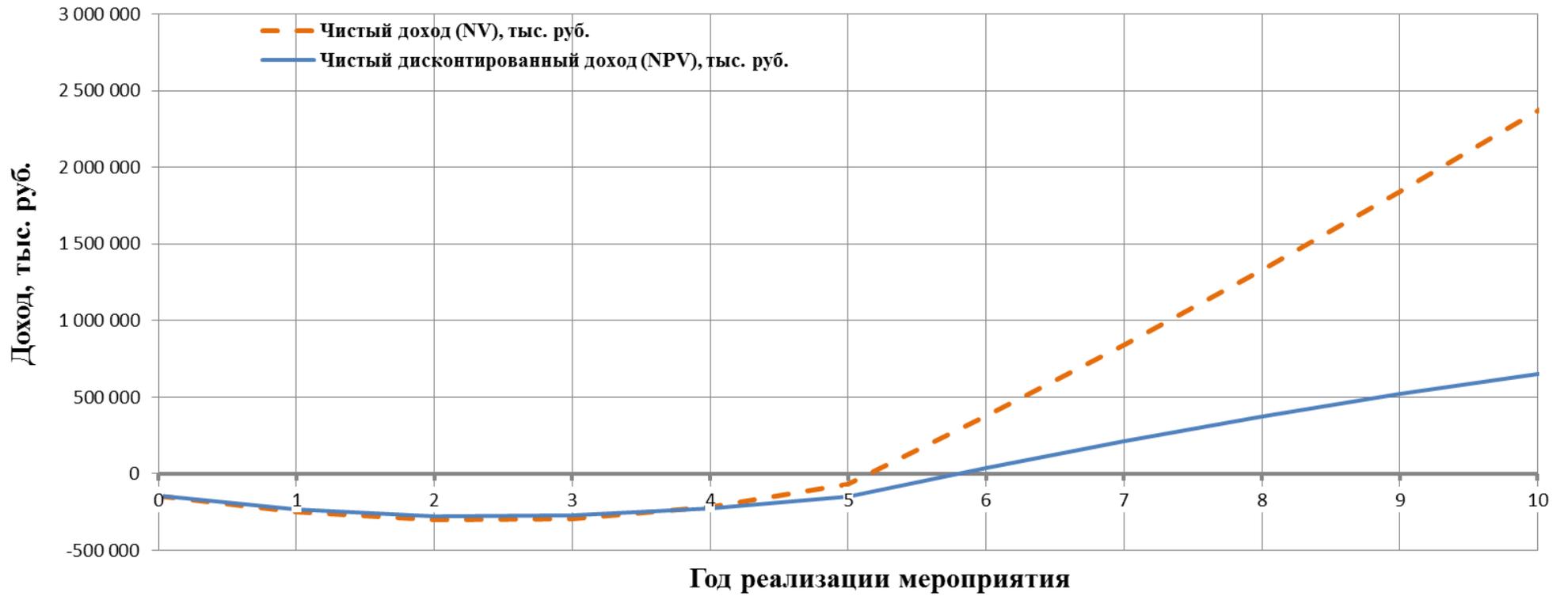


Рисунок 11 - Дисконтированный срок окупаемости мероприятия

ЧАСТЬ 4 РАСЧЕТЫ ЦЕНОВЫХ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЛЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММ СТРОИТЕЛЬСТВА, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕООРУЖЕНИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Для оценки ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения был произведен расчет тарифа тепловой энергии для компенсации НВВ при каждом варианте развития. Далее приведен сравнительный анализ полученных тарифов.

4.1 Ценовые последствия для потребителей при реализации вариантов развития Автозаводского района (вариант А.1 и А.2) (НЕ АКТУАЛИЗИРОВАНО, так как некоторые варианты развития не были приняты к реализации при создании схемы теплоснабжения г. о. Тольятти на период до 2030 года)

Для сравнения были приняты расчетные тарифы для собственных котельных площадок № 1 и № 9 при сроке окупаемости 10 лет (вариант А.1) и для Самарского филиала ОАО ВоТГК при подключении площадок № 1 и № 2 к ТЭЦ ВАЗа при сроке окупаемости 10 лет (вариант А.2). Расчетные тарифы приведены в таблице и на рисунке ниже.

Из сравнения видно, что наиболее выгодным для потребителя будет реализация варианта А.2, так как при этом тариф на тепловую энергию после 2021 года будет ниже, чем тариф ВоТГК на тепловую энергию с учетом прогнозных индексов инфляции МЭР. Так же этот вариант ведет к увеличению комбинированной выработки, что является приоритетным направлением развития системы теплоснабжения. В силу этих причин к реализации рекомендуется вариант А.2.

Т а б л и ц а 44 – Расчетные тарифы при вариантах А.1 и А.2

Тариф на тепловую энергию	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
При варианте А.1 котельная площадки № 9 (расчетный)	2 921	3 384	3 220	3 068	2 966	2 902	2 868	2 643	2 477	2 554	2 520	2 583	2 637	2 680
При варианте А.1 котельная площадки № 1 (расчетный)	3 544	4 186	3 917	3 686	3 521	3 407	3 334	2 963	2 675	2 760	2 746	2 815	2 874	2 923
При варианте А.2 (расчетный)	1 414	1 555	1 622	1 652	1 682	1 713	1 745	1 767	1 834	1 899	1 967	2 038	2 111	2 148
Тариф ВоТГК на тепловую энергию с учетом прогнозных индексов инфляции МЭР, руб/Гкал	1 277	1 366	1 462	1 564	1 649	1 738	1 832	1 931	2 035	2 092	2 151	2 211	2 273	2 336

Сравнение тарифов на тепловую энергию при различных вариантах развития Автозаводского района

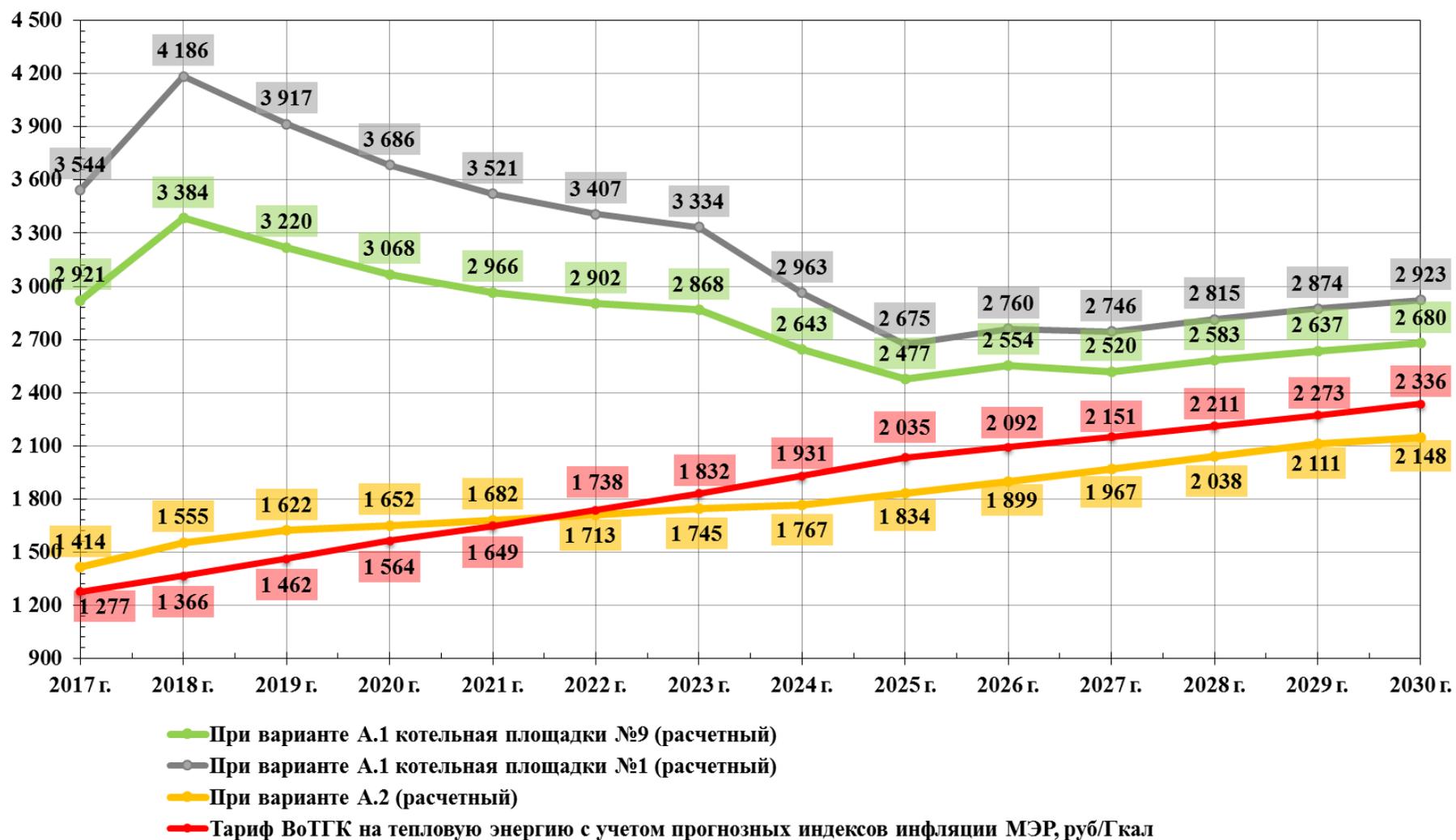


Рисунок 12 – Расчетные тарифы при вариантах А.1 и А.2

4.2 Ценовые последствия для потребителей при реализации вариантов развития Центрального и Комсомольского районов (вариант Б.1, Б.2 и Б.3) (НЕ АКТУАЛИЗИРОВАНО, так как некоторые варианты развития не были приняты к реализации при создании схемы теплоснабжения г. о. Тольятти на период до 2030 года)

Для сравнения были приняты расчетные тарифы на тепловую энергию для Самарского филиала ОАО ВоТГК при реализации вариантов Б.1 и Б.2, Б.3 при сроках окупаемости 5 лет. Расчетные тарифы приведены в таблице и на рисунке ниже.

Из сравнения видно, что наиболее выгодным для потребителя будет реализация варианта Б.3, так как при этом тариф на тепловую энергию после 2022 года будет ниже, чем тариф ВоТГК на тепловую энергию с учетом прогнозных индексов инфляции МЭР. Так же этот вариант ведет к увеличению комбинированной выработки, что является приоритетным направлением развития системы теплоснабжения. При сравнении вариантов Б.2 и Б.3 при равных тарифах (расчетный тариф варианта Б.3 при сроке окупаемости 5 лет) по прошествии 15 лет Б.3 имеет больший чистый дисконтированный доход 2 902,9 млн. руб. против 632,4 млн. руб. В силу этих причин к реализации рекомендуется вариант Б.3.

Т а б л и ц а 45 – Расчетные тарифы при вариантах Б.1, Б.2 и Б.3

Тариф на тепловую энергию	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
При варианте Б.1. (ВоТГК по МЭР)	1 105	1 194	1 277	1 366	1 462	1 564	1 649	1 738	1 832	1 931	2 035	2 092	2 151	2 211	2 273	2 336
При варианте Б.2 (расчетный)	1 151	1 282	1 419	1 560	1 629	1 661	1 693	1 718	1 752	1 787	1 856	1 923	1 993	2 066	2 140	2 178
При варианте Б.3 (расчетный)	1 172	1 308	1 447	1 591	1 660	1 692	1 724	1 746	1 776	1 811	1 881	1 949	2 020	2 093	2 168	2 206

Сравнение тарифов на тепловую энергию при различных вариантах развития Центрального и Комсомольского районов

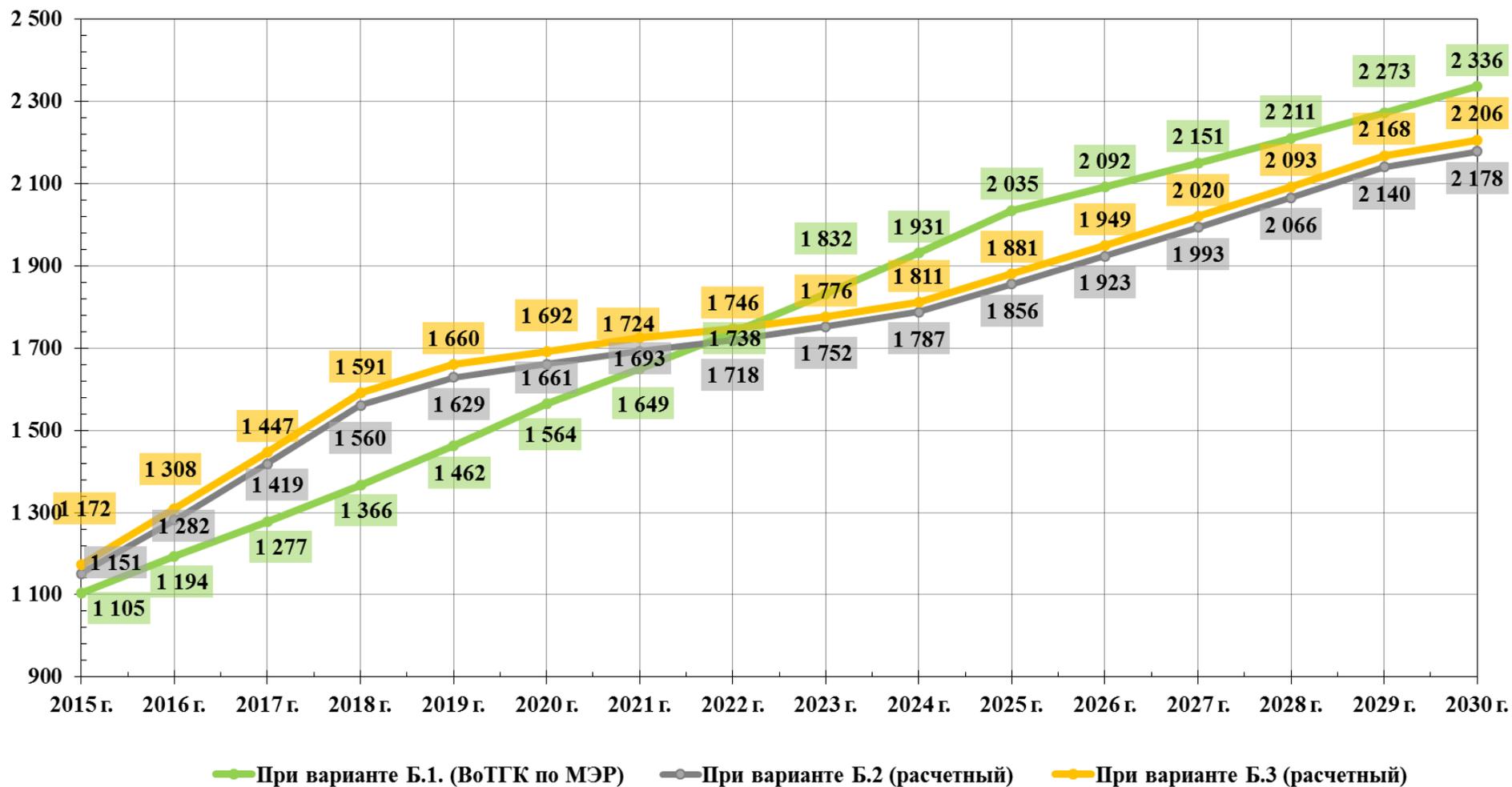


Рисунок 13 – Расчетные тарифы при вариантах Б.1, Б.2 и Б.3

4.3 Ценовые последствия для потребителей при реализации вариантов А.2 и Б.3

Для реализации вариантов А.2 и Б.3 не требуется увеличения тарифов для потребителей больше, чем рост тарифов на тепловую энергию по индексам, установленным Министерством экономического развития РФ, так как при них варианты окупаются в выгодные сроки – 3,5 и 5,8 лет соответственно.

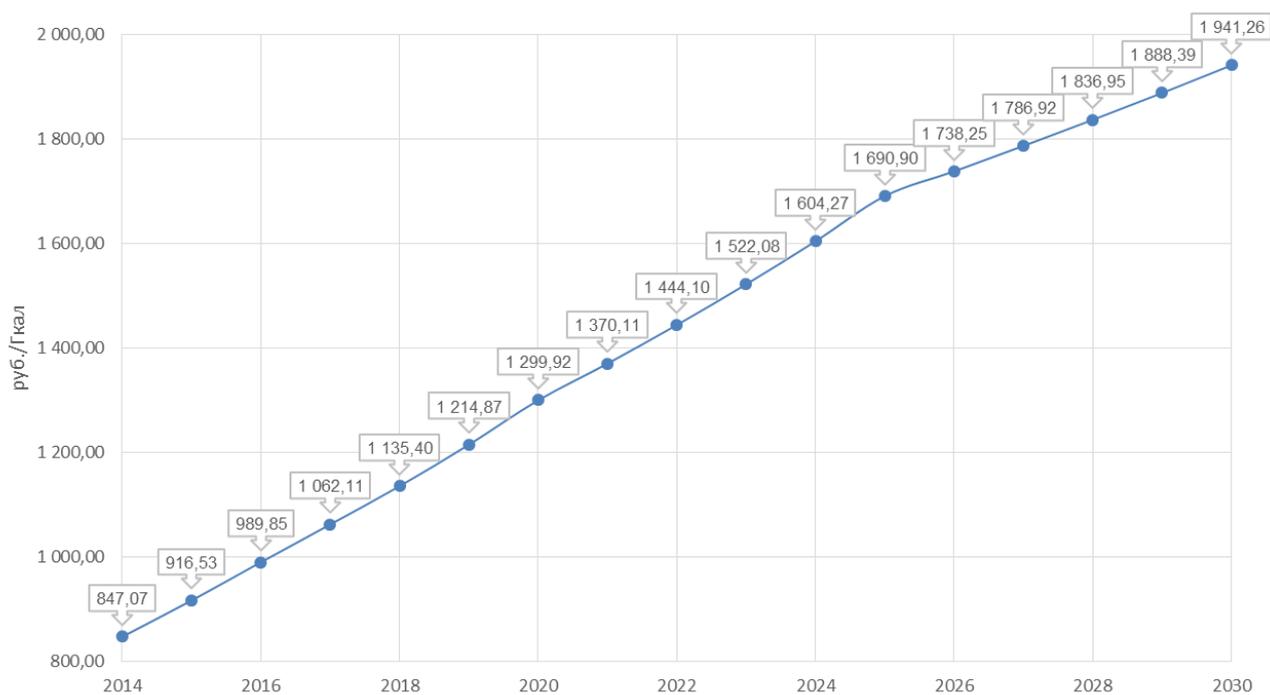


Рисунок 14 – Динамика тарифов на тепловую энергию в соответствии с индексами Минэкономразвития

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении».
2. Постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».
3. Постановление Правительства РФ от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (вместе с «Правилами организации теплоснабжения в Российской Федерации»).
4. «Методические рекомендации по разработке схем теплоснабжения». Утверждены приказом Минэнерго России и Минрегиона России от 29.12.2012 № 565/667.
5. «Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов» (утв. Минэкономки РФ, Минфином РФ, Госстроем РФ 21.06.1999 № ВК 477).
6. Экономика энергетики: учебник для вузов / Н.Д. Рогалев, А.Г. Зубкова, И.В. Мастерова и др.; под ред. Н.Д. Рогалева. – М.: Издательский дом МЭИ, 2011. – 320 с.
7. Четыркин Е.М. «Финансовый анализ производственных инвестиций» – М.: Дело, 1998. – 256 с.
8. «Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030 года», Закрытое акционерное общество «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике» для Минэнерго России, выпуск 2011 г.
9. Сценарные условия, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и предельные уровни цен (тарифов) на услуги компаний инфраструктурного сектора на 2014 год и на плановый период 2015 и 2016 годов (разработаны Минэкономразвития России).
10. Прогноз социально-экономического развития РФ на 2013 и плановый период 2014-2015 годов (разработан Минэкономразвития России).
11. Прогноз долгосрочного социально-экономического развития РФ на период до 2030 года (разработан Минэкономразвития России).
12. Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 № 1 ред. от 10.12.2010 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».
13. Налоговый кодекс Российской Федерации от 05.08.2000 № 117-ФЗ (принят ГД ФС РФ 19.07.2000, ред. от 10.07.2012).