

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого
Институт промышленного менеджмента, экономики и торговли
Высшая инженерно-экономическая школа

Работа допущена к защите

Директор
Высшей инженерно-экономической
школы

_____ Д.Г. Родионов
« ____ » _____ 20__ г.

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
БАКАЛАВРА**

**ОЦЕНКА ИНВЕСТИЦИОННОЙ
ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ ВЛОЖЕНИЯ КАПИТАЛА В
МОДЕРНИЗАЦИЮ ТЕПЛОФИКАЦИОННОГО ЭНЕРГБЛОКА
Т-100 В РАМКАХ ПРОГРАММЫ ДПМ - 2.**

по направлению подготовки _____ 38.03.01 Экономика
(код и наименование направления подготовки)

направленность (профиль) _____ 38.03.01_14 Экономика энергетики
(код и наименование направленности (профиля)
образовательной программы)

Выполнил студент
гр. 3733801/61401

_____ Д. Д. Шуняев

Руководитель
к.т.н.

_____ М. А. Тузников

Консультант
по нормоконтролю

_____ Т.М. Бугаева

Санкт-Петербург
2020

Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation
Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University
Institute of Industrial Management, Economics and Trade
Graduate School of industrial economics

The work is admitted to defend

Head of the Graduate School
of industrial economics

_____ D.G. Rodionov
«____» _____ 2020

**GRADUATE QUALIFICATION PAPER
BACHELOR'S THESIS**

**EVALUATION OF INVESTMENT ATTRACTIVENESS OF
CAPITAL INVESTMENT IN THE MODERNIZATION OF THE
HEATING UNIT T-100 UNDER THE CDC-2 PROGRAM**

Field of study _____ 38.03.01 Economics
(code and name)

Educational program _____ 38.03.01_14 Energy economics
(code and name)

Completed by student
gr. 3733801/61401 _____ D. D. Shunyaev

Supervisor
Cand. Sc. (Technical Sciences) _____ M. A. Tuznikov

Consultant
for standards compliance _____ T.M. Bugaeva

St. Petersburg
2020

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ ПЕТРА ВЕЛИКОГО**
Институт промышленного менеджмента, экономики и торговли
Высшая инженерно-экономическая школа

УТВЕРЖДАЮ
Директор ВИЭШ,
д.э.н., профессор
_____ Д.Г. Родионов

« ____ » _____ 20__ г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

студенту Шуняеву Дмитрию Дмитриевичу, гр. № 3733801/61401
фамилия, имя, отчество (при наличии), номер группы

1. Тема работы: Оценка инвестиционной привлекательности вложения капитала в модернизацию теплофикационного энергоблока Т-100 в рамках программы ДПМ-2.
2. Срок сдачи студентом законченной работы: «1» июня 2020 г.
3. Исходные данные по работе: Законодательные, методические, инструктивные материалы по теме. Материалы производственной практики. Монографии, учебники, справочники по теме. Статьи и другие периодические издания. Материалы INTERNET – публикаций.
4. Содержание работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Введение. 1. Общий анализ текущего технического состояния теплофикационных мощностей. Описание теплофикационного энергоблока Т-100. Программа ДПМ-2 причины и особенности по сравнению с программой ДПМ. Описание методики расчёта капитальных затрат на модернизацию (по методике КОММод). 2. Разработка алгоритма и расчетной методики обоснования инвестиционной привлекательности вложения капитала в модернизацию теплофикационного энергоблока на основе метода ЧДД с учетом особенностей построения денежного потока энергетического предприятия на базе табличного процессора EXCEL. 3. Оценка CAPEX (по методике КОММод) с учетом глубины модернизации энергоблока. Оценка инвестиционной привлекательности для различных базовых

сценариев будущих состояний экономики. Определение границ инвестиционной привлекательности проекта модернизации. Заключение. Приложения: Результаты расчётов в табличной форме, выполненные в Главе 3.

5. Перечень графического материала (с указанием обязательных чертежей): материалы в табличной и графической форме, иллюстрирующие полученные результаты расчетов, графики чувствительности дисконтированного денежного потока к ставке дисконтирования, кумуляты для различных ставок дисконтирования, определяющие статический и динамические сроки окупаемости капиталовложений.

6. Консультанты по работе:

7. Дата выдачи задания «13» марта 2020 г.

Руководитель ВКР

подпись

(Тузников М. А.)

расшифровка

Задание принял к исполнению «13» марта 2020 г.

Студент

подпись

(Шуняев Д. Д.)

расшифровка

РЕФЕРАТ

На 93 страницы, 14 рисунков, 8 таблиц, 6 приложений.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: МОДЕРНИЗАЦИЯ, ИНВЕСТИЦИОННЫЙ ПРОЕКТ, ТУРБИНА, ЭНЕРГОБЛОК, ТЕПЛОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛЬ, ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ, ЭНЕРГЕТИКА, ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОЕКТА, РЕГЛАМЕНТ КОММод (ДПМ – 2), КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ (CAPEX), ВЫРАБОТКА, АНАЛИЗ

Тема выпускной квалификационной работы: «Оценка инвестиционной привлекательности вложения капитала в модернизацию теплофикационного энергоблока Т-100 в рамках программы ДПМ-2».

Данная работа посвящена исследованию необходимости модернизации теплофикационного энергоблока Т – 100 и оценке его эффективности. Для проведения исследования были поставлены задачи:

1. Изучение текущего технического состояния теплофикационных мощностей РФ.
2. Оценка результатов ввода модернизированного теплофикационного энергоблока Т - 100.
3. Оценка чувствительности вложения капитала к внешним факторам.

Объектом исследования является теплофикационный энергоблок Т – 100. В ходе исследования был проведен анализ эффективности его модернизации за счет вложения средств в рамках программы КОММод, разработана расчетная модель на основе метода ЧДД с учетом CAPEX max и CAPEX min.

По разработанной расчетной модели сделан прогноз выручки и затрат на модернизацию теплофикационного энергоблока Т - 100. Рассчитана чистая приведенная стоимость проекта, индекс доходности, внутренняя норма доходности и простая норма рентабельности. Была рассчитана чувствительность ЧДД к ставке дисконтирования и сроку эксплуатации. Была рекомендована дальнейшая реализация проекта.

ABSTRACT

93 pages, 14 figures, 8 tables, 6 appendices.

KEY WORDS: MODERNIZATION, INVESTMENT PROJECT, TURBINE, POWER UNIT, COOGENERATION PLANT, HEAT SUPPLY, ENERGETICS, EFFECTIVENESS OF THE PROJECT, COMMod RULES (CDC – 2), CAPITAL EXPENDITURES, GENERATION, ANALYSIS

The topic of the graduate qualification work: "Evaluation of investment attractiveness of capital investment in the modernization of the heating unit T-100 under the CDC-2 program".

This paper is devoted to the study of the necessity to modernize the heating unit T-100 and its efficiency assessment. In order to conduct research tasks were set:

1. Studying of the current technical condition of the heating capacities of the Russian Federation.
2. Assessment the results of commissioning of the modernized heating unit T - 100.
3. Evaluation of sensitivity of capital investment to external factors.

The object of this research is a heating unit T – 100. During the research was carried out an analysis of the effectiveness of its modernization by investing under the COMMod program, was developed a calculation model based on the NPV considering CAPEX max and CAPEX min.

The forecast of revenues and costs for the modernization of the heating unit T – 100 was made based on the developed calculation mode. The net present value, profitability index, internal rate of return and simple rate of return of the modernization project were calculated. The sensitivity of the NPV to the discount rate and operating life was calculated. Further realization of the project was recommended.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|---|----|
| ВВЕДЕНИЕ | 8 |
| 1. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ МОЩНОСТЕЙ | 11 |
| 1.1. Общий анализ текущего состояния генерирующих мощностей ТЭЦ..... | 11 |
| 1.2. Комбинированное производство тепловой и электрической энергии на ТЭЦ..... | 16 |
| 1.3. Описание теплофикационного энергоблока Т – 100..... | 23 |
| 1.4. Централизованное теплоснабжение..... | 28 |
| 1.5. Расходы и доходы ТЭЦ..... | 30 |
| 1.6. Программа ДПМ – 2..... | 34 |
| 1.6.1. Инвестиции и сроки реализации | 36 |
| 1.6.2. Отбор проектов..... | 37 |
| 1.6.3. Сложности оценки..... | 38 |
| 1.6.4. Предварительная оценка | 39 |
| 1.6.5. Основные проблемы эффективной работы электростанции..... | 42 |
| 1.6.6. Регламент КОММод (ДПМ – 2)..... | 43 |
| 2. РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА РАСЧЁТНОГО ОБОСНОВАНИЯ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОФИКАЦИОННОГО ЭНЕРГОБЛОКА..... | 46 |
| 2.1. Определение исходных данных для проектов | 46 |
| 2.2. Расчет и анализ показателей эффективности проекта модернизации теплофикационного энергоблока Т – 100..... | 49 |
| 3. РАСЧЕТНОЕ ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОФИКАЦИОННОГО ЭНЕРГОБЛОКА..... | 56 |
| 3.1. Оценка CAPEX (по методике КОММод) с учетом глубины модернизации энергоблока | 56 |
| 3.2. Оценка инвестиционной привлекательности для различных базовых сценариев будущих состояний экономики..... | 63 |
| 3.3. Определение границ инвестиционной привлекательности проекта модернизации | 68 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ..... | 73 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ..... | 76 |
| ПРИЛОЖЕНИЯ..... | 79 |

ВВЕДЕНИЕ

Российская Федерация придерживается политики модернизации, которая направлена на развитие инновационной экономики. Топливо-энергетический комплекс (ТЭК) является одним из направлений инновационной экономики страны, который представляет собой ведущий элемент национальной экономики РФ, связывая все основные ее компоненты. В общем объеме промышленной продукции в экономике РФ доля топливо-энергетического комплекса составляет около 30 %.

Энергетический сектор – значимая отрасль для экономики страны. Энергетика обладает мощным ресурсным потенциалом и обеспечивает функционирование всех отраслей экономики страны. Несмотря на увеличение показателей работы топливо-энергетического комплекса, ситуация энергетики в России остается сложной. На текущий момент объекты энергетического комплекса отстают по вводам новых мощностей, имеют высокий уровень износа, а также характеризуются несформированностью адаптированного к новым реалиям механизма управления развитием и нерешенностью инвестиционной проблемы.

По решению Правительства Российской Федерации была разработана программа ДПМ – 2 (КОММод), целью которой является модернизация электроэнергетического комплекса страны до 2024 года. Программа включает в себя такие направления, как: модернизация тепловых электростанций, гидроэнергетического комплекса, атомных электростанций, электросетевого комплекса, развитие возобновляемых источников энергии, разработку и освоение инновационных технологий и оборудования для модернизации электроэнергетического комплекса. В рамках данной программы также планируется обновить производственную базу электроэнергетической отрасли на основе отечественных, лицензионных и передовых энергетических технологий с увеличением основных фондов в структуре генерирующих мощностей.

Исходя из этого, можно отметить, что энергетический сектор России испытывает сильную необходимость в инвестициях в отрасль и в инновационных технологиях, что является значимой проблемой в настоящее время для отрасли и для страны.

Сказанное выше позволяет сделать вывод об актуальности выбранной темы исследования. В связи с этим, целью работы является обоснование и оценка инвестиционной привлекательности вложения капитала в модернизацию теплофикационного энергоблока Т – 100.

Цель исследования – дать оценку инвестиционной привлекательности вложения капитала в модернизацию теплофикационного энергоблока Т – 100.

Для реализации данной цели поставлены следующие задачи:

1. Провести общий анализ текущего технического состояния теплофикационных мощностей в России.

2. Разработать расчетную методику обоснования инвестиционной привлекательности вложения капитала в модернизацию теплофикационного энергоблока на основе метода ЧДД.

3. Дать оценку инвестиционной привлекательности капитальных вложений на основе методики КОММод.

4. Провести анализ чувствительности показателей для различных базовых сценариев будущих состояний экономики.

5. Оценить результаты и эффективность ввода в эксплуатацию модернизированного энергоблока.

Объектом исследования является инвестиционная программа «ДПМ – 2» по модернизации теплофикационного энергоблока Т – 100.

Теоретическая и практическая значимость исследования. Основные положения исследования могут быть использованы в качестве лекционного материала, а также в качестве рекомендаций при расчете экономической эффективности инвестиций.

В основу исследования были взяты законодательные и нормативные акты Российской Федерации, специализированная и учебная литература по вопросам модернизации энергетической отрасли, инвестиционного анализа и политики, экономики предприятия, материалы периодических изданий и интернет - ресурсы, которые освещают вопросы инвестиций в модернизацию и реконструкцию генерирующих объектов.

В качестве информационной базы исследования были использованы данные, предоставленные руководителем, а также статистические и аналитические материалы интернет – ресурсов.

В методологическую базу исследования входят следующие общенаучные методы познания: расчетная методика обоснования инвестиционной привлекательности вложения капитала в модернизацию теплофикационного энергоблока на основе метода ЧДД с учетом особенностей построения денежного потока энергетического предприятия на базе табличного процессора EXCEL, метод расчета CAPEX с учетом глубины модернизации энергоблока с использованием специального «Калькулятора CAPEX», разработанного Ассоциацией «НП Совет Рынка».

Структура и объем исследования обусловлены содержанием темы, задачами и логикой проведенной работы. Данная выпускная квалификационная работа состоит из введения, трех глав, заключения, списка использованных источников и приложений.

Во введении раскрывается актуальность выбранной темы, цели и задачи работы.

В первой главе описывается текущее состояние теплофикационных мощностей России, ТЭЦ и теплофикационный энергоблок Т – 100, программа модернизации ДПМ – 2 и сравнение ее с ДПМ.

Во второй главе обосновывается необходимость модернизации энергоблока по методике КОММод, разрабатывается расчетная методика обоснования инвестиционной привлекательности вложения капитала, проводится инвестиционный анализ.

В третьей части проводится анализ денежных потоков, оценка эффективности модернизации и анализ чувствительности проекта для различных базовых сценариев будущих состояний экономики.

1. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ МОЩНОСТЕЙ

1.1. Общий анализ текущего состояния генерирующих мощностей ТЭЦ

В энергосистему Российской Федерации входит семь объединенных энергосистем (ОЭС) – ОЭС Центра, Средней Волги, Урала, Северо-Запада, Юга и Сибири, и территориально изолированных энергосистем (Чукотский автономный округ, Камчатский край, Сахалинская и Магаданская область, Норильско - Таймырский и Николаевский энергорайоны, энергосистемы северной части Республики Саха (Якутия), которые составляют ЕЭС России [1]. Базу производственного потенциала электроэнергетики на сегодняшний день составляют более 800 электростанций общей мощностью приблизительно 250 ГВт и линии электропередачи абсолютно всех классов напряжений от 35 до 1150 кВ и длиной около 3 млн. км. Практически 90% данного потенциала сконцентрированы в ЕЭС России. В структуре генерирующих мощностей электростанций России на 2019 доминируют тепловые электростанции, часть которых в установленной мощности составляет 79%, доля атомных станций - 11,98% и доля гидравлических станций составляет 9,02% [2].

В 2018 г. в Российской Федерации действовало 566 тепловых электростанций мощностью от 500 кВт и выше, около 74,8 тыс. отопительных котельных и более 5,4 тыс. специальных газовых отопительных котлов мощностью до 0,001 Гкал/ч, используемых бюджетом - финансируемыми организациями (см. таблицу 1.1).

Число тепловых электростанций за 2014 - 2018 годы выросло на 38 единиц. Общее число отопительных котельных за пятилетний период, наоборот, уменьшилось. Если сравнить с 2014 годом их количество стало меньше на 454 единицы, включая все категории мощностей.

Количество котельных малой мощности до 3 Гкал/ч снизилось на 245, средней мощности, от 3 до 20 Гкал/ч, снизилось на 185 единиц, мощностью от 20 до 100 Гкал/ч - на 19 единиц; большой мощности (более 100 Гкал/ч) сократилось на 5 единиц.

На рисунке 1.1 показано распределение отопительных котельных по их мощности. 95% всего числа котельных приходится на сегмент с единичной мощностью менее 20 Гкал/ч.

Таблица 1.1 – Число источников теплоснабжения в системах центрального теплоснабжения, ед.

| Год | 2014, ед. | 2015, ед. | 2016, ед. | 2017, ед. | 2018, ед. | 2018 к 2017, ед. | 2018 к 2014, ед. |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|------------------------|------------------------|
| Количество ТЭС | 528 | 505 | 512 | 522 | 566 | +44 | +38 |
| Количество котельных, в том числе мощностью: | 75 236 | 75 955 | 73 770 | 74 900 | 74 782 | -118 | -454 |
| до 3 Гкал/ч | 58 191 | 58 822 | 56 904 | 58 089 | 57 946 | -143 | -245 |
| от 3 до 20 Гкал/ч | 13 649 | 13 770 | 13 529 | 13 500 | 13 464 | -36 | -185 |
| от 20 до 100 Гкал/ч | 2 732 | 2 691 | 2 673 | 2 654 | 2 713 | 59 | -19 |
| выше 100 Гкал/ч | 664 | 672 | 664 | 657 | 659 | +2 | -5 |
| работающих на твердом топливе | 25 080 | 25 065 | 24 776 | 24 610 | 24 298 | -312 | -782 |
| работающих на газе | 45 884 | 46 426 | 45 195 | 46 496 | 46 810 | +314 | +926 |
| работающих на жидком топливе | 2 442 | 2 404 | 2 306 | 2 223 | 2 126 | -97 | -316 |

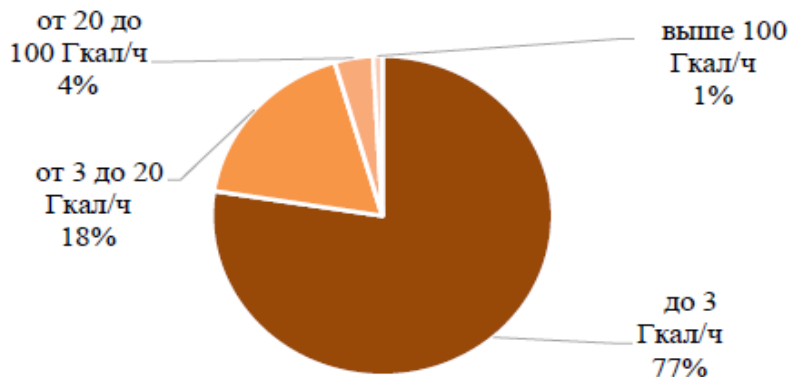


Рисунок 1.1 – Распределение числа котельных в Российской Федерации в 2018 г. по группам мощности

Анализ данных, приведенных в таблице 1.1, а также на рисунке 1.1, показывает, что в настоящее время основным вектором развития теплоснабжения в Российской Федерации является увеличение числа локальных отопительных котельных малой мощности до 3 Гкал/ч.

Суммарная установленная тепловая мощность источников теплоснабжения общего пользования на конец 2018 г. (с 2014 года учитывается Крымский Федеральный округ) составила 847,6 тыс. Гкал/ч (см. рисунок. 1.2).

Суммарная мощность источников теплоснабжения по сравнению с данными за 2014 год снизилась на 36,5 тыс. Гкал/ч. Причем установленная тепловая мощность ТЭЦ уменьшилась на 28,3 тыс. Гкал/ч, а суммарная установленная тепловая мощность котельных снизилась на 8,2 тыс. Гкал/ч. Это снижение произошло в основном за счет котельных в сельских поселениях.

В суммарной мощности источников теплоснабжения общего пользования отопительные котельные и ТЭЦ составляют 69 % и 31 % соответственно, из которых большая часть источников централизованного тепла находятся в городских поселениях, в которых концентрация населения значительно выше, чем в сельских населенных пунктах.

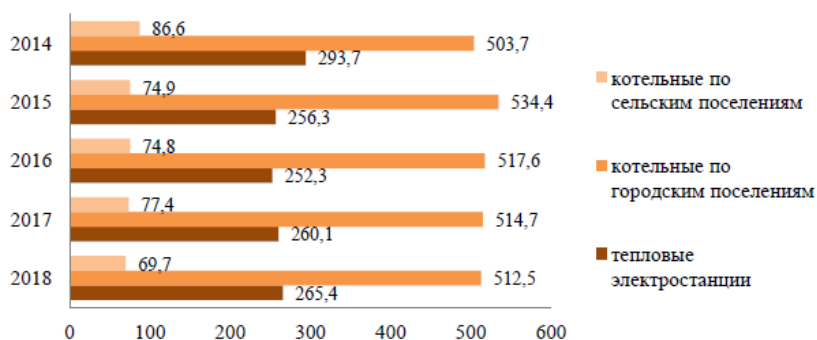


Рисунок 1.2. – Мощность источников теплоснабжения РФ по типам источников в 2014-2018 гг., тыс. Гкал/ч

Динамика суммарной мощности источников теплоснабжения в СЦТ по федеральным округам за последние пять лет представлена на рисунке 1.3. В целом по России за 2014-2018 гг. суммарная мощность

источников теплоснабжения сократилась. На 25 тыс. Гкал/ч (в том числе на 5 тыс. Гкал/ч за отчетный год) сократилась мощность ТЭС и на 8,2 тыс. Гкал/ч (в том числе на 10 тыс. Гкал/ч за отчетный год) сократилась мощность котельных.

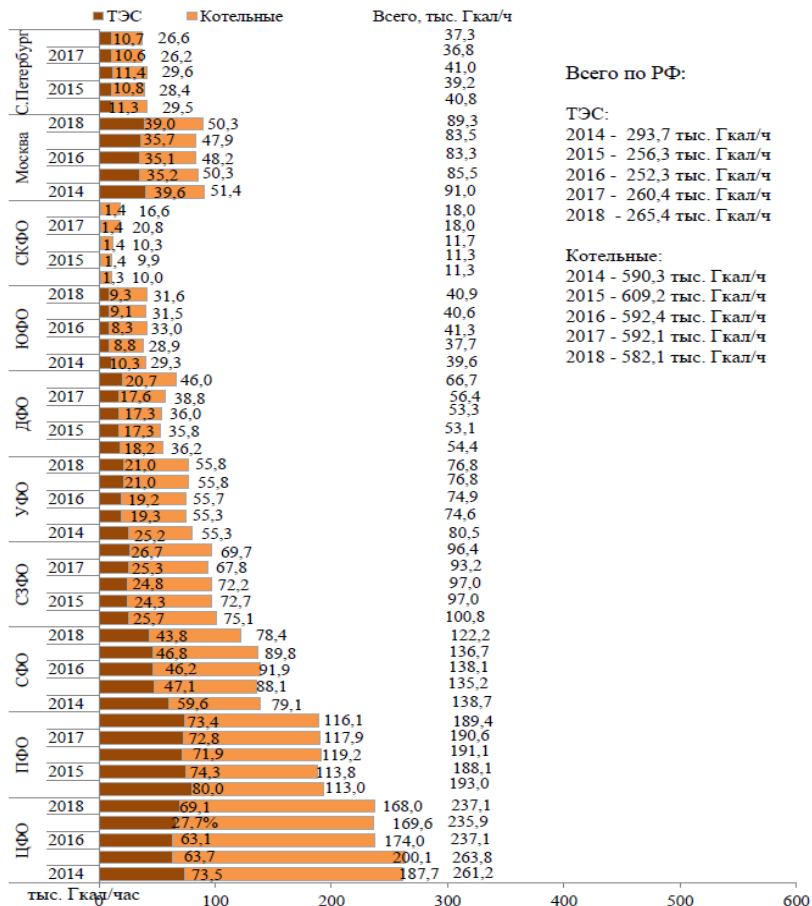


Рисунок 1.3 – Мощность ТЭС и котельных в системах централизованного теплоснабжения в 2014-2018 гг. по федеральным округам, тыс. Гкал/ч

Основными источниками теплоснабжения во всех федеральных округах служат котельные. Самая большая доля котельных приходится на Северо - Кавказский федеральный округ (92,2 %). Самая большая доля ТЭС в общей мощности теплоисточников - в Приволжском, Сибирском и Дальневосточном федеральных округах, где тепловая мощность ТЭС составляет приблизительно треть от всей тепловой мощности источников теплоснабжения [3].

При среднем КИУМ, характерным для ТЭС, электрическую мощность когенерационных установок можно оценить в 7 - 8 ГВт. Более 92 % установок работают на ископаемом топливе и представляют собой ГТУ, ПТУ, ГПА/ДГУ. Остальные – солнечные, гидравлические, ветряные и другие энергоустановки. По оценкам специалистов московской школы управления «Сколково» в РФ совокупную мощность объектов распределённой генерации можно оценить величиной в 23 - 24 ГВт, причём лишь около 5 ГВт мощностей до 25 МВт подключены к ЕЭС, 8 ГВт работают изолированно, около 10 ГВт распределённых генерирующих мощностей установленной мощностью более 25 МВт подключены к ЕЭС. Таким образом, долю мощности распределённой генерации можно косвенно оценить примерно в 10 % от совокупной мощности электростанций в РФ. В тоже время, в перечне мини-ТЭЦ, размещённом на сайтах СПбПУ кафедры “Атомная и тепловая энергетика” и ЗАО “Невэнергопром – плюс”, насчитывается около 1,5 тысяч различных объектов электрогенерации малой мощности общей мощностью около 8 ГВт (при единичной мощности агрегата менее 25 МВт), большую часть из которых составляют газотурбинные установки. Также, по данным анализа перечня мини – ТЭЦ, большое распространение по количеству получили микротурбинные установки Capstone мощностью 35 - 200 кВт, которые устанавливаются как в единичном экземпляре, так и в составе более крупных энергоцентров. Широкое распространение таких, нередко неучитываемых в аналитических отчётах установок, также накладывает ряд ограничений на достоверность аналитической информации. Оценка масштабов когенерации и теплоснабжения частного сектора закономерно вызывает ещё большие трудности [4].

Таким образом, можно сделать вывод, что энергосистема РФ состоит из семи объединённых энергосистем. Основной производственный потенциал электроэнергетики на сегодняшний день составляют более 1000 электростанций общей мощностью около 250

ГВт и линии электропередач всех классов напряжений. За последние 5 лет число тепловых электростанций выросло на 38 единиц, однако общее число отопительных котельных наоборот уменьшилось на 454 единицы по всем категориям мощностей. В настоящее время основным вектором развития теплоснабжения в РФ является увеличение числа локальных отопительных котельных малой мощности до 3 Гкал/ч. В суммарной мощности источников теплоснабжения общего пользования отопительные котельные и ТЭЦ составляют 69 % и 31 % соответственно. В целом, за последние 5 лет, суммарная мощность источников теплоснабжения сократилась. Основными источниками теплоснабжения во всех федеральных округах остаются котельные, большая доля которых приходится на Северо – Кавказский федеральный округ – 92,2 %. Электрическая мощность когенерационных установок оценивается в 7 - 8 ГВт и более 92 % установок работают на ископаемом топливе. Остальные энергоустановки являются солнечными, гидравлическими, ветряными и другими. В результате чего, часть мощности распределённой генерации можно косвенно оценить от совокупной мощности электростанций в РФ примерно в 10 %.

1.2. Комбинированное производство тепловой и электрической энергии на ТЭЦ

Теплоэлектроцентральный (ТЭЦ) – разновидность тепловой электростанции (ТЭС), которая помимо выработки электроэнергии, так же является источником тепловой энергии в централизованных системах теплоснабжения (в виде пара и горячей воды, в том числе и для обеспечения горячего водоснабжения и отопления жилых и промышленных объектов).

По конструкции ТЭЦ спроектирована, как конденсационная электростанция (КЭС, ГРЭС). Основным отличием ТЭЦ от КЭС является возможность частичного отбора пара из проточной части для обеспечения промышленных и коммунальных потребителей тепловой энергией, которая производится в совокупности с выработкой электрической энергии. Существуют разные способы отбора пара, в зависимости от потребностей в виде тепловой энергии и типа паровой турбины. Они дают возможность отбирать пар с различными характеристиками из паровой турбины. Количество отбираемого пара определяет теплофикационную нагрузку, которая обеспечивается от регулируемых теплофикационных отборов турбин ТЭЦ. Отобранный

пар конденсируется в сетевых подогревателях и отдаёт свою тепловую энергию теплоносителю – сетевой воде. Нагретая сетевая вода, в случае необходимости, дополнительно подогревается в пиковых водогрейных котельных, после чего направляется к тепловым пунктам потребителей по тепловым сетям. ТЭЦ, которые имеют в своём составе паросиловые установки, при необходимости могут снижать или отключать тепловую нагрузку, при этом повышая конденсационную выработку как обычные КЭС. Исходя из этого, ТЭЦ работают одновременно по двум графикам нагрузки:

- 1) по графику тепловой нагрузки;
- 2) по графику электрической нагрузки.

При полном комбинированном производстве тепловой и электрической энергии тепловая нагрузка определяет объём выработки тепловой энергии (таким образом, обеспечивается режим полной выработки электроэнергии на тепловом потреблении). В случае, если выработка электроэнергии производится по собственному графику, а объём выработки тепловой энергии недостаточен для полной выработки электроэнергии на тепловом потреблении – часть электроэнергии вырабатывается по конденсационному циклу. В этом случае говорят, что ТЭЦ работает «с конденсационным хвостом».

Совмещение функций генерации тепловой и электрической энергии называется комбинированным производством или «когенерацией». Комбинированное производство выгодно, так как оставшееся тепло, которое не участвует в работе на КЭС, используется в теплофикационном режиме ТЭЦ. Это увеличивает КПД использования топлива (КИТ) в целом до 75% у ТЭЦ (при 30 – 38 % на КЭС), что подразумевает экономичность использования органического топлива ТЭЦ. КИТ является отражением баланса энергии при ее преобразовании на ТЭЦ и является одним из основных показателей энергетической эффективности производства на ТЭЦ.

Коэффициент использования топлива имеет следующий вид:

$$\text{КИТ} = \eta_{\text{ТЭЦ}} \frac{b_p}{Q_H^p} = \frac{0,86 \times W + Q_T}{B \times Q_H^p} \quad (1.1)$$

Переводной коэффициент:

$$0,86[\text{Гкал} / \text{МВт} \times \text{час}] = \frac{3600[\text{с} / \text{час}]}{4186,8[\text{МВт} / \text{Гкал}]} \quad (1.2)$$

где $\eta_{\text{ТЭЦ}}^{\text{бр}}$ – КПД брутто ТЭЦ

W [МВт × ч] – выработанная электрическая энергия

Q_{T} [Гкал] – выработанная тепловая энергия

Q_{H}^{P} [Гкал/т.у.т] – теплотворная способность условного топлива

$$- 7000 \frac{\text{ккал}}{\text{кг.у.т}} = \frac{7\text{Гкал}}{\text{т.у.т}} \quad (1.3)$$

V [т.у.т] – количество условного топлива израсходованного на выработку электрической и тепловой энергии

$$\eta_{\text{ТЭЦ}}^{\text{бр}} = \eta_{\text{K}} \times \eta_{\text{TP}} \times 1 \times \eta_{\text{oi}} \times \eta_{\text{мех}} \times \eta_{\text{Г}} \quad (1.4)$$

η_{K} – КПД парового котла

η_{TP} – КПД транспорта теплоты

η_{oi} – внутренний относительный КПД процесса расширения в паровой турбине

$\eta_{\text{мех}}$ – механический КПД

$\eta_{\text{Г}}$ – КПД электрогенератора

Другим важным показателем является доля выработки электроэнергии на тепловом потреблении, то есть на паре, ушедшем в теплофикационный отбор. При строительстве ТЭЦ необходимо принимать во внимание близость расположения потребителей тепла в виде горячей воды и пара, потому что при передаче тепловой энергии на большие расстояния – с ростом тепловых потерь теряется экономическая целесообразность и увеличивается технически сложность реализации систем централизованного теплоснабжения [5].

ТЭЦ по структуре тепловой схемы бывают блочного и неблочного типа (с поперечными связями). Котлы и турбины на блочных ТЭЦ соединены попарно (моноблочная схема), а иногда два котла на одну турбину (дубль-блочная схема). В основном, такие теплофикационные блоки имеют большую электрическую мощность: 100 – 300 МВт.

Схема с поперечными связями даёт возможность обеспечить паром любую турбину от любого котла, что повышает гибкость

управления станцией. Однако, для этого предполагается сооружение крупных трансферных паропроводов вдоль всего машинного зала главного корпуса станции. При этом, все котлы и турбины, объединённые в схему, должны иметь одинаковые номинальные параметры острого пара (давление, температуру). Если в разные года на ТЭЦ устанавливалось основное оборудование разных начальных параметров пара, по схеме с поперечными связями, то трансферный паропровод разделялся на две очереди – высокого и низкого давления, между которыми устанавливалось редуционно - охлаждающее устройство (РОУ).

По типу паропроизводящих установок теплоэлектроцентрали бывают с паросиловыми установками (с паровыми котлами и паровыми турбинами), с парогазовыми установками (с газотурбинными установками, паровыми котлами - утилизаторами и паровыми турбинами), и даже с ядерными реакторами (атомная ТЭЦ с ядерным реактором и паровой турбиной). Существуют также газотурбинные ТЭЦ (без паропроизводящих установок - с водогрейным котлом-утилизатором). В связи с ростом тепловых нагрузок и увеличения числа потребителей осуществляется строительство новых ТЭЦ, а также выполняется расширение и реконструкция старых теплофикационных мощностей, поэтому на многих станциях имеется основное оборудование разных типов [6].

К основному оборудованию ТЭЦ относятся: паровые котлы, паровые турбины, электрические генераторы и главные трансформаторы. Касательно ТЭЦ, работающих по парогазовому циклу: газовая турбина с воздушным компрессором, электрические генератор газовой турбины, котел - утилизатор, паровая турбина, главный трансформатор [7].

Паровые котлы ТЭЦ различаются по виду используемого топлива: уголь, мазут, газ.

Существуют следующие виды теплофикационных турбин, различающихся по способу выдачи тепловой мощности:

1) с регулируемыми теплофикационными отборами пара (в обозначении турбин, выпускаемых в России, присутствует буква «Т», например, Т-110/120-130);

2) с регулируемыми производственными отборами пара («ПТ»);

3) с противодавлением (типа «Р» - редуционные).

Турбина типа Т – «теплофикационная». (См. рисунок. 1.4). Особенностью данного типа турбин является организация комбинированной выработки электрической тепловой энергии с возможностью работать:

1) полностью в теплофикационном режиме, при котором весь пар, совершив полезную работу на ступенях паровой турбины (3), расположенных до отбора, будет направлен в сетевой подогреватель (7) для выработки тепловой энергии;

2) одновременно иметь теплофикационную и конденсационную выработку или только конденсационную выработку, если не весь пар уходит в теплофикационный отбор, а совершает работу на ступенях турбины за отбором и затем направляется в конденсатор (4).

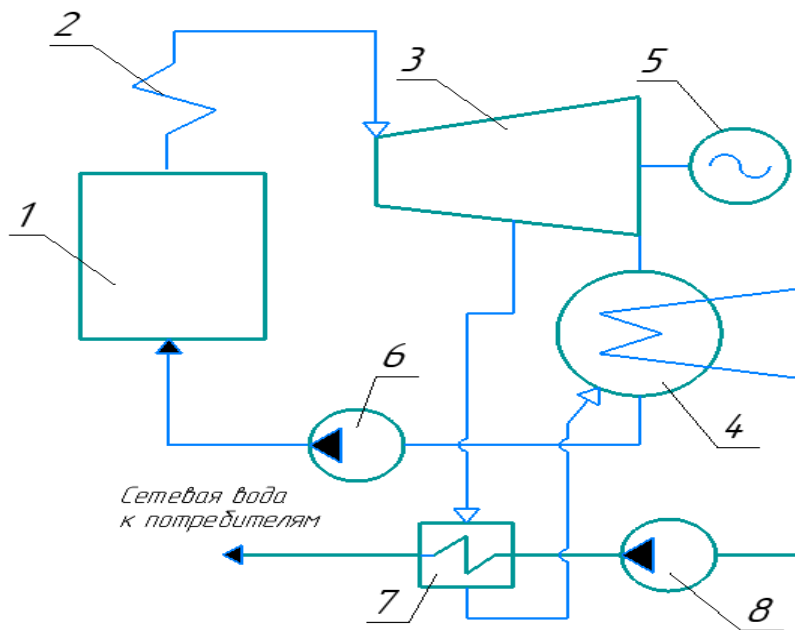


Рисунок 1.4 – Принципиальная схема работы турбины типа "Т"

На рисунке 1.4: 1 – энергетический котел с пароперегревателем (2); 3 – паровая турбина; 4 – конденсатор; 5 – электрогенератор; 6 - питательный насос; 7 – сетевой подогреватель (бойлер); 8 - сетевой насос.

Турбина типа ПТ – «теплофикационная с производственным и отопительным отбором пара». (См. рисунок 1.5).

Особенность данного типа турбин – организация комбинированной выработки электрической тепловой энергии с возможностью работать в теплофикационном режиме, как турбина типа Т, при этом турбина имеет, помимо «Т – отбора», специальный производственный или промышленный отбор пара – «П – отбор» с более высокими параметрами, для обеспечения потребителей в промышленном паре.

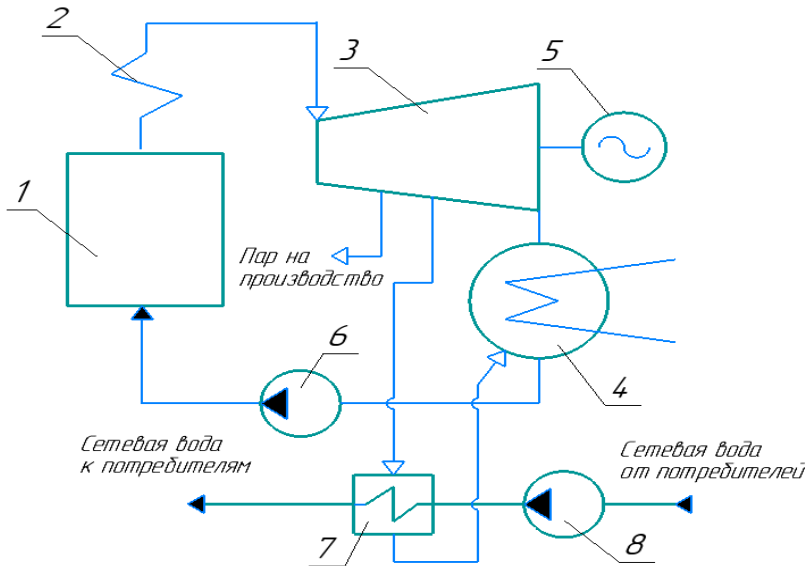


Рисунок 1.5 – Принципиальная схема работы турбины типа "ПТ"

На рисунке 1.5: 1 – энергетический котел с пароперегревателем (2); 3 – паровая турбина; 4 – конденсатор; 5 –

электрогенератор; 6 - питательный насос; 7 – сетевой подогреватель (бойлер); 8 - сетевой насос.

Турбина типа Р – «редукционная». (См. рисунок 1.6).

Особенность данного типа турбин, называемых «турбины с противодавлением» – организация комбинированной выработки электрической тепловой энергии с возможностью работать только в теплофикационном режиме. При отсутствии тепловой нагрузки турбина работать не сможет. Весь пар, совершив работу в проточной части турбины (3), будет направлен в сетевой подогреватель (7) для подогрева сетевой воды.

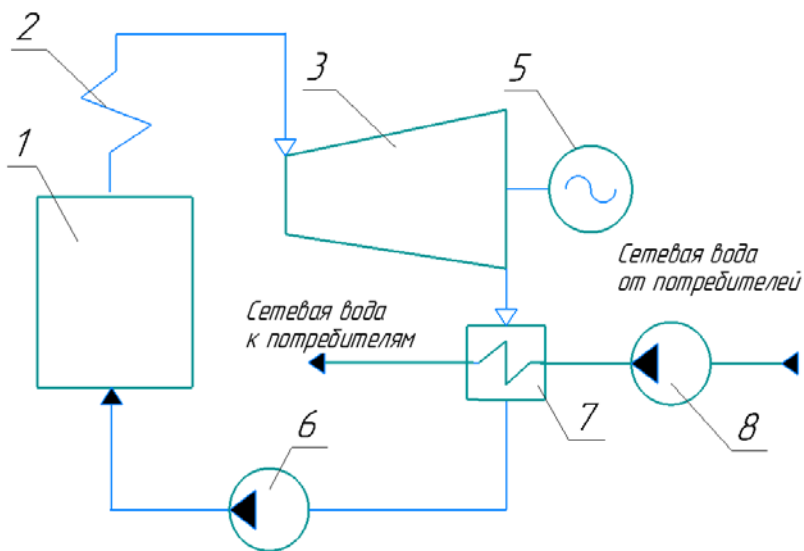


Рисунок 1.6 – Принципиальная схема работы турбины типа "р"

На рисунке 1.6: 1 – энергетический котел с пароперегревателем (2); 3 – паровая турбина; 4 – конденсатор; 5 – электрогенератор; 6 - питательный насос; 7 – сетевой подогреватель (бойлер); 8 - сетевой насос [8].

Как правило, имеется 1—2 регулируемых отбора каждого вида; при этом количество нерегулируемых отборов, используемых

для регенерации тепла внутри тепловой схемы турбины, может быть любым (как правило, не более 9, как для турбины Т-250/300-240). Давление в производственных отборах (номинальное значение примерно 1—2 МПа) обычно выше, чем в теплофикационных (примерно 0,05—0,3 МПа). Термин «Противодавление» означает, что в турбине нет конденсатора, а весь отработанный пар отправляется на производственные нужды обслуживаемых предприятий. Такая турбина не будет работать, если отсутствует потребитель пара противодавления. В подобном режиме могут работать теплофикационные турбины (типа «Т») при полной тепловой нагрузке: в этом случае весь пар направляется в отопительный отбор, однако давление в конденсаторе поддерживается немногим более номинального (обычно не более 12 – 17 кПа). Для некоторых турбин возможна работа на «ухудшенном вакууме» – до 20 кПа и более [6].

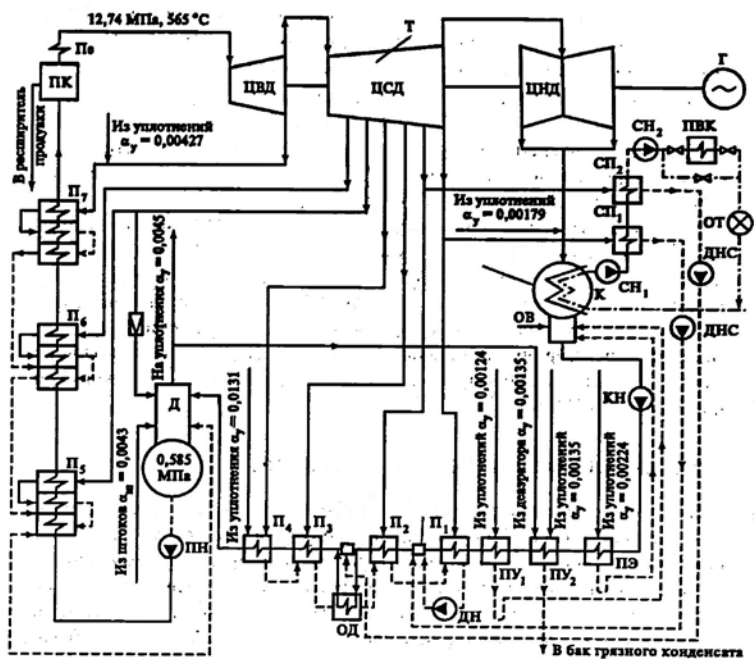
Кроме того, турбинными заводами производятся:

- 1) паровые теплофикационные турбины с производственным отбором пара («П»);
- 2) паровые теплофикационные турбины с противодавлением и производственным отбором пара («ПР»);
- 3) паровые теплофикационные турбины с противодавлением и отопительным отбором пара («ТР»), а также и другие типы теплофикационных турбин.

В зависимости от требуемого сочетания тепловых нагрузок на ТЭЦ имеется возможность одновременно работать турбинам различных типов [8].

1.3. Описание теплофикационного энергоблока Т – 100

Теплофикационный энергоблок 100 МВт представляет собой технологический комплекс для производства электроэнергии, включающий в состав барабанный котел ТГМ-96Б, работающий в блоке с паровой турбиной типа Т-100/120-130 с генератором ТВФ-120-2УЗ. Далее на рисунке 1.7 представлена принципиальная тепловая схема данного энергоблока.



ПВК — пиковый водогрейный котел; СН₁, СН₂ — сетевые насосы; ОТ — отопительная тепловая нагрузка; ОВ — обессоленная добавочная вода

Рисунок 1.7 – Принципиальная тепловая схема ТЭЦ с турбоустановкой Т-100-130 [24]

Котёл водотрубный, однобарабанный, имеет П-образную компоновку и состоит из топочной камеры, горизонтального поворотного газохода и конвективной шахты, разделённой перегородкой на два нисходящих, опускающих газохода. Рассчитан на сжигание газа и мазута. Топка котла ТГМ-96Б оборудована четырьмя комбинированными газомазутными горелками типа ХФ ЦКБ-ВТИ-ТКЗ, расположенными в два яруса на фронтальной стене топки. На котле установлены паромеханические форсунки ТКЗ-6 «Титан», в которых происходит как механическое распыление мазута, так и его распыление струёй пара.

Номинальные параметры при работе котла:

- 1) расход острого пара 480 т/ч;
- 2) расход топлива 35250 нм³/ч;
- 3) КПД котла 94,288 %;
- 4) давление острого пара 140 кгс/см²;
- 5) давление в барабане котла 155 кгс/см²;
- 6) температура острого пара 545° С;
- 7) температура питательной воды 230° С;
- 8) температура уходящих газов 122° С.

Теплофикационная паровая турбина Т-100/120-130 предназначена для совместной выработки тепловой и электрической энергии, является приводом генератора переменного тока ТВФ-120-2УЗ. Турбина Т-100/120-130 с двумя отопительными отборами пара на 3000 об/мин номинальной мощностью 100 МВт рассчитана на работу с начальными параметрами пара: давлением 130 кгс/см² и температурой 555 °С, измеренными перед стопорным клапаном.

В схеме станции турбина работает в блоке с котлом ТГМ-96Б.

Турбина рассчитана на работу при следующих параметрах пара:

1. Мощность:
 - 1.1. номинальная 105000 кВт;
 - 1.2. на конденсационном режиме 105000 кВт;
 - 1.3. максимальная 120000 кВт.
2. Параметры свежего пара, номинальные:
 - 2.1. давление 135 кг/см²;
 - 2.2. температура 560±5° С.
3. Расход свежего пара:
 - 3.1. номинальный 460 т/ч;
 - 3.2. максимальный 465 т/ч.
4. Пределы регулирования давления в отборах:
 - 4.1. верхнем отопительном 0,6-2,5 кг/см²;
 - 4.2. нижнем отопительном 0,5-2,0 кг/см².
5. Тепловая нагрузка отопительная:
 - 5.1. номинальная 168 Гкал/час;
 - 5.2. максимальная 177 Гкал/час.
6. Температура подогрева питательной воды 232° С.
7. Количество отборов для регенерации 7.
8. Максимально допустимый расход пара в конденсатор 280

т/ч.

9. Максимально допустимое давление в камере регулирующего колеса 90 кг/см².

10. Частота вращения ротора 3000 об/мин.

11. Расход свежего пара на конденсационном режиме при:

11.1. номинальной мощности 398 т/ч;

11.2. максимальной мощности 437 т/ч.

В схеме дубль-блока свежий пар к стопорному клапану подводится двумя паропроводами – по одному от каждого котла. От стопорного клапана пар по четырем пароперепускным трубам диаметром 175 мм и 150 мм направляется к регулирующим клапанам ЦВД [9].

Турбина представляет собой одновальный двухцилиндровый агрегат. ЦВД имеет 15 ступеней, ЦНД – двухпоточный и имеет по 6 ступеней в каждом потоке.

В проточной части цилиндров турбины внутренняя энергия пара превращается в кинетическую энергию парового потока и далее – в механическую энергию ротора. Наиболее энергонапряжённым узлом паровой турбины является цилиндр высокого давления. Корпуса цилиндров паровой турбины состоят из двух частей, разделенных по горизонтальному разьему. Корпус имеет впускной и выпускной (выхлопной) патрубки. В корпусе цилиндра расположена проточная часть. Проточная часть состоит из диафрагм с направляющими сопловыми лопатками, установленными неподвижно в корпусах цилиндров и подвижного ротора турбины с дисками, на которых установлены рабочие лопатки. Основной задачей сопловых лопаток является превращение потенциальной энергии пара, расширяющегося в сопловых решетках с уменьшением давления и одновременным снижением температуры, в кинетическую энергию организованного парового потока и направление его в рабочие лопатки ротора. Основным назначением рабочих лопаток и ротора турбины является преобразование кинетической энергии парового потока в механическую энергию вращающегося ротора, которая в свою очередь преобразуется в электрическую энергию в генераторе.

Количество венцов сопловых лопаток в каждом цилиндре паровой турбины равно количеству венцов рабочих лопаток соответствующего ротора. В современных мощных паровых турбинах различают цилиндры низкого, среднего, высокого и сверхвысокого давления. Цилиндром высокого давления (ЦВД) – является первый по ходу пара цилиндр турбины. Давление пара на входе в ЦВД в

зависимости от уровня начальных параметров находится в пределах 9,0 - 23,5 МПа. Цилиндром среднего давления (ЦСД) – является следующий за ЦВД цилиндр турбины, давление пара, на входе в который имеет значение около 3,0 МПа. Цилиндром низкого давления (ЦНД) – является последний по ходу пара цилиндр турбины, в котором обычно давление пара на входе не превышает 0,2 МПа. В современных мощных турбоагрегатах число цилиндров низкого давления может достигать 4 и более с целью обеспечения приемлемой по условиям прочности длины рабочих лопаток последних ступеней турбины [10].

Генератор ТВВ-165-2 предназначен для преобразования механической энергии в электрическую. Основными частями генератора являются ротор и статор. Охлаждение генератора – водородно - водяное. Водородом охлаждается: ротор, обмотка ротора, железо статора. Циркуляция охлаждающего газа внутри генератора обеспечивается двумя пропеллерными вентиляторами, расположенными по торцам вала ротора. Нагретый газ охлаждается четырьмя газоохладителями, встроенными в корпус генератора, куда подаётся вода от насоса газоохладителя (НГО). Обмотка статора охлаждается дистиллятом по замкнутому циклу. Циркуляцию дистиллята обеспечивают два насоса (НООС). В качестве основного возбудителя (рабочего) применён высокочастотный генератор, сидящий на одном валу с основным генератором. Переменный ток от высокочастотного генератора поступает на выпрямительную установку (ВУ ТГ). С ВУ ТГ постоянный ток поступает в обмотку ротора через щёточный аппарат и контактные кольца. В качестве резервного возбуждения применён резервный возбудитель (мотор - генератор) постоянного тока.

Основные технические данные генератора:

1. тип — ТВВ-165-2;
2. полная мощность 188,2 кВА;
3. активная мощность 160 МВт;
4. напряжение статора 18 кВ;
5. ток статора 6040 А;
6. ток ротора 2110 А;
7. температура входящего газа холодного 40° С;
8. температура дистиллята на входе в обмотку 40° С ± 3° С;
9. давление водорода в генераторе 3-3,5 ата;
10. наибольшая допустимая температура:
 - 10.1. обмотки ротора 115° С;

- 10.2. обмотки статора 105° С;
- 10.3. железо статора 105° С;
- 11. расход дистиллята 29,6 т/час;
- 12. давление дистиллята на входе в обмотку статора не более 2,5 ати;
- 13. расход воды на газоохладители генератора 300 т/час;
- 14. температура воды на входе в газоохладитель генератора минимальная 15° С [9].

1.4. Централизованное теплоснабжение

Теплоснабжение – это снабжение теплом жилых, общественных и промышленных зданий (сооружений) для обеспечения коммунально-бытовых (отопления, вентиляции, горячего водоснабжения) и технологических нужд потребителей. Существует *локальное (местное)* и *централизованное* теплоснабжение. Система местного теплоснабжения обслуживает одно или несколько зданий, а система централизованного – жилой или промышленный районы.

Локальное теплоснабжение представляет собой передачу тепла от небольшой котельной к нескольким зданиям, расположенным рядом с тепловым источником. Таким образом тепловой энергией обеспечиваются потребители в маленьких городах, небольших селах, в военных городках и т.п. Такой вариант теплоснабжения возможен также в больших городах, где отсутствует возможность присоединения к крупным источникам теплоснабжения.

Источники централизованного теплоснабжения расположены в городах и требуют качественного экологичного топлива для обеспечения нормативных экологических показателей воздушного бассейна. Централизация тепловых источников эффективна в случае более рационального использования топлива и приемлемого значения потерь при транспорте тепловой энергии по тепловым сетям.

Источником тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения могут быть также мощные водогрейные котельные, вырабатывающие исключительно тепловую энергию. Кроме того, в последние годы активно развивается направление создания специализированных устройств – тепловых насосов, предназначенных для утилизации низкопотенциальных источников теплоты. В сейсмически активных районах в качестве поставщиков тепла иногда применяются установки, сконструированные с целью использования тепла геотермальной тепловой энергии.

Однако, обычно в качестве генерирующего источника для систем централизованного теплоснабжения используют тепловую электростанцию – если она сконструирована таким образом, что может вырабатывать, помимо электрической энергии также тепловую. Такими электростанциями являются ТЭЦ. Теплоэлектроцентрали могут обеспечивать теплом значительные площади. Теплоснабжение посредством ТЭЦ носит название «теплофикация», по аналогии с электрификацией.

Теплофикация – централизованное теплоснабжение на базе комбинированной, то есть совместной выработки тепловой и электрической энергии в одной установке.

Теплофикация имеет следующие преимущества:

- 1) централизацию теплоснабжения;
- 2) комбинированное производство электрической и тепловой энергии.

Основной энергетический эффект теплофикации заключается в использовании комбинированной выработки тепловой и электрической энергии [11].

У централизованных систем теплоснабжения есть всего пять, но неоспоримых преимуществ:

- 1) вывод взрывоопасного технологического оборудования из жилых домов;
- 2) точечная концентрация вредных выбросов на источниках, где с ними можно эффективно бороться;
- 3) возможность работы на разных видах топлива, включая местное, на мусоре, а также возобновляемых энергоресурсах;
- 4) возможность замещать простое сжигание топлива (при температуре 1500 - 2000 °С для подогрева воздуха до 20 °С) тепловыми отходами производственных циклов, в первую очередь теплового цикла производства электроэнергии на ТЭЦ;
- 5) относительно гораздо более высокий электрический КПД крупных ТЭЦ и тепловой КПД крупных котельных работающих на твердом топливе [12].

1.5. Расходы и доходы ТЭЦ

Производство и реализация продуктов и услуг в каждом виде деятельности не обходится без расходов. Расходами предприятия могут быть любые затраты, которые направлены на осуществление деятельности для получения будущих доходов. Расходы могут быть непосредственно связаны с процессом производства продукции или не иметь отношение к основному виду деятельности, так называемые прочие расходы. Необходимыми ресурсами для производства энергии на всех энергетических установках являются капитал, труд, топливо.

Получение этих ресурсов требует единовременных и текущих затрат. Затраты на производство в энергетике можно назвать текущими затратами, годовыми издержками производства или эксплуатационными расходами.

В категории расходов можно выделить наиболее значимые затраты, к которым относятся:

- 1) материальные (включают в себя основные и вспомогательные материалы, топливо, воду и т.д.);
- 2) оплата труда рабочих и служащих (фонд оплаты труда);
- 3) социальные отчисления на заработную плату (на социальное страхование, в пенсионный фонд, на обязательное медицинское страхование);
- 4) амортизационные отчисления;
- 5) ремонт основных фондов;
- 6) эксплуатационные затраты;
- 7) прочие расходы (затраты, связанные с управлением процесса производства и труда).

На топливо приходится большая часть расходов энергетических установок, около 60%.

Такое значение связано с непосредственным использованием топлива в технологическом процессе производства продукции. Стоимость данной категории затрат зависит от цены топлива, его транспортировки по соответствующему тарифу, загрузки оборудования.

Расходы на оплату труда рабочих с социальными отчислениями учитывают потребность в основной и дополнительной зарплате персонала, надбавках, премиях, оплате отпусков и т.д.

На значение доли амортизационных отчислений влияют: вид используемого топлива, тип оборудования и степень сосредоточения

мощностей на ТЭЦ. По своей сути амортизация является долей стоимости основных фондов, которая по установленным нормам амортизационных отчислений относится на затраты предприятия.

Расходы на ремонт в зависимости от срока службы и технического состояния обычно составляют от 7 % до 15 % от общих расходов. Эти расходы связаны с выполнением капитальных и текущих ремонтов основного и вспомогательного оборудования. Ремонт может быть осуществлен двумя способами: подрядным (на основе договоров подряда) и хозяйственным с использованием персонала энергетического объекта.

Расходы на эксплуатацию составляют приблизительно 5 – 12 %. Они включают в себя широкий спектр расходов. Сюда относятся расходы, связанные с разработкой норм, оплатой природопользования, выполнением отдельных работ по эксплуатации оборудования.

Прочие расходы составляет большой перечень затрат. В их основе лежат услуги сторонних организаций (например, банковское обслуживание), проценты по текущим кредитам, оплата потерь топлива на складах, социальные расходы, стоимость охраны труда и отопления зданий и другие.

После того как все расходы спланированы, составляется смета затрат для их обобщения на производстве. Смета представляет собой документ, в котором все затраты классифицируются по какому - либо признаку. На энергетических предприятиях смета включает следующие виды затрат:

- 1) покупка сырья и материалов;
- 2) затраты на вспомогательные материалы;
- 3) плата за воду;
- 4) затраты на оплату услуг;
- 5) затраты на топливо;
- 6) затраты на покупную энергию;
- 7) ремонт;
- 8) заработная плата промышленно - производственного персонала;
- 9) отчисления на обязательное социальное страхование;
- 10) амортизация основных средств (начисляется в соответствии с налоговой учетной политикой предприятия);
- 11) прочие затраты [13].

Таким образом, расходы энергетических предприятий не зависят от типа объекта генерации, и в целом везде одинаковы. При

принятии решения о модернизации энергетических объектов неразумно основываться только на расходах, которые будет нести предприятие при выработке энергии.

Основной задачей любого энергетического объекта является надежная и безопасная поставка электроэнергии и тепловой энергии. Но для реализации этой деятельности необходимы источники денежных средств. Также наличие финансовых ресурсов обеспечит дальнейшее развитие предприятия. Единственным способом удовлетворения перечисленных целей будет получение дохода.

Главным доходом ТЭЦ является выручка от реализации продукции, включающая в себя выручку от реализации электроэнергии и продажи тепла и мощности, незначительную часть составляют доходы от прочих видов деятельности, например, выручка от оказания услуг и выполнения работ сторонними организациями, доходы от операционной деятельности, внереализационные доходы и др.

В соответствии с пунктом 12 Положения по бухгалтерскому учету "Доходы организации" ПБУ 9/99, утвержденного приказом Минфина России от 06.05.99 N 32н, выручка признается в бухгалтерском учете в том случае, если у организации есть договор или иное подтверждение права получения этой выручки [14].

Денежные средства, которые поступают от реализации тепловой энергии, образуются в результате отпуска тепла по соответствующим установленным тарифам.

Услуги по передаче электроэнергии приносят доход в объеме передаваемой электроэнергии в сеть, умноженной на тариф на передачу энергии потребителям.

Помимо перечисленных источников дохода, существует еще один – это продажа мощности на оптовом рынке. Мощность – особый товар, покупка которого предоставляет участнику оптового рынка право требования к продавцу мощности поддержания в готовности генерирующего оборудования для выработки электроэнергии установленного качества в объеме, необходимом для удовлетворения потребности в электрической энергии данного участника [15]. Мощность продаётся (отбирается) на конкурентной основе в процессе организуемого оператором ОРЭМ конкурентного отбора мощности КОМ. Цена мощности является источником полного или частичного покрытия условно - постоянных затрат на поддержание в состоянии

оперативной готовности отобранного в результате КОМ объёма мощности электростанции.

Из всех цен в отобранных заявках, цена КОМ соответствует максимуму цены, при которой функция спроса принимает значение, равное совокупному объёму отобранной мощности (учитывая мощность, которая подлежит оплате вне зависимости от результатов КОМ). Для каждой ценовой зоны и для всех отобранных генерирующих объектов, цена КОМ будет одинаковой. Мощность, не прошедшая конкурентный отбор, оплачена не будет.

Возможно проведение корректирующего конкурентного отбора мощности, если по мере приближения к году поставки, будет превышение уточненного спроса на мощность над объемом подлежащей оплате генерирующей мощности. Мощность, введенная по ДПМ и аналогичным ДПМ договорам с новыми АЭС и ГЭС, не зависящая от результатов КОМ, обязательно подлежит оплате, а также мощность генерирующих объектов, работа которых необходима для поддержания поставок тепловой энергии (вынужденные генераторы) или поддержания технологических режимов работы энергосистемы.

Мощность, поставленная вынужденными генераторами, оплачивается по цене, установленной уполномоченным федеральным органом (или Правительством РФ) не выше цены мощности в предшествующем году при продаже по результатам конкурентного отбора мощности или в вынужденном режиме. До начала проведения КОМ, принимается решение об отнесении генератора к вынужденным. Составлять исключение могут только те генерирующие объекты, относительно которых после проведения КОМ было заявлено о намерении вывода из эксплуатации, и при этом Минэнерго было выдвинуто требование отсрочить такой вывод из – за угрозы наступления дефицита энергоснабжения. При проведении КОМ в ценопринимающую часть предложения, включается мощность генераторов, работающих в вынужденном режиме, и мощность, введенная по ДПМ и аналогичным договорам с новыми АЭС и ГЭС.

Оплата мощности распределяется таким образом: финансовая нагрузка по оплате мощности генерирующих объектов, отобранных КОМ, а также мощность объектов, получающих оплату по ДПМ, распределяется по всем потребителям ценовой зоны. Мощность объектов, которые отнесены к вынужденным генераторам из – за угрозы наступления дефицита энергоснабжения, оплачивается потребителями соответствующей ЗСП. Мощность объектов, которые

отнесены к вынужденным генераторам из - за угрозы наступления дефицита теплоснабжения, оплачивается потребителями соответствующего субъекта Российской Федерации [23].

1.6. Программа ДПМ – 2

В 2017 году была успешно завершена программа ДПМ. Эта программа была нацелена на строительство новых генерирующих мощностей в российской электроэнергетике. После проведения программы ДПМ Правительство РФ разработало новую программу ДПМ – 2 (ДПМ – штрих), ныне программа КОММод, которая является аналогом первой программы ДПМ – 1. Она направлена на модернизацию генерирующих мощностей отечественной энергетики. В рамках данной программы планируется модернизировать имеющиеся старые генерирующие электрические мощности общим объемом до 41 ГВт, что необходимо для повышения топливной эффективности и снижения операционных затрат. Ресурс обновленных электростанций должен быть продлен на 15-20 лет.

За период действия (2008 – 2017 годов) первой программы ДПМ в РФ было затрачено около 4 трлн. руб. инвестиций, построено более 21 ГВт новых мощностей и 7 ГВт модернизировано.

Однако, с начала реформы РАО ЕЭС, прогноз на то, что спрос на электроэнергию будет повышаться, не оправдался. В 2015-2018 годах рецессия и медленное восстановление экономики РФ не дали ожидаемого 4,3 % среднегодового роста спроса на потребление электроэнергии. В следствие чего, на рынке возник профицит мощности. Пиковая нагрузка 151 ГВт против установленной мощности 243 ГВт.

Участниками ДПМ были генерирующие компании, которые образовались в рамках реформы РАО ЕЭС, в КОММод может принять участие любой поставщик оптового рынка [16].

Рассмотрим особенности современного рынка электроэнергии и мощности в России.

Создать полноценный оптовый рынок электрической энергии (ОРЭ) – являлось одной из задач реформы РАО ЕЭС в 2008 году. В рамках данной задачи на рынке появилось большое количество отдельных экономических субъектов, генерирующих, сетевых и сбытовых компаний.

Поставленная задача была выполнена. Там, где имелась возможность создания конкурентного рынка, экономическое

пространство разделили на первую ценовую зону и вторую, при этом учитывая наличие сетевой инфраструктуры и нужного количества генерирующих компаний (см. рисунок 1.8). В тех местах, где отсутствовала возможность это сделать, зоны остались неценовыми и тарифы там регулируются государством. В последнее время планируется создания дальневосточной третьей ценовой зоны.



Рисунок 1.8 – География оптового рынка [23]

В пределах этих ценовых зон электроэнергия продается с помощью следующих экономических механизмов:

1. По регулируемым договорам (РД).
2. В рамках механизма «Рынок на сутки вперед» (РСВ).
3. Балансирующий рынок (БР).
4. Рынок свободных договоров (РСД).

Поставки по регулируемым договорам (РД) – были организованы в основном для обеспечения электроэнергией населения по фиксированным льготным (относительно промышленности)

тарифам. Тарифы устанавливаются государством. По таким договорам общий объем электричества и мощности не должен быть более 35%.

Рынок на сутки вперед (РСВ) – это полноценный оптовый рынок с заявками от покупателей и поставщиков и индикацией рыночной цены. Оператор торгов ОАО «АТС».

При образовании у покупателя избытка приобретенного электричества или его недостатка в рамках торгов на РСВ торговля этими объемами осуществляется в реальном времени с помощью балансирующего рынка (БР).

Потребители и поставщики оптового рынка имеют возможность заключать договора между собой по нерегулируемым тарифам, в рамках рынка свободных договоров.

Особенность потребления электроэнергии такова, что заранее невозможно определить точное количество, которое будет требоваться потребителям. Это относится как и к ежесуточному потреблению, так и к более продолжительным промежуткам времени (годам). Если будет увеличение нагрузки со стороны потребителей и мощности поставщиков останутся неизменны, то будут происходить перегрузки сети и снижение напряжения с последующим выходом из строя оборудования (потребителей и поставщиков). Это приведет к значительному повышению аварийности. Следовательно, для надежного предоставления услуг по поставке электроэнергии, необходим еще и оптовый рынок электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Продавцами мощности являются генерирующие компании, которые должны обеспечить готовность генерирующего оборудования к выработке электрической энергии. Также в моменты пиков, на оптовом рынке, покупатели мощности покрывают затраты генерирующих компаний на обеспечение готовности оборудования к выработке электрической энергии. Данные затраты оплачиваются, если даже по факту поставки электроэнергии не было. В этом состоит экономический смысл «платы за мощность». С экономической точки зрения плата за мощность – это оплата потребителями условно - постоянных расходов содержания востребованного генерирующего оборудования электростанций, которое находится в состоянии готовности к несению нагрузки.

1.6.1. Инвестиции и сроки реализации

Новая программа ДПП – 2 должна привлечь в энергетический сектор экономики до 1,5 трлн руб. (по ценам 2020 года)

инвестиционных вложений с целью обновления 41 ГВт старой тепловой мощности, учитывая старые электростанции ПАО "РусГидро" на Дальнем Востоке.

Министерство энергетики предложило ограничить капитальные затраты для угольных и газовых станций на уровне 54 млрд руб. за ГВт и 33 млрд руб. соответственно. Для газовых электростанций величина этих затрат может быть увеличена в связи с жесткими требованиями локализации оборудования. Когда компания работает с экспериментальными российскими турбинами, мощность которых более 65 МВт, в отдельных случаях, за просрочку срока ввода объекта штрафы могут быть отменены.

Средний срок реализации каждого проекта оценивается примерно на 24 месяца. Срок действия программы распространяется до 2035 года.

Программа ДПМ – 2 предусматривает заключение инвестиционных контрактов на 16 лет, из которых 15 лет компании будут получать повышенные платежи за обновленную мощность с гарантированной ставкой доходности, которые называются «платежи по ДПМ». По ДПМ – 1 инвестиционные контракты заключались на 10 лет.

По последнему варианту модификации программы норма доходности составляет 12 % и привязана к 7,5 % доходности облигаций федерального займа (ОФЗ) с соответствующей эластичностью. Это означает то, что в случае роста доходности 10 - 15 летних государственных бумаг, выплаты по ДПМ будут пересматриваться в сторону повышения. В случае снижения доходности, ОФЗ будет проводиться обратная процедура. Этим инструментом обеспечивается приемлемый уровень доходности инвестируемого капитала

1.6.2. Отбор проектов

В отличие от ДПМ-1 проекты модернизации проходят отбор через проведение аукциона, одним из критериев которого будет наиболее низкая себестоимость будущих поставок электроэнергии.

Первый отбор заявок на модернизацию 11 ГВт проходил до конца ноября 2018 года. Сроки реализации проектов: до 2022 - 2024 годов. Далее ежегодно будут отбираться проекты генерирующих мощностей в объеме 3 - 4 ГВт. Первые инвестиции по новой программе были проведены в начале 2019 года.

Следует отметить, что условия для первой программы ДПМ – 1 привлечения инвестиций в отрасль, были схожими. Эксперты оценивают их как вполне позитивные для компаний с долгосрочной точки зрения. В настоящее время, доходность проектов могла составить около 13%, учитывая даже 4 – 5 % инфляцию – что является существенной поддержкой для компаний генерирующего сектора, вкладывающих капитал в модернизацию устаревшего генерирующего оборудования.

Однако в краткосрочной перспективе инвестиции для генерирующих компаний, как правило, означают повышение капитальных затрат (CAPEX) и снижение свободного денежного потока (FCF). Возможность дивидендных выплат будет ограничена – они могут не расти, снижаться или расти, но медленнее, чем оценивалось ранее. Из-за этого, программа модернизации может даже оказаться краткосрочным негативным драйвером для акций некоторых эмитентов.

1.6.3. Сложности оценки

Следует отметить, что компании занимаются оценкой будущих проектов. Фактические финансово-экономические показатели для каждого конкретного эмитента на сегодняшний день отсутствуют. На текущий момент не совсем понятно, какая генерирующая компания может предложить наиболее эффективный проект и какие из них попадут в первый и последующие аукционные отборы.

Предварительно на модернизацию были заявлены проекты примерно на 58 ГВт, против требуемых 41 ГВт. Таким образом, это предполагает наличие конкуренции в процессе отбора.

Также следует сказать, что отличием новой программы будет 90 % уровень локализации оборудования, который к 2025 году планируется довести до 100 %. Из этого можно сделать вывод, что оценка затрат может претерпевать изменения по мере увеличения локализации.

Среди критериев по отбору проектов на модернизацию нужно учитывать требование выработки ресурса объекта не менее, чем на 125 %, при этом показатель востребованности должен быть не меньше 60 % (за последние 2 года).

1.6.4. Предварительная оценка

Российские генерирующие мощности - одни из самых старых в мире. Объекты старше 45 лет составляют более 30%. Установленная мощность на 2017 год, превышающая возраст 45 лет, составляла около 64 ГВт, часть которой была выведена в рамках программы ДПМ - 1 и по решению самих компаний. Ресурс другой части по предложениям Министерства энергетики будет продлен путем повышения тарифа на рынке КОМ (конкурентный отбор мощности), а 41 ГВт подлежит модернизации.

Невзирая на трудности оценивания, можно попробовать предварительно, очень грубо оценить масштаб предполагаемых затрат в рамках программы ДПМ - 2 для основных игроков на рынке, а именно ПАО "Интер РАО", ПАО "Мосэнерго", ПАО "ОГК-2", ПАО "ТГК-1", ЭнелРоссия, ПАО "Юнипро", ПАО "РусГидро".

Была предположена средняя цена модернизации 1 ГВт мощности любой станции на уровне 36,6 млрд руб. по ценам 2020 года, для упрощения оценки. Минэнерго обещает индексировать выплаты по ДПМ - 2.

У генерирующих компаний, использующих преимущественно уголь, капитальные затраты могут быть выше. Что касается модернизации электростанций, использующих газовые установки, может потребоваться чуть меньше средств.

Из заявленных критериев программы и наличия у ключевых генерирующих компаний мощностей старше 45 лет, можно предположить следующие:

1. "Интер РАО".
2. ПАО "Мосэнерго".
3. ПАО "ОГК-2".
4. ПАО "ТГК-1".
5. ПАО "Энел Россия".
6. ПАО "Юнипро".
7. ПАО "РусГидро".

Самый большой процент старых мощностей был представлен компанией "Интер РАО". Основываясь на годовой отчет, компания предлагает 26,7 % установленной мощности к модернизации, что составляет 7,6 ГВт. Итого может потребоваться около 280 млрд руб. инвестиций.

Для ПАО "Мосэнерго" это значение составляет около 50 % общего объёма оборудования по установленной мощности старше 45 лет. На модернизацию могут быть представлены проекты порядка 6,5 ГВт. На это может потребоваться около 240 млрд руб.

Примерно одна четвертая часть всей установленной мощности ПАО "ОГК-2" могла бы принять участие в программе модернизации. На новую инвестиционную программу компания сможет направить порядка 170 млрд руб.

Дочернее предприятие ООО "Газпром энергохолдинг" ПАО "ТГК - 1" предоставит на модернизацию меньше всего генерирующих мощностей. Может понадобится около 35 млрд руб. инвестиций для обновления чуть менее 1 ГВт мощности. Большая часть установленной мощности компании – гидрогенерация.

Компания ПАО "Энел Россия" в недавнем прошлом уже произвела модернизацию некоторых блоков на Рефтинской ГРЭС. Пока что, не учитывая возможность продажи этого актива, может быть затрачено около 145 млрд руб. на модернизацию порядка 4 ГВт. Потенциальная продажа Рефтинской ГРЭС, скорее всего, изменит требуемую сумму инвестиции.

Немногом более 1 ГВт генерирующих мощностей ПАО "Юнипро" может представить в качестве проектов на модернизацию. Это может потребовать увеличения CAPEX примерно на 45 млрд руб. Учитывая выполнение ремонта блока Березовской ГРЭС, дополнительные капитальные затраты на период в несколько лет можно считать незначительными.

Подлежащие модернизации мощности ПАО "РусГидро" не входят ни в первую ценовую ни во вторую ценовые зоны. Касательно неценовых зон была согласована отдельная статья – 2 ГВт. Большая часть модернизируемых проектов придется на Дальний Восток.

Ранее в компании были подготовлены проекты на 1,3 ГВт с общей суммой инвестиций порядка 150 млрд руб. Хотя, исходя из критериев программы ДПМ – 2, по версии Минэнерго компания должна будет затратить около 50 млрд руб. (исходя из средней цены 36,6 млрд руб. за ГВт). В неценовых зонах проекты будут отбираться специальной правительственной комиссией. Диаграмма предварительной оценки инвестиций на модернизацию представлена на рисунке 1.9.

Предварительная оценка инвестиций в рамках ДПМ - 2, млрд руб.

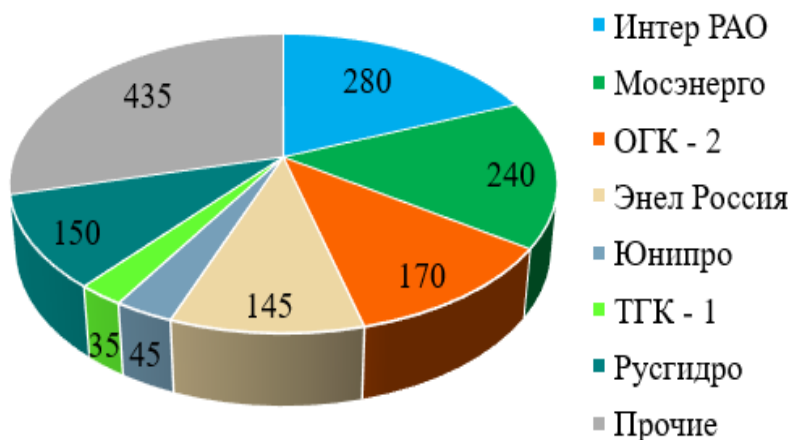


Рисунок 1.9 – Предварительная оценка инвестиций в рамках программы ДПМ - 2

По оценке менеджмента участвующих генерирующих компаний, новая программа ДПМ – 2 будет полезной и выгодной в первую очередь самим компаниям. Некоторые независимые эксперты также соглашаются с этим. Как мы наблюдаем, наибольшая часть инвестиций может прийти на ПАО "Интер РАО". Также немало придется «вкладываться» ПАО "Мосэнерго" и ПАО "ОГК-2". Меньше всего ДПМ - 2 может затронуть ПАО "Юнипро" и ПАО "ТГК-1", что в краткосрочном периоде окажет, скорее позитивный эффект.

В долгосрочной перспективе ДПМ – 2 обеспечивает весьма неплохую доходность проектов, которая в совокупности с повышением топливной эффективности и рентабельности генерирующих компаний положительно скажется и на будущих производственных и финансовых показателях.

У ПАО "РусГидро" есть некоторая неопределенность будущих капитальных затрат группы по этой части. Но, по предварительным оценкам Министерства энергетики РФ, дополнительные CAPEX не должны превысить 150 млрд руб. [17].

1.6.5. Основные проблемы эффективной работы электростанции

Тепловые станции подразделяются на ТЭЦ (теплоэлектростанции) и КЭС (конденсационные электростанции). Они отличаются режимами работы. КЭС работает только в конденсационном режиме и вырабатывает электричество, а ТЭЦ еще и в теплофикационном, производя дополнительно тепло.

Электростанция – сложный технический объект, который включает в себя машины и механизмы, требующие обслуживания. Так как номинальная мощность электростанции редко совпадает с реальной, то в энергетике анализируют их соотношение. Существует специальный коэффициент использования установленной мощности (КИУМ). Он показывает насколько эффективна станция. Это интегральный коэффициент, который учитывает техническое состояние, технологическое совершенство, квалификацию персонала и организацию работы.

К сожалению, среднее значение КИУМ в России составляет 46,3%. При правильном подходе на имеющихся электростанциях можно получить в 2 раза больше энергии. Проблемы ограничения мощности энергетики занимают не одно десятилетие. Были получены весьма точные результаты.

Основные причины ограничений мощности:

- 1) недостаток охлаждающих устройств 42%;
- 2) недостаток теплопотребления 32%;
- 3) недостаток технического состояния основного оборудования 14%;
- 4) прочее 12%.

Одной из основных причин неэффективности конденсационных тепловых электростанций является неэффективная работа охлаждающих устройств. Вторая по значимости проблема снижения выработки электроэнергии, связана с недостаточностью теплового потребления и предполагает, использование всего потока парового в конденсационном режиме. Экономичность этого варианта определяется от производительности и технической готовностью систем охлаждения циркуляционной воды.

1.6.6. Регламент КОММод (ДПМ – 2)

В соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденными постановлением правительства РФ от 27.12.2010 № 1172, был разработан Регламент проведения отборов проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций (КОММод), утвержденный 20 сентября 2018 года (с изменениями от 24 марта 2020 года) [19].

Регламентом КОММод установлены требования к генерирующим объектам и типам проектов, заявляемым в отбор проектов модернизации, и их совокупному объему. В требования включены мероприятия по модернизации и критерии к генерирующему оборудованию.

При отборе проектов модернизации подлежат рассмотрению проекты, содержащие одно или несколько мероприятий, указанных в подпункте 1 и (или) подпункте 2 перечисленных ниже, которые могут быть дополнены одним или несколькими сопутствующими мероприятиями, также указанными ниже в подпункте 3.

Основные мероприятия по модернизации:

1) модернизация котельного оборудования, которая заключается в реализации любого из ниже перечисленных мероприятий:

1.1) комплексная замена котлоагрегата:

1.1.1) работающего на газовом топливе;

1.1.2) работающего на газовом топливе;

1.2) замена в полном объеме следующих элементов:

1.2.1) барабан котлоагрегата (не требуется для прямоточных котлов);

1.2.2) пароперегреватели котлоагрегата

1.2.3) топочный экран котлоагрегата;

1.2.4) перепускные трубопроводы с арматурой по пароводяному тракту парового котлоагрегата.

2) модернизация турбинного оборудования, которая заключается в реализации любого из ниже перечисленных мероприятий:

2.1) комплексная замена паровой турбины (паровых турбин) на паровую турбину (паровые турбины).

2.2) перевод генерирующего объекта, работающего с использованием паросилового цикла, в работу с использованием

парогазового цикла за счет надстройки генерирующего объекта газовой турбиной;

2.2.1) без котла – утилизатора;

2.2.2) с котлом – утилизатором;

2.3) замена цилиндра высокого давления.

2.4) замена цилиндра высокого давления с

заменой/модернизацией одного следующих элементов:

2.4.1) часть (цилиндр) среднего давления турбины с промежуточным перегревом пара;

2.4.2) часть (цилиндр) среднего давления (или часть среднего и низкого давления) турбины без промежуточного перегрева пара;

2.4.3) цилиндр низкого давления турбины.

3) сопутствующие мероприятия модернизации:

3.1) комплексная замена генератора;

3.2) замена ротора генератора;

3.3) строительство градирни и циркуляционной насосной станции;

3.4) замена регенеративных подогревателей;

3.5) замена трубопроводов острого пара, промперегрева, питательной воды технологического соединения «котел – турбина»;

3.6) замена/установка золоулавливающего оборудования;

3.7) замена/строительство дымовой трубы на угольной электростанции;

3.8) замена/строительство систем приема, подготовки и распределения топлива на угольной электростанции;

3.9) строительство нового/реконструкция/расширение существующего главного корпуса с необходимыми инженерными системами под монтаж котла, котла – утилизатора, газовой турбины, генератора, паровой турбины;

3.10) строительство нового золоотвала или реконструкция золоотвала с увеличением емкости;

3.11) замена барабана котлоагрегата (не требуется для прямоточных котлов);

3.12) замена пароперегревателей котлоагрегата;

3.13) Замена топочного экрана котлоагрегата;

3.14) Замена перепускных трубопроводов с арматурой по пароводяному тракту парового котлоагрегата.

Регламент КОММод предусматривает, что в отборе проектов модернизации могут принять участие поставщики – участники оптового рынка, осуществляющие поставку (покупку) электрической энергии и мощности на ОРЭМ.

Генерирующее оборудование, функционирующее до реализации мероприятий по модернизации, которое планируется к включению в проект модернизации генерирующего объекта, должно соответствовать следующим критериям [19].

Входные технические критерии для модернизации действующего генерирующего оборудования:

1. Для котлоагрегата – год выпуска не ранее, чем за 40 лет до года начала поставки мощности;
2. Для турбины: должна быть использована в работе не менее, чем:
 - 2.1 270 000 часов для турбин с давлением острого пара 10 МПа и менее;
 - 2.2 220 000 часов для турбин с установленной мощностью менее 350 МВт и давлением острого пара более 10 МПа;
 - 2.3 100 000 часов для турбин с установленной мощностью 350 МВт и более и давлением острого пара более 10 МПа;
3. Востребованность (доля суток, когда оборудование в работе) свыше 40% (не применяется для проектов, связанных с переходом на ПГУ).
4. Нет разрешения на вывод из эксплуатации, полученного после 1 января 2019 года (не применяется для отборов 2022 - 2024 годов).
5. Мощность не поставляется по ДПМ (на 1 марта для отборов на 2022 - 24 годы) [18].

Оценку локализации производства нового оборудования, вводимого по итогам реализации проектов, определяет Министерство промышленности и торговли Российской Федерации.

2. РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА РАСЧЁТНОГО ОБОСНОВАНИЯ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОФИКАЦИОННОГО ЭНЕРГБЛОКА

Под инвестиционной привлекательностью предприятия (организации) понимается обобщенная характеристика с точки зрения перспективности, выгоды, эффективности и минимизации риска вложения инвестиций в его развитие за счет собственных средств и средств других инвесторов. Инвестиционную привлекательность предприятия характеризуют показатели эффективности работы предприятия в динамике; показатели ликвидности, платежеспособности и финансовой устойчивости предприятия в динамике; перспективы развития предприятия и возможности сбыта продукции; репутация предприятия (имидж) на внутреннем и международном рынке; рыночный курс акций предприятия; величина чистой прибыли, приходящаяся на одну акцию, и другие [20].

2.1. Определение исходных данных для проектов

На начальном этапе исследования в качестве проекта по модернизации руководителем выпускной квалификационной работы был определен теплофикационный энергоблок Т – 100. О характеристиках и его устройстве было сказано ранее, в первой главе. Данный энергоблок отработал 20 лет на ТЭЦ. Основная проблема теплофикационного энергоблока Т – 100 – это израсходованный парковый ресурс ротора высокого давления турбины, отработавшей около 100 тыс. часов. Под парковым ресурсом понимается наработка однотипных по конструкции, материалам и условиям эксплуатации элементов теплоэнергетического оборудования, при которой обеспечивается их безаварийная работа при соблюдении стандартных требований, предъявляемых к контролю металла, эксплуатации и ремонту энергоустановок. Также имеются такие проблемы, как ухудшение в процессе эксплуатации свойств теплоизоляционного материала, эрозийное повреждение лопаточного аппарата ротора ЦНД и износ концевых уплотнений ЦВД и ЦНД.

Таким образом, данному энергоблоку мощностью 100 МВт, имеющему ряд проблем, указанных выше, остается работать еще 5 лет. Однако, чтобы не выводить его из эксплуатации, мы планируем его модернизировать в рамках программы ДПМ – 2. Под модернизацией

подразумевается увеличение срока службы энергоблока еще на 15 лет путем вложения денежных средств.

Главная цель нашего исследования, понять выгоден ли инвестиционный проект по модернизации теплофикационного энергоблока Т – 100, а именно замены цилиндра высокого давления с заменой/модернизацией цилиндра низкого давления, а также комплексной замены генератора, согласно мероприятиям модернизации, указанным в «Регламенте проведения отборов проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций (КОММод), утвержденным 20 сентября 2018 года (с изменениями от 24 марта 2020 года)» и перечисленным в первой главе в подпункте 1.6.6. данной ВКР. Для этого была проведена оценка результатов ввода в эксплуатацию модернизированного энергоблока и сравнение его характеристик, в частности КПД теплофикационного энергоблока, расхода удельного условного топлива и количества топлива на выработку электроэнергии с начальными характеристиками. Также был произведен анализ экономической эффективности и значимости для инвестора рассматриваемых проектов.

Поставленные задачи были выполнены, основываясь на построенную расчетную модель на основе метода ЧДД. В основе данной модели лежат вычислительные операции, которые связаны с движением денежных средств. Были произведены расчеты всех основных показателей эффективности инвестиционного проекта. Значения этих расчетов позволили сделать несколько выводов об эффективности инвестиционного проекта.

На начальном этапе руководителем выпускной квалификационной работы были определены исходные данные, см. Приложение А. Все расчеты были выполнены в программе Microsoft Excel.

Формируя исходные данные, мы использовали следующие показатели:

Для оценки эффективности использования установленной мощности в теплоэнергетике применяется показатель коэффициент использования установленной мощности (КИУМ; КИУТ), который отражает уровень загрузки генерирующей мощности энергоустановки.

КИУМ показывает отношение количества фактически выработанной электроэнергии к количеству электроэнергии, предусмотренной при работе в режиме установленной нагрузки.

$$\text{КИУМ}_Э = \frac{H_Э}{8760} \quad (2.1)$$

$$\text{КИУМ}_Т = \frac{H_Т}{8760} \quad (2.2)$$

где КИУМ – коэффициент использования установленной мощности

$H_Э$ ($H_Т$) – число часов использования максимума электрической (тепловой) нагрузки;

T – количество часов в году равно 8760 ч.

Объем производства для двух видов энергии представляет собой произведение коэффициента использования установленной мощности, количества часов в году и установленной мощности:

$$W = \text{КИУМ} \times T \times N_{\text{уст}} \quad (2.3)$$

где W – объем производства электроэнергии

КИУМ – коэффициент использования установленной мощности;

T – количество часов в году равно 8760 ч;

$N_{\text{уст}}$ – установленная электрическая мощность.

Объем производства тепловой энергии:

$$Q = \text{КИУМ} \times T \times Q_{\text{уст}} \quad (2.4)$$

где Q – объем производства тепловой энергии;

КИУМ – коэффициент использования установленной мощности;

T – количество часов в году равно 8760 ч;

$Q_{\text{уст}}$ – установленная тепловая мощность.

Цена за мощность по ДПМ ($C_{\text{ДПМ}}$) была рассчитана на основе методики, изложенной в Постановлении Правительства РФ от 13.04.2010 N 238 (с изменениями от 25.01.2019) "Об определении ценовых параметров торговли мощностью на оптовом рынке электрической энергии и мощности" [21].

Значение ставки дисконтирования (E) определено по формуле Ирвинга Фишера:

$$E = (1 + i_{ав}) \times (1 + i_p) \times (1 + i_{инф}) - 1 \quad (2.5)$$

где E – норма дисконта;

$i_{ав}$ – реальная альтернативная доходность;

i_p – плата за риск;

$i_{инф}$ – темп инфляции (на основе индекса потребительских цен (прирост) [22]).

2.2. Расчет и анализ показателей эффективности проекта модернизации теплофикационного энергоблока Т – 100

Основываясь на исходные данные, был выполнен расчет расходов и доходов при CAPEX max и CAPEX min, которые будут появляться в процессе начала модернизации и эксплуатации модернизированного энергоблока. См. Приложение Б.

О структуре доходов и расходов было сказано ранее в первой главе. Далее приводятся формулы, по которым произведен расчет значения показателей.

После завершения периода ДПМ – 2 в расчетную модель была включена продажа мощности на рынке КОМ. При этом цена на мощность КОМ была определена из условия покрытия всех условно-постоянных затрат ТЭЦ:

$$Ц_{КОМ} = \frac{V_{мощн}}{N_{уст}} \quad (2.6)$$

где $Ц_{КОМ}$ – цена на мощность КОМ;

$V_{мощн}$ – объем выручки от реализации мощности КОМ;

M – количество месяцев в году;

$N_{уст}$ – установленная электрическая мощность.

Расход условного топлива:

$$B_{yt} = \frac{(W \times 0,86 + Q)}{Q_H^p \times \eta \times 10^3} \quad (2.7)$$

где B_{yt} – расход условного топлива;

W – объем производства электроэнергии;
 $0,86$ – коэффициент пересчета кВт*ч в Гкал;

Q – объем производства тепловой энергии;

Q_H^p – теплотворная способность условного топлива, равная
7000 ккал/кг;

η – коэффициент использования топлива.

Удельные расходы топлива были рассчитаны физическим методом [4].

Удельный расход условного топлива на производство электроэнергии:

$$bэ = B_{yt} \times 0,86 \times \frac{W}{W \times 0,86 + Q} \quad (2.8)$$

где $bэ$ – удельный расход условного топлива на производство электроэнергии

B_{yt} – расход условного топлива;

$0,86$ – коэффициент пересчета кВт × ч в Гкал;

W – объем производства электроэнергии;

Q – объем производства тепловой энергии.

Удельный расход условного топлива на производство тепловой энергии:

$$bt = B_{yt} \times 0,86 \times \frac{Q}{W \times 0,86 + Q} \quad (2.9)$$

где bt – удельный расход условного топлива на производство тепловой энергии

B_{yt} – расход условного топлива;

Q – объем производства тепловой энергии;

$0,86$ -коэффициент пересчета кВт*ч в Гкал;

W – объем производства электроэнергии;

Выполнив вычисления всех переменных и постоянных затрат, определили валовую прибыль, как разность между доходами и расходами. Затем рассчитали чистую прибыль. Чистая прибыль – это прибыль предприятия после уплаты налога на прибыль.

На заключительном этапе был выполнен расчет денежного потока, представляющий собой разность между доходной и расходной частью проекта. Информация о движении денежных потоков необходима для оценки будущей деятельности предприятия. В основе анализа лежит классификация денежных потоков в зависимости от сферы деятельности: операционной, инвестиционной и финансовой.

Операционная деятельность включает в себя статьи, используемые при расчете чистой прибыли. Инвестиционная деятельность подразумевает операции, связанные с изменением в долгосрочных активах. Финансовая деятельность – это преобразования в долгосрочных обязательствах и собственном капитале организации [22].

Для того чтобы принять правильное и экономически эффективное решение об инвестировании денежных средств, необходимо, как уже упоминалось выше, учитывать фактор времени. На основании этого был проведен финансовый анализ проекта, см. Приложение В. Финансовый анализ – это вычисление и оценка таких показателей как: ЧДДП – чистый дисконтированный денежный поток; $ПЧ_{ср}$ – средняя чистая прибыль; ИД – индекс доходности; ВНД – внутренняя норма доходности; R – простая норма рентабельности.

Ниже представлены формулы, по которым осуществлялся расчет.

$$Kd = \frac{1}{(1 + E)^t} \quad (2.10)$$

где Kd – коэффициент дисконтирования;

t – номер периода;

E – норм дисконта.

Для расчета чистого дисконтированного денежного потока была использована формула [15]:

$$\text{ЧДДП} = -I_0 + \sum_{T=0}^t \frac{CF_t}{(1 + E)^t} \quad (2.11)$$

где ЧДДП – чистый дисконтированный денежный поток;

$-I_0$ – первоначальные инвестиционные вложения;

CF_t – денежный поток, дисконтированный с учетом времени;

$\frac{1}{(1 + E)^t}$ – коэффициент дисконтирования.

ЧДД – это текущая стоимость вложенных денежных средств с учетом ставки дисконтирования, за вычетом инвестиций. Показатель применяют для сравнения инвестиционных вложений с предполагаемыми поступлениями в будущем, приведенных к равным условиям.

Положительный дисконтированный денежный поток, который покрывает инвестиции, то есть обеспечивает минимальные доходы, заданные ставкой дисконтирования, является основным критерием для принятия проекта.

Если же ЧДДП равен нулю, проект нельзя назвать ни прибыльным, ни убыточным. В этом случае доход инвестора не изменится, так как будут покрыты инвестированный капитал и текущие затраты. В случае отрицательного ЧДДП проект не покрывает даже инвестиции и текущие затраты, следовательно, осуществление такого проекта принесет лишь убытки. Если сравниваются два варианта или более в сопоставимых условиях, то критерием выбора наилучшего варианта является максимальное значение ЧДДП.

Индекс доходности (PI - Profitability Index) представляет собой отношение чистых дисконтированных денежных потоков к размеру инвестиционного капитала:

$$\text{ИД} = \sum_{t=1}^t \frac{\text{ЧДДП}}{I_0} \quad (2.12)$$

где ИД – индекс доходности;

ЧДДП – чистый дисконтированный денежный поток;

I_0 – первоначальные инвестиционные вложения.

Если значение индекса доходности меньше или равно нулю, то проект не будет принят, так как он нерентабельный и инвестор не получит от него доход. Чем выше индекс доходности, тем выгоднее будет проект, поэтому основная задача максимизировать показатель, тем самым получить наибольшую выгоду.

Внутренняя норма доходности (ВНД) – это процентная ставка, которая приведет к нулевому значению ЧДД. Чем выше ставка, тем больше будет доходность. В программе Excel внутреннюю норму доходности можно рассчитать с помощью функции ВСД, где в

качестве значений в данной работе использовались значения денежных потоков от операционной и инвестиционной деятельности. Проект подлежит реализации в том случае, если ВНД больше ставки дисконтирования (E). Если ВНД меньше ставки дисконтирования, проект отклоняется, так как он не только не приносит доход, но даже не обеспечивает возможное получение прибыли, при вложениях в альтернативные проекты.

Простая норма рентабельности:

$$R = \frac{ПЧ_{\text{ср}}}{I_0} \quad (2.13)$$

где R – простая норма рентабельности;

ПЧ_{ср} – средняя чистая прибыль;

I₀ – первоначальные инвестиции.

Рентабельность инвестиций - это немаловажный показатель эффективности использования материальных, трудовых и денежных средств предприятия. Применяется для того, чтобы определить возможность организации покрыть инвестированные средства за счет полученной прибыли.

Общепринятого норматива для показателя рентабельности нет, но принято считать, что он не должен опускаться ниже средней процентной ставки по банковским кредитам. В первую очередь, анализируя рентабельность, необходимо проводить сравнительную оценку, опираясь на предыдущие отчетные периоды.

В формуле расчета в числителе находится прибыль. Показатель содержит в себе информацию об уровне цен и количестве выпущенной продукции. В знаменателе – инвестируемые денежные средства.

Таким образом, фактором снижения рентабельности может выступать недостаточные объемы продаж или низкие цены. Падение объемов продаж может быть связано со снижением спроса на продукцию.

Высокие расходы на производство и реализацию продукции влекут за собой снижение рентабельности. Вследствие сбоев в электросетях, могут задерживаться поставки и возникать простои. Также снижение рентабельности может снизиться в связи (может быть

вызвано) с несоответствием между производственной мощностью и объемами загрузки оборудования [22].

В таблице 2.1, составленной по расчетам из приложения В, представлены основные полученные данные финансовых показателей проекта модернизации теплофикационного энергоблока Т – 100. Для более детального ознакомления со всеми показателями см. Приложение В.

Таблица 2.1 – Финансовый анализ проекта модернизации

| № | Показатель | Обозначение | Ед. изм. | CAPEX | |
|---|--|-------------|----------|---------|---------|
| | | | | max | min |
| 1 | Чистый дисконтированный денежный поток | ЧДДП | млн руб. | 1794,01 | 2362,68 |
| 2 | Индекс доходности | ИД | | 1,94 | 3,21 |
| 3 | Внутренняя норма доходности | ВНД | % | 19,95 % | 26,65 % |
| 4 | Средняя чистая прибыль | ПЧср | млн руб. | 902,45 | 909,28 |
| 5 | Простая норма рентабельности | R | % | 1,95 | 1,09 |
| 6 | Прямой срок окупаемости | лет | | 6 | 5 |

Таким образом, при имеющихся начальных данных инвестор может рассчитывать на чистый дисконтированный доход в размере 1794,01 млн руб. для CAPEX max и 2362,68 млн руб. для CAPEX min. Следовательно, затраченные денежные средства в размере 1 764,22 млн руб. и 993,17 млн руб. для CAPEX max и CAPEX min соответственно, окупятся и обеспечат прибыль, заданную ставкой дисконтирования равной 12,22 %. Индекс доходности превышает 1 и составляет 1,94 для CAPEX max и 3,75 для CAPEX min, что говорит о возврате инвестору капиталовложений со значительной долей прибыли. Внутренняя норма доходности проекта составляет 19,95 % и 26,65 % для CAPEX max и CAPEX min соответственно, значение,

значительно превышающее установленную ставку дисконтирования, что предвещает инвестору большой доход. Рентабельность проекта составляет 1,95 % и 1,09 % для CAPEX max и CAPEX min соответственно, что говорит о целесообразности инвестирования в данный проект.

Основываясь на результатах, полученных в ходе проведения финансового анализа проекта модернизации теплофикационного энергоблока Т - 100, с уверенностью можно сказать, что вложение инвестиций в данный проект будет безубыточным. По приведенным расчетам можно оценить, что данный проект будет эффективным и прибыльным.

3. РАСЧЕТНОЕ ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОФИКАЦИОННОГО ЭНЕРГОБЛОКА

3.1. Оценка CAPEX (по методике КОММод) с учетом глубины модернизации энергоблока

Модернизация энергетического сектора имеет большое значение для Российской Федерации. В связи с тем, что доля износа оборудования в энергетической отрасли растет, был поставлен вопрос о его модернизации. Модернизация оборудования в целом направлена на энергетическую безопасность. Результатом модернизации станет рост производственной мощности и уменьшатся потери предприятия. Модернизация оборудования будет способствовать развитию отечественных технологий в атомной и геотермальной энергетике и поможет внедрить новые зарубежные и российские инновации. Модернизация энергетического сектора приведет к интенсификации добычи ресурсов и производства энергии [25].

Как отметил в своём выступлении Министр энергетики РФ А.В. Новак, энергетическая отрасль характеризуется высокой степенью износа основного оборудования и в результате чего, существенная его часть выработала свой установленный ресурс, и должна быть заменена в ближайшие 20 лет. «Такое состояние приводит к относительно низкой эффективности работы системы и снижающейся надежности обслуживания потребителей», - заметил глава Минэнерго России. При этом показатели количества и продолжительности отключений на потребителя в РФ в 10 раз выше аналогичных показателей в странах Западной Европы [26].

Правила определения величин предельных (минимальных и максимальных) капитальных затрат на реализацию проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций в рамках программы КОММод определены в Постановлении Правительства РФ от 25 января 2019 года № 43 «О проведении отборов проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций» (далее Правила). Мероприятия инвестиционной программы КОММод направлены на модернизацию и обновление основных производственных мощностей.

Величина типовых капитальных затрат на реализацию мероприятий, которые могут быть предусмотрены проектом модернизации, из числа мероприятий, указанных в пункте 266 Правил

оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 1172 «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности» (далее – мероприятия по модернизации, правила оптового рынка) (CAPEX), рассчитывается по формуле:

$$\text{CAPEX}_{x,i} = 1000 \times (K_i \times N_i + B_i) \times 1,0722 \times (d_i^1 \times K_i^{\text{сейсм}} \times K_i^{\text{трансп}} + d_i^2 \times K_i^{\text{темп}} + d_i^3) \times \text{Ind}_{x,i}^{\text{тип}} - \text{CAPEX} \quad (3.1)$$

где K_i – коэффициент, определенный для каждого мероприятия по модернизации, согласно приложению № 1;

N_i – паропроизводительность (т/ч) для мероприятий по модернизации, указанных в пункте 1, подпунктах 6, 10 и 14 - 18 пункта 3 приложения № 1 к Правилам, электрическая мощность (МВт) для мероприятий по модернизации, указанных в пункте 2, подпунктах 1, 2, 4, 5, 8, 9, 11 - 13 пункта 3 приложения № 1 к Правилам, гидравлическая нагрузка (м³/ч) для мероприятий по модернизации, указанных в подпункте 3 пункта 3 приложения № 1 к Правилам, высота дымовой трубы (м) для мероприятий по модернизации, указанных в подпункте 7 пункта 3 приложения № 1 к Правилам;

B_i – величина, определенная для каждого мероприятия по модернизации и указанная в приложении № 1 к Правилам;

d_i^1 – доля затрат на оборудование, определенная для каждого мероприятия по модернизации согласно приложению № 2;

$K_i^{\text{сейсм}}$ - коэффициент сейсмического влияния, определенный для каждой территории согласно приложению № 3 (применяется только для мероприятий по комплексной замене котлоагрегата, замене барабана котлоагрегата, надстройки генерирующего объекта газовой турбиной с котлом-утилизатором, а также мероприятий по модернизации, указанных в подпунктах 3, 6 - 13, 15 пункта 3 приложения № 1 к Правилам);

$K_i^{\text{трансп}}$ – коэффициент транспортировки, равный:

1. 1,06 – для мероприятий по модернизации, связанных с модернизацией паротурбинной установки, заменой генератора и

ротора генератора в отношении объектов генерации установленной мощностью более 300 МВт;

2. 1,03 – в остальных случаях;

d_i^2 – доля затрат на строительные-монтажные работы, определенная для каждого мероприятия по модернизации, указанного в приложении № 2 к Правилам;

$K_i^{\text{тем}} -$ температурный коэффициент, определенный для каждой территории согласно приложению № 4;

Для отборов с началом поставки мощности в период с 1 января 2022 года по 31 декабря 2024 года:

$$\text{Ind}_{x,i}^{\text{тип-CAPEX}} = 1$$

Для отборов, проводимых с 2019 по 2025 годы (включительно) с началом поставки мощности не ранее 1 января 2025 года:

$$\text{Ind}_{x,i}^{\text{тип-CAPEX}} = (d_i^1 \times \text{Ind}_x^{d^1} + d_i^2 \times \text{Ind}_x^{d^2} + d_i^3 \times \text{Ind}_{x,i}^{\text{ИПЦ-CAPEX}}) \quad (3.2)$$

где $\text{Ind}_x^{d^1}$ – коэффициент индексации типовых капитальных затрат, отражающих долю затрат на оборудование, используемый при проведении отбора проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций в году X, определяемый в соответствии с приложением I Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии (Приложение № 16 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);

$\text{Ind}_x^{d^2}$ – коэффициент индексации типовых капитальных затрат, отражающих долю затрат на строительные – монтажные работы, используемый при проведении отбора проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций в году X, определяемый в соответствии с приложением I Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии (Приложение № 16 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);

$$\text{Ind}_{x,i}^{\text{ИПЦ-CAPEX}} = \prod_{y=2018}^{X-1} \left(\frac{\text{ИПЦ}_y}{100\%} \right) \quad (3.3)$$

d_i^3 – доля прочих затрат, определенная для каждого мероприятия по модернизации, указанного в приложении № 2 к Правилам.

Величина типовых капитальных затрат на реализацию мероприятий по модернизации подлежит индексации в соответствии с Правилами индексации величин типовых капитальных затрат на реализацию проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 25 января 2019 г. № 43 "О проведении отборов проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций".

Величина предельных максимальных капитальных затрат на реализацию мероприятий по модернизации определяется как произведение величины типовых капитальных затрат на реализацию мероприятий по модернизации и коэффициента, равного:

- 1,2 – для мероприятий, указанных в подпунктах 1 и 2 пункта 266 Правил оптового рынка;
2. 1 – для мероприятий, указанных в подпункте 3 пункта 266

Правил оптового рынка.

Величина предельных минимальных капитальных затрат на реализацию мероприятий по модернизации определяется как произведение величины типовых капитальных затрат на реализацию мероприятий по модернизации и коэффициента, равного:

1. 0,7 - для мероприятий, указанных в подпунктах 1 и 2 пункта 266 Правил оптового рынка;
2. 0,5 - для мероприятий, указанных в подпункте 3 пункта 266

Правил оптового рынка.

Величина предельных максимальных капитальных затрат на реализацию проекта модернизации определяется как сумма предельных максимальных величин капитальных затрат на реализацию каждого мероприятия по модернизации, указанного в пункте 266 Правил оптового рынка, предусмотренного проектом модернизации.

Величина предельных максимальных капитальных затрат на реализацию проекта модернизации не может превышать произведения величины установленной мощности генерирующего объекта после реализации проекта модернизации и проиндексированного в соответствии с Правилами индексации величин типовых капитальных

затрат на реализацию проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 25 января 2019 г. № 43 "О проведении отборов проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций", значения предельных максимальных удельных капитальных затрат проекта модернизации, равного:

– для проектов модернизации генерирующих объектов, выработка электрической энергии на которых осуществляется с использованием угля, с установленной мощностью генерирующего объекта после реализации проекта модернизации не более 90 МВт - 89526 рублей за 1 кВт;

– для проектов модернизации генерирующих объектов, выработка электрической энергии на которых осуществляется с использованием угля, с установленной мощностью генерирующего объекта после реализации проекта модернизации более 90 МВт и не более 400 МВт, - значению, определяемому в рублях за 1 кВт по формуле:

$$K_{\text{сареx}} = (43,892 + \frac{4107,110}{N_g^{\text{уст}}}) \times 10^6 \quad (3.4)$$

где $N_g^{\text{уст}}$ – установленная мощность (МВт) генерирующего объекта после реализации проекта модернизации;

– для проектов модернизации генерирующих объектов, выработка электрической энергии на которых осуществляется с использованием угля, с установленной мощностью генерирующего объекта после реализации проекта модернизации более 400 МВт –

$$K_{\text{сареx}} = 54 \times 10^6$$

– для проектов модернизации генерирующих объектов, выработка электрической энергии на которых осуществляется с использованием природного газа, с установленной мощностью генерирующего объекта после реализации проекта модернизации не более 90 МВт – $K_{\text{сареx}} = 45,057 \times 10^6$

– для проектов модернизации генерирующих объектов, выработка электрической энергии на которых осуществляется с использованием природного газа, с установленной мощностью генерирующего объекта после реализации проекта модернизации

более 90 МВт и не более 300 МВт, - значению, определяемому в рублях за 1 кВт по формуле:

$$K_{\text{capex}} = (25,973 + \frac{1720,218}{N_g^{\text{уст}}}) \times 10^6 \quad (3.5)$$

Для нашего расчета была использована данная формула, так как мощность нашего теплофикационного энергоблока составляет 100 МВт, как уже было сказано ранее. В нашем случае значения минимальных и максимальных капитальных затрат составляет $993,170 \times 10^6$ и $1764,224 \times 10^6$, что входит в предельные максимальные затраты, которые составляют $4317,518 \times 10^6$.

где N – установленная мощность генерирующего объекта после реализации проекта по модернизации.

Для проектов модернизации генерирующих объектов, выработка электрической энергии на которых осуществляется с использованием природного газа, с установленной мощностью генерирующего объекта после реализации проекта модернизации более 300 МВт – $K_{\text{capex}} = 31,677 \times 10^6$

Величина предельных минимальных капитальных затрат на реализацию проекта модернизации определяется как сумма предельных минимальных величин капитальных затрат на реализацию каждого мероприятия по модернизации, указанного в пункте 266 Правил оптового рынка, предусмотренного проектом модернизации.

$$CAPEX_g^{\text{min пред}} = \sum_{i \in g} CAPEX_i^{\text{min}} \quad (3.6)$$

Значения коэффициентов и величин для каждого мероприятия по модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций можно подробно посмотреть в приложении № 1 Постановления Правительства РФ от 25 января 2019 года № 43 и в Регламенте проведения отборов проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций, утвержденном 20 сентября 2018 года (с изменениями от 24 марта 2020 года) [19;29].

В связи с обозначенными проблемами во второй главе ВКР, возникает необходимость в дальнейшей модернизации теплофикационного энергоблока $T = 100$. Поэтому, инвестиционные вложения в форме капитальных затрат обеспечат снижение издержек на производство электрической и тепловой энергии, снижение

негативного воздействия производства на окружающую среду и позволят обеспечить конкурентоспособность компании на энергетическом рынке в дальнейшей перспективе.

В рамках инвестиционного проекта по модернизации теплофикационного энергоблока Т – 100, как уже было сказано ранее, планируется выполнить следующие работы:

- 1) замену цилиндра высокого давления с заменой/модернизацией цилиндра низкого давления турбины.
- 2) комплексную замену генератора.

Проанализируем планируемые результаты инвестиционных проектов модернизации, которые видны в таблице 3.1, составленной по расчетам приложения А.

Таблица 3.1 – Планируемые результаты после модернизации теплофикационного энергоблока Т – 100

| Показатель | Ед. изм. | Величина до модернизации | Величина после модернизации | Изменение |
|-------------------------------------|-------------------|--------------------------|-----------------------------|-----------|
| Период эксплуатации | лет | 5 | 20 | 15 |
| КПД энергоблока | % | 75 | 75,4 | 0,4 |
| Удельный расход усл. топлива на э/э | г.у.т/ кВт × ч | 209,9 | 207,7 | -2,2 |
| Удельный расход усл. топлива на т/э | кг.у.т/ Гкал | 156,2 | 156,2 | 0 |

Из таблицы видно, что после проведения модернизации будет достигнута основная цель – увеличение срока эксплуатации с 5 лет до 20 лет, увеличение показателя КПД на 0,4 %, уменьшение удельного расхода условного топлива на электроэнергию на 2,23 г.у.т/кВт × ч. Удельный расход условного топлива на тепловую энергию останется без изменений, так как при физическом методе распределения затрат топлива на тепловую и электрическую энергию, удельный расход

условного топлива на тепловую энергию зависит непосредственно от КПД котлоагрегата, а он в нашем случае модернизацию не проходил.

Далее, в таблицах 3.2 и 3.3 рассмотрим распределение инвестирования в теплофикационный энергоблок Т – 100.

Таблица 3.2 – Распределение инвестиций

| Распределение CAPEX max, млн руб. | | | | Распределение CAPEX min, млн руб. | | |
|-----------------------------------|--------|--------|--------|-----------------------------------|--------|--------|
| Год, строительство | | -1 | 0 | | -1 | 0 |
| ПИР | 35,28 | 21,17 | 14,11 | 19,86 | 11,92 | 7,95 |
| Приобретение оборудования | 987,97 | 790,37 | 197,59 | 556,18 | 444,94 | 111,24 |
| СМР | 740,97 | 296,39 | 444,58 | 417,13 | 166,85 | 250,28 |

Таблица 3.3 – Процентное соотношения инвестиций при CAPEX max и CAPEX min

| Распределение инвестиций, % | | |
|-----------------------------|---------------------------|------|
| ПИР | Приобретение оборудования | СМР |
| 2 % | 56 % | 42 % |

Данные, представленные в таблицах, свидетельствуют о том, что объёмы инвестиций составляют 1764,22 млн руб. и 993,17 млн руб. для CAPEX max и CAPEX min соответственно и распределяются на ПИР, приобретение оборудования и СМР в соотношении 2 %, 56 % и 42 % соответственно. Далее распределенные инвестиции в соотношении 2 %, 56 % и 42 % на -1 и 0 года модернизации распределяются их умножением на соответствующие коэффициенты, которые были определены заданием руководителя выпускной квалификационной работы. См. Приложение Г.

3.2. Оценка инвестиционной привлекательности для различных базовых сценариев будущих состояний экономики.

На завершающем этапе данного исследования, необходимо провести анализ устойчивости проекта к возможным изменениям экономической ситуации, а именно изменениям инфляции и ставки альтернативной доходности, которые в свою очередь вместе со

ставкой рисков формируют ставку дисконтирования. Чтобы провести анализ чувствительности проекта, необходимо проследить динамику изменений одного из основных показателей экономической эффективности – ЧДД.

Анализ чувствительности нужен для оценивания того, насколько сильно изменится эффективность проекта при определенном изменении одного из исходных параметров проекта. Чем сильнее зависимость, тем выше риск реализации проекта. Иначе говоря, даже малейшее отклонение от первоначального замысла окажет серьезное влияние на успех всего проекта. Проект будет считаться устойчивым, когда показатель эффективности проекта будет отклоняться минимально или в пределах нормы.

Для оценивания зависимости показателя от параметров, необходимо определить значения параметров, которые будут изменяться. В проекте модернизации теплофикационного энергоблока, мы берем изменения этих значений за период последних 5 лет, указанных в таблице 3.4.

Таблица 3.4 Динамика изменения значений параметров

| Альтернативная доходность | Инфляция | Рисковые ожидания | Ставка дисконтирования, E |
|---------------------------|----------|-------------------|---------------------------|
| 9,82 % | 2,55% | 1,70 % | 14,53 % |
| 9,04 % | 5,24 % | 1,70 % | 16,70 % |
| 8,05 % | 7,30 % | 1,70 % | 17,91 % |
| 7,50 % | 8,80 % | 1,70 % | 18,95 % |
| 7,03 % | 9,61 % | 1,70 % | 19,31 % |
| 6,00 % | 11,36 % | 1,70 % | 20,05 % |
| 5,70 % | 14,97 % | 1,70 % | 23,59 % |
| 5,35 % | 15,77 % | 1,70 % | 24,04 % |
| 5,05 % | 16,71 % | 1,70 % | 24,69 % |

окончание таблицы 3.4

| | | | |
|--------|---------|--------|---------|
| 4,15 % | 20,71 % | 1,70 % | 27,86 % |
|--------|---------|--------|---------|

Из данных таблицы мы можем наблюдать, как изменялись данные значения. Уровень инфляции в условиях текущего экономического кризиса, по данным сайта СтатБюро, на текущий момент составляет 2,55 % и прослеживается значительная динамика его изменения относительно прошлых 5 лет [27]. Также виден диапазон изменения значений ставки альтернативной доходности по долгосрочным обязательствам, которые получены с сайта Московской Биржи [28].

На основе упомянутых данных, мы получаем значения различных ставок дисконтирования и на основе них считаем ЧДД. Результаты расчетов ЧДД для двух сценариев капитальных вложений CAPEX max и CAPEX min отображены в таблице 3.5, которая была составлена на основе расчетов, указанных в приложении Д. На основании данной таблицы были построены графики (см. рисунок 3.1, рисунок 3.2). По ним видно, что ставка дисконтирования влияет на ЧДД обратно пропорционально. То есть, чем больше изменение показателя, тем меньше значение ЧДД.

График функции NPV = f(E) при CAPEXmax

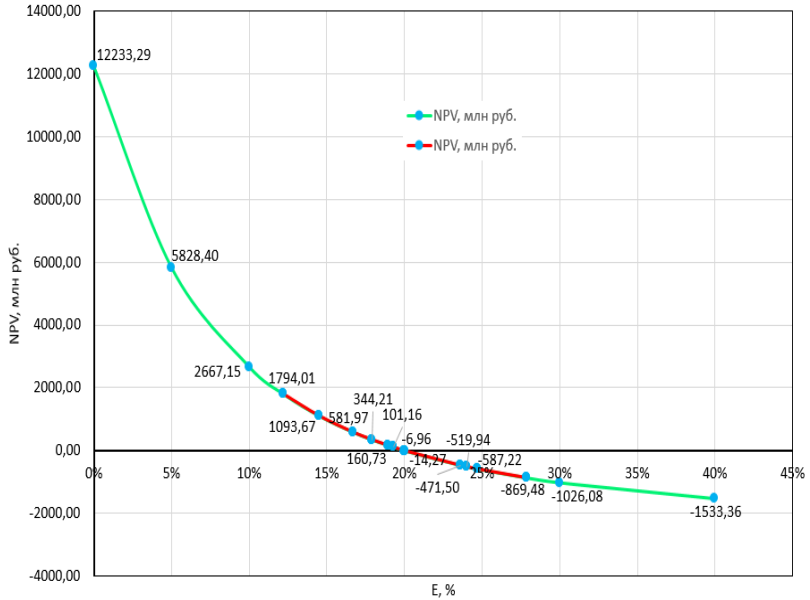


Рисунок 3.1 – Чувствительность показателя ЧДД к изменению ставки дисконтирования при CAPEX max

График функции NPV = f(E) при CAPEXmin

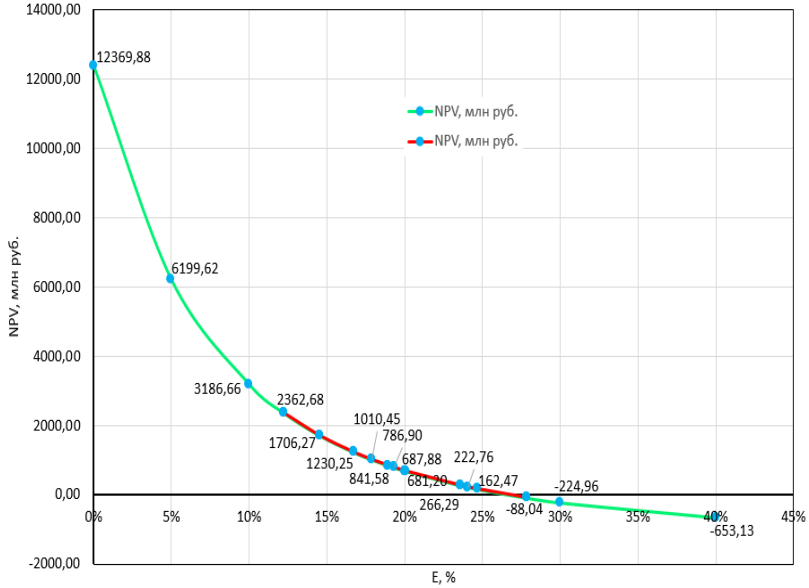


Рисунок 3.2 – Чувствительность показателя ЧДД к изменению ставки дисконтирования при CAPEX min

Как уже было сказано выше, по данным графикам мы можем наблюдать за тем, чем больше значение ставки дисконтирования, тем меньше чистый денежный поток.

Таблица 3.5 Чувствительность PI от NPV

| E, % | NPV млн руб., при CAPEX max | Индекс доходности, PI | NPV млн руб., при CAPEX min | Индекс доходности, PI |
|--------|-----------------------------|-----------------------|-----------------------------|-----------------------|
| 0% | 12233,29 | 7,93 | 12369,88 | 13,45 |
| 5% | 5828,40 | 4,20 | 6199,62 | 7,05 |
| 10% | 2667,15 | 2,42 | 3186,66 | 4,02 |
| 12,22% | 1794,01 | 1,94 | 2362,68 | 3,21 |
| 14,53% | 1093,67 | 1,57 | 1706,27 | 2,57 |
| 16,70% | 581,97 | 1,30 | 1230,25 | 2,12 |

продолжение таблицы 3.5

| | | | | |
|--------|----------|------|---------|------|
| 17,91% | 344,21 | 1,18 | 1010,45 | 1,91 |
| 18,95% | 160,73 | 1,08 | 841,58 | 1,76 |
| 19,31% | 101,16 | 1,05 | 786,90 | 1,71 |
| 20% | -6,96 | 1,00 | 687,88 | 1,62 |
| 20,05% | -14,27 | 0,99 | 681,20 | 1,61 |
| 23,59% | -471,50 | 0,77 | 266,29 | 1,23 |
| 24,04% | -519,94 | 0,74 | 222,76 | 1,19 |
| 24,69% | -587,22 | 0,71 | 162,47 | 1,14 |
| 27,86% | -869,48 | 0,58 | -88,04 | 0,92 |
| 30% | -1026,08 | 0,51 | -224,96 | 0,81 |
| 40% | -1533,36 | 0,31 | -653,13 | 0,47 |

По данной таблице мы можем наблюдать, чем больше значение ЧДД, тем больше у нас индекс доходности. В данном случае, целесообразность инвестирования в проект по модернизации теплофикационного энергоблока Т – 100, пропадает при значениях: индекса доходности равного 1, ЧДД равного -6,96 млн руб. и ставки дисконтирования равной 20,00% для CAPEX max. До этих значений, проект имеет относительно высокие значения по данным показателям.

Также, что касается CAPEX min, данные показатели имеют достаточно высокие значения, и инвестирование при минимальных капитальных затратах является целесообразным при ставке дисконтирования от 0 % до 24,69 % и значений индекса доходности от 1,14 до 13,45.

В целом, показатель экономической эффективности – ЧДД не достигает отрицательных значений при изменениях в пределах диапазона ставки дисконтирования от 0 % до 19,31 % для CAPEX max, и от 0 % до 24,69 % для CAPEX min. Это значит, что проект достаточно устойчив на этапах экономической жизни проекта и тем самым, рекомендован к дальнейшей более глубокой разработке и реализации.

3.3. Определение границ инвестиционной привлекательности проекта модернизации

В качестве параметров для определения границ инвестиционной привлекательности были выбраны следующие показатели: срок эксплуатации энергоблока после модернизации, ЧДД

и индекс доходности. Далее при помощи Excel были смоделированы и проанализированы ситуации, при которых блок будет эксплуатироваться после модернизации на протяжении различных периодов времени. На основе расчетов из приложения Е, была составлена таблица 3.6 с показателями ЧДД и дисконтированного индекса доходности для CAPEX max и CAPEX min и периодом эксплуатации энергоблока (Y).

Таблица 3.6 Зависимость NPV от Y

| Период эксплуатации | CAPEX max | DPI | CAPEX min | DPI |
|---------------------|---------------|------|---------------|------|
| | ЧДД, млн руб. | | ЧДД, млн руб. | |
| 25 | 2 207,84 | 2,16 | 2 776,52 | 3,60 |
| 24 | 2 139,55 | 2,13 | 2 708,31 | 3,53 |
| 23 | 2 064,68 | 2,09 | 2 633,50 | 3,46 |
| 22 | 1 982,62 | 2,04 | 2 551,44 | 3,39 |
| 21 | 1 892,65 | 2,00 | 2 461,43 | 3,30 |
| 20 | 1 794,01 | 1,94 | 2 362,68 | 3,21 |
| 19 | 1 685,84 | 1,89 | 2 254,32 | 3,11 |
| 18 | 1 567,21 | 1,83 | 2 135,41 | 3,00 |
| 17 | 1 437,11 | 1,76 | 2 004,90 | 2,87 |
| 16 | 1 294,40 | 1,68 | 1 861,64 | 2,74 |
| 15 | 1 137,84 | 1,60 | 1 704,35 | 2,59 |
| 14 | 980,43 | 1,52 | 1 557,32 | 2,46 |
| 13 | 807,66 | 1,43 | 1 395,71 | 2,31 |
| 12 | 617,98 | 1,33 | 1 218,06 | 2,14 |
| 11 | 409,71 | 1,22 | 1 022,73 | 1,96 |
| 10 | 181,35 | 1,10 | 808,27 | 1,76 |
| 9 | -68,69 | 0,96 | 573,15 | 1,54 |
| 8 | -342,46 | 0,82 | 315,37 | 1,29 |
| 7 | -641,73 | 0,66 | 33,21 | 1,03 |
| 6 | -968,32 | 0,49 | -275,07 | 0,74 |

продолжение таблицы 3.6

| | | | | |
|---|-----------|------|---------|------|
| 5 | -1 322,81 | 0,30 | -610,04 | 0,43 |
| 4 | -1 431,48 | 0,25 | -697,92 | 0,35 |
| 3 | -1 534,80 | 0,19 | -779,12 | 0,27 |
| 2 | -1 638,54 | 0,14 | -859,40 | 0,20 |

По данным таблицы мы можем наблюдать, что при уменьшении срока эксплуатации энергоблока после модернизации значения ЧДД и DPI незначительными темпами уменьшаются. Таким образом, можно сделать вывод, о том, что, при эксплуатации энергоблока после модернизации менее 10 лет для CAPEX max, и менее 7 лет для CAPEX min, вложения будут нецелесообразными и проект не окупится, так как значения ЧДД будут отрицательными для обоих CAPEX, на 9 год -68,69 млн руб. для CAPEX max и на 6 год -275,07 млн руб. для CAPEX min и DPI будет составлять 0,96 и 0,74 для CAPEX max и CAPEX min соответственно. Нашим проектом модернизации подразумевается эксплуатация энергоблока на период в 20 лет, следовательно, для CAPEX max ЧДД будет составлять 1 794,01 млн руб. и DPI будет равен 1,94, а для CAPEX min, ЧДД будет равен 2 362,68 млн руб. и DPI будет составлять 3,21. Далее, на основе таблицы 3.6 были построены графики для наглядного восприятия (см. рисунок 3.3, рисунок 3.4, рисунок 3.5).

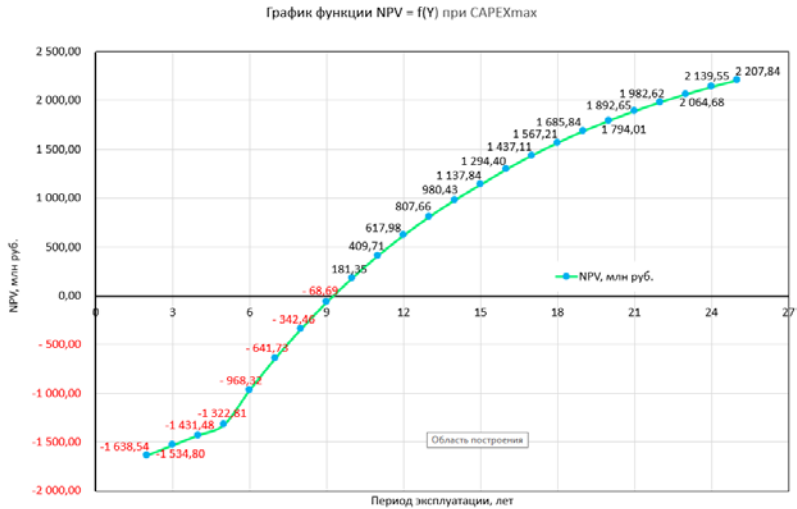


Рисунок 3.3 – Зависимость NPV от Y при CAPEX max

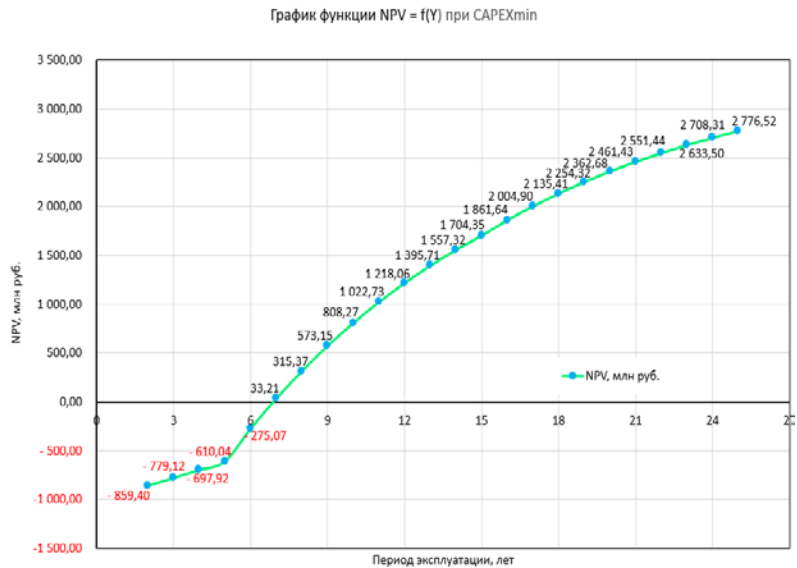


Рисунок 3.4 – Зависимость NPV от Y при CAPEX min

Далее, на графике показан рост индекса доходности при CAPEX max и min, в зависимости от периода эксплуатации.

График функции $DPI=f(Y)$ при CAPEX

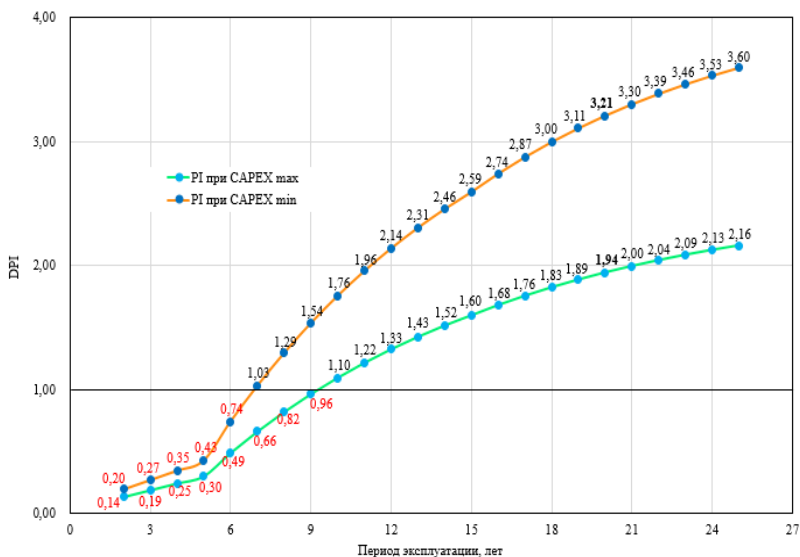


Рисунок 3.5 – Зависимость DPI от Y при CAPEX

По данному графику мы можем наблюдать, что даже при минимальных вложениях мы будем иметь достаточный уровень доходности. Также, вне зависимости от продолжительности эксплуатации энергоблока после модернизации, мы будем иметь одинаковые амортизационные отчисления в размере 88,21 млн руб./год и 49,66 млн руб./год для CAPEX max и CAPEX min соответственно, эти данные можно увидеть в приложении А.

Таким образом, основываясь на результаты, представленные в таблицах и графиках данной главы, можно сделать вывод о прибыльности проекта, о чем было упомянуто выше несколько раз.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целью выпускной квалификационной работы являлась оценка инвестиционной привлекательности вложения капитала в проект по модернизации теплофикационного энергоблока Т – 100.

В качестве объекта исследований, по заданию руководителя выпускной квалификационной работы, был выбран теплофикационный энергоблок Т – 100. Задание предполагало выполнение анализа инвестиционного проекта – модернизации теплофикационного энергоблока Т – 100, в объёме замены цилиндра высокого давления с заменой/модернизацией цилиндра низкого давления, а также комплексной замены генератора. Указанные мероприятия направлены на продление срока эксплуатации данного энергоблока, увеличение его КПД и снижение годового расхода условного топлива.

В первой главе выпускной квалификационной работы был проведен общий анализ текущего состояния теплофикационных мощностей РФ, были изложены принципы технологии комбинированной выработки тепловой и электрической энергии на ТЭЦ, описаны расходы и доходы электростанции, выполнено описание схемы и устройства теплофикационного энергоблока Т – 100, а также определены основные понятия программы модернизации ДППМ – 2 и регламента ее проведения.

Во второй главе был выполнен расчет и анализ показателей эффективности проекта модернизации теплофикационного энергоблока Т – 100. На основании выполненных расчетов были получены результаты, представленные в таблице 2.1. Расчёты показали:

1. Прямой срок окупаемости проекта – 6 лет и 5 лет для CAPEX max и CAPEX min соответственно.
2. NPV составляет 17941,01 млн руб. и 2362,68 млн руб. для CAPEX max и CAPEX min соответственно.
3. ВНД составляет 19,95 % и 26,65 % для CAPEX max и CAPEX min соответственно.
4. ИД составляет 1,94 и 3,21 для CAPEX max и CAPEX min соответственно.

Все полученные значения показателей, представленные в таблице 2.1, свидетельствуют о том, что инвестиции в проект модернизации энергоблока Т – 100 являются привлекательными.

В третьей главе были изложены принципы расчёта CAPEX по методике КОММод с учетом глубины модернизации теплофикационного энергоблока Т – 100, была произведена оценка инвестиционной привлекательности относительно различных базовых сценариев будущих состояний экономики, а также была определена граница инвестиционной привлекательности данного проекта модернизации.

При расчете CAPEX для теплофикационного энергоблока 100 МВт были получены следующие значения минимальных и максимальных капитальных затрат на модернизацию $993,170 \times 10^6$ руб. и $1764,224 \times 10^6$ руб., что входит в предельные максимальные затраты, которые составляют $4317,518 \times 10^6$ руб.

При оценке инвестиционной привлекательности для различных базовых сценариев будущих состояний экономики, были получены следующие результаты:

1. Для CAPEX max, при ставках дисконтирования в промежутке от 12,22 % до 19,31 %, ИД больше 1, ЧДД составляет положительные значения в промежутке от 1794,01 млн руб. до 101,16 млн руб.

2. Для CAPEX min, при ставках дисконтирования в промежутке от 12,22 % до 24,69 %, ИД намного больше 1, ЧДД также составляет положительные значения в промежутке от 2362,68 млн руб. до 162,47 млн руб.

Полученные значения проиллюстрированы графиками в подразделе 3.2 и приложении Д.

При определении границ инвестиционной привлекательности проекта по модернизации теплофикационного энергоблока Т – 100, были получены следующие результаты:

1. Если, энергоблок будет эксплуатироваться менее 10 лет при CAPEX max, то проект не окупится и ЧДД на 9 год будет составлять -68,69 млн. при дисконтированном индексе доходности равном 0,96 для CAPEX max.

2. Относительно CAPEX min, энергоблок должен эксплуатироваться не менее 7 лет, так как до этого момента, ЧДД на 6 год будет составлять -275,07 млн руб. при дисконтированном индексе доходности равном 0,74.

В связи с тем, что рассматриваемый в ВКР проект модернизации подразумевает эксплуатацию энергоблока в течение 20 лет после его модернизации, при максимальном значении CAPEX -

ЧДД инвестиционного проекта будет иметь значение 1 794,01 млн руб. с DPI равным 1,94, а при минимальном значении CAPEX - ЧДД будет иметь значение 2 362,68 млн руб. с DPI равным 3,21.

Результаты, полученные при выполнении выпускной квалификационной работы, позволяют сделать вывод о том, что вложение капитала в проект модернизации теплофикационного энергоблока Т – 100 по программе ДПМ – 2 в условиях, определённых заданием на ВКР, обладает инвестиционной привлекательностью для энергетической компании.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Основные характеристики Российской электроэнергетики, Официальный сайт Минэнерго РФ [Электронный ресурс] URL: <https://minenergo.gov.ru/node/532> (дата обращения 15.03.2020)
2. Микешина А. А. “Стратегии поведения генерирующей компании на оптовом рынке электроэнергии Экономика и экономические науки” [Электронный ресурс] URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/strategiya-povedeniya-generiruyushey-kompanii-na-optovom-rynke-elektroenergii> (дата обращения: 16.03.2020).
3. Информационно – аналитический доклад «Теплоэнергетика и централизованное теплоснабжение России в 2014–2018 годах» [Текст]. ФГБУ «РЭА» Минэнерго России»;
4. Перечень мини – ТЭЦ «Атомная и тепловая энергетика» [Электронный ресурс] URL: <http://nil-teplo.ru/> (дата обращения 16.03.2020);
5. А.П. Бурман, Основы современной энергетики: В двух томах [Текст] / А. П. Бурман; под общ. редакцией чл.-корр. РАН Е. В. Аметистова. — Т. 1: Современная теплоэнергетика / Под редакцией проф. А. Д. Трухня — 4-е изд., перераб. и доп. — М.: Издательский дом МЭИ, 2008. — 472 с. — ISBN 978-5-383-00162-2.
6. Волков Э. П., Энергетические установки электростанций [Текст] / Ведяев В. А., Обрезков В. И. Под ред. Э. П. Волкова. — М.: Энергоатомиздат, 1983. — 280 с.
7. Энергетика ТЭС и АЭС. Все о тепловой и атомной энергетике [Электронный ресурс] URL: <http://tesiaes.ru/?p=4397> (дата обращения 20.03.2020).
8. Тузников М. А. Лекция «Теплофикация и централизованное теплоснабжение», 2019 год, 65 с.
9. АО “Тренажеры электрических станций и сетей” [Электронный ресурс] URL: <https://testenergo.ru/tren-blok100/> (дата обращения 20.03.2020).
10. Плачкова С. Г. Книга “Развитие теплоэнергетики и гидроэнергетики” [Электронный ресурс] URL: <http://energetika.in.ua/ru/books/book-3/part-1/section-3/3-2> (дата обращения 21.03.2020).

11. Новости Энергетики [Электронный ресурс] URL: <https://clck.ru/Mc6Pj> (дата обращения 23.03.2020)
12. Портал «Энергосовет» [Электронный ресурс] URL: <http://www.energosoвет.ru/stenergo.php?idd=153> (дата обращения 23.03.2020).
13. Коршунова Л.А., Экономика энергетических предприятий [Текст]: учебное пособие / Л.А. Коршунова, Н.Г. Кузьмина. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. 58-59с., 137 с.
14. Положение по бухгалтерскому учету «Доходы организации» (ПБУ 9/99). Приказ МФ РФ от 06.05.99г. №32н. (с изменениями от 30 декабря 1999 г.) Действует с 1 января 2000 года.
15. Ассоциация «НП Совет рынка», «Оптовый рынок электрической энергии и мощности» [Электронный ресурс] URL: <https://www.np-sr.ru/ru/market/wholesale/index.htm> (дата обращения 28.03.2020)
16. Газета «Энергетика и промышленность России» [Электронный ресурс] URL: <https://www.eprussia.ru/epr/352/95262.htm> (дата обращения 28.03.2020)
17. БКС Брокер [Электронный ресурс] URL: <https://bcs-express.ru/novosti-i-analitika/chto-takoe-programma-dpm-2-i-chem-ona-obernetsia-dlia-energetikov> (дата обращения 01.04.2020).
18. Ассоциация «НП Совет рынка», «Процедура КОММод – подготовка, действия, особенности» [Электронный ресурс] URL: https://www.np-sr.ru/sites/default/files/procedura_kommod_podgotovka_deystviya_osobnosti_chichnev.pdf (дата обращения 05.04.2020).
19. Регламент проведения отборов проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций (утвержден 20 сентября 2018 года с изменениями от 24.03.2020 года).
20. Репина О.В., Оценка инвестиционной привлекательности предприятий ГА [Текст] / д.э.н., проф. Репина О.В. // Научный вестник МГТУ ГА. – 2015 год. – № 110.
21. Постановление Правительства РФ от 13.04.2010 № 238 (с изменениями от 25.01.2019) "Об определении ценовых параметров торговли мощностью на оптовом рынке электрической энергии и мощности"
22. Скворцова И.В. Экономика инвестиционной деятельности. Бизнес планирование энергетике [Текст]: учебное пособие/ И.В. Скворцова, В.А. Таратин, М.А. Тузников; Санкт-

Петербургский политехнический университет.- 5-е изд. Стер. СПб. Изд-во Политехн. ун-та, 2010. – 123 с.

23. Ассоциация «НП Совет рынка», «Оптовый рынок электрической энергии и мощности» [Электронный ресурс] URL: <https://www.np-sr.ru/ru/market/wholesale/index.htm>

24. Расчет принципиальной тепловой схемы паротурбинной установки типа Т-100-130 [Электронный ресурс] URL: <https://works.doklad.ru/view/GixK2vmsGxY.html> (дата обращения 10.04.2020)

25. Гусева Н. В., Разработка схемы оценки экономической эффективности инвестиций в проекты модернизации электроэнергетических объектов [Текст] / Н. В. Гусева, Н. Ю. Шевченко – Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2015. – №9-3. – С. 513-516.

26. Официальный сайт Министерства Энергетики РФ [Электронный ресурс] URL: http://minenergo.gov.ru/press/most_important/13602.html (дата обращения: 16.04.2020)

27. Бюро Статистики [Электронный ресурс] URL: <https://www.statbureau.org/> (дата обращения 20.04.2020)

28. Московская Биржа «Графики и значения» [Электронный ресурс] URL: <https://www.moex.com/ru/marketdata/indices/state/g-curve/> (дата обращения 22.04.2020)

29. Постановление Правительства РФ от 25 января 2019 года № 43 «О проведении отборов проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций (вместе с "Правилами определения величин предельных (максимальных и минимальных) капитальных затрат на реализацию проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций", "Правилами индексации величин типовых капитальных затрат на реализацию проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций")».

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А.1 – Исходные данные

| № п/п | Наименование показателя | Условное обозначение | Размерность | Энергоблок с CAPEX max | Энергоблок с CAPEX min | Дельта | Исходный блок | Дельта |
|-------|---|----------------------|----------------|------------------------|------------------------|----------|---------------|----------|
| 1 | Число часов использования максимума тепловой нагрузки | H _т | ч/год | 3504 | 3504 | 0 | 3504 | 0 |
| 2 | Число часов использования максимума электрической нагрузки | H _э | ч/год | 4380 | 4380 | 0 | 4380 | 0 |
| 3 | КНУТ | | % | 40,00% | 40,00% | 0 | 40,00% | 0 |
| 4 | КНУМ | | % | 50,00% | 50,00% | 0 | 50,00% | 0 |
| 5 | Установленная тепловая мощность | Q _{уст} | Гкал/ч | 168 | 168 | 0 | 168 | 0 |
| 6 | Установленная электрическая мощность | N _{уст} | МВт | 100 | 100 | 0 | 100 | 0 |
| 7 | Годовой объем отпуска электроэнергии | W | ыс. кВт.ч /год | 438 000,00 | 438 000,00 | 0 | 438 000,00 | 0 |
| 8 | Годовой объем производства тепловой энергии | Q _т | Гкал/год | 588 672,00 | 588 672,00 | 0 | 588 672,00 | 0 |
| 9 | Остаточная стоимость энергоблока на момент завершения реконструкции | ОФ1 | млн руб. | 0 | 0 | 663,00 | 663,00 | 663,00 |
| 10 | Ежегодные амортизационные отчисления | А1 | млн руб./год | 0 | 0 | 132,60 | 132,60 | 132,60 |
| 11 | Период эксплуатации после момента завершения реконструкции | t | кtn | 20 | 20 | 15 | 5 | 15 |
| 12 | Рост удельных капитальных вложений | гkap | %/год | 2,20% | 2,20% | - | 2,20% | - |
| 13 | Капиталовложения | CAPEX | млн руб. | 1 764,22 | 993,17 | 1 764,22 | 0 | 993,17 |
| 14 | Амортизационные отчисления | Асарех | млн руб./год | 88,21 | 49,66 | 88,21 | 0 | 49,66 |
| 15 | Налог на имущество | | % | 2,2% | 2,2% | 0 | 2,2% | 0 |
| 16 | Штатный коэффициент | m | чел/МВт | 1 | 1 | 0 | 1 | 0 |
| 17 | Средняя заработная плата персонала | з | ыс руб/чел.ме | 28,7 | 28,7 | 0 | 28,7 | 0 |
| 18 | Рост средней заработной платы | гзп | %/год | 3,20% | 3,20% | 0 | 3,20% | 0 |
| 19 | Начисления на ФОТ, в том числе: | к | % | 29,77% | 29,77% | 0 | 29,77% | 0 |
| 20 | пенсионный фонд | кпенс | % | 22,00% | 22,00% | 0 | 22,00% | 0 |
| 21 | фонд соц. страхования | кфсс | % | 2,40% | 2,40% | 0 | 2,40% | 0 |
| 22 | страхование от профзаболеваний | кпроф | % | 0,17% | 0,17% | 0 | 0,17% | 0 |
| 23 | фонд медицинского страхования | кмс | % | 5,10% | 5,10% | 0 | 5,10% | 0 |
| 24 | КПД энергоблока | η | % | 75,4% | 75,4% | 0,4% | 75,0% | 0,4% |
| 25 | КПД котла энергоблока | ηк | % | 92,4% | 92,4% | 0% | 92,4% | 0% |
| 26 | КПД теплового потока | ηп | % | 99% | 99% | 0% | 99% | 0% |
| 27 | Расход условного топлива | В _{ул} | т/т/год | 182 888,255 | 182 888,255 | -975,404 | 183 863,659 | -975,404 |
| 28 | Удельный расход условного топлива | в _т | кг.у.т/Гкал | 156,2 | 156,2 | 0,000 | 156,2 | 0,000 |
| 29 | Количество топлива на выработку т/э | В _{ул т} | т/т/год | 91 932,310 | 91 932,310 | 0,000 | 91 932,310 | 0,000 |
| 30 | Удельный расход условного топлива | бэ | г.у.т/кВт.ч | 207,7 | 207,7 | -2,227 | 209,9 | -2,227 |

продолжение таблицы А.1

| № п/п | Наименование показателя | Условное обозначение | NPV | | Дельта | Исходный блок | Дельта | |
|-------|---|----------------------|---------------|---|------------|---------------|------------|---|
| | | | Размерность | 1794,01 Энергоблок с CAPEX max 90 955,945 | | | | 2362,68 Энергоблок с CAPEX min 90 955,945 |
| 31 | Количество топлива на выработку э/э | Вут_э | тут/год | | | -975,404 | 91 931,349 | -975,404 |
| 32 | Вид топлива | | Природный газ | | | | | |
| 33 | Средняя теплотворная способность топлива | Qнр | ккал/м3 | 7891 | 7891 | 0 | 7891 | 0 |
| 34 | Цена топлива | Ц | руб./1000м3 | 5274 | 5274 | 0 | 5274 | 0 |
| 35 | Рост цены топлива | гтопл | %/год | 2,70% | 2,70% | 0 | 2,70% | 0 |
| 36 | Тепловой эквивалент | ξ | тут/1000м3 | 1,13 | 1,13 | 0 | 1,13 | 0 |
| 37 | Среднегодовая доля подпитки тепловой сети к объему циркуляции | гпопл | % | 4,60% | 4,60% | 0 | 4,60% | 0 |
| 38 | Среднегодовая расчетная температура сетевой воды | | | | | | | |
| | в прямой тепломагистрали | tпрям | град. Ц | 100 | 100 | 0 | 100 | 0 |
| | в обратной тепломагистрали | тобр | град. Ц | 50 | 50 | 0 | 50 | 0 |
| 39 | Цена технической воды на подпитку | Цв | руб./м3 | 4,7 | 4,7 | 0 | 4,7 | 0 |
| 40 | Рост цены на воду питьевого качества | гпип | %/год | 2,40% | 2,40% | 0 | 2,40% | 0 |
| 41 | Удельный расход электроэнергии на сетевые насосы | энас | кВтч/м3 | 0,45 | 0,45 | 0 | 0,45 | 0 |
| 42 | Цена электроэнергии на производственные нужды | Цэ | руб./кВт.ч | 4,66 | 4,66 | 0 | 4,66 | 0 |
| 43 | Рост цены на электрическую энергию | гэ | %/год | 2,60% | 2,60% | 0 | 2,60% | 0 |
| 44 | Тариф на тепловую энергию в районе | Тq | руб./Гкал | 2010 | 2010 | 0 | 2010 | 0 |
| 45 | Рост тарифов на тепловую энергию | гтепл | %/год | 2,30% | 2,30% | 0 | 2,30% | 0 |
| 46 | Цена на э/э | Цэ/э | руб./кВтч | 1,12 | 1,12 | 0 | 1,12 | 0 |
| 47 | Рост цены на э/э | гэ | % | 3,10% | 3,10% | 0 | 3,10% | 0 |
| 48 | Цена за мощность по ДПМ-2 | Цдпм | руб./МВт/мес | 105 363,39 | 59 314,34 | 105 363,39 | 0 | 59 314,338 |
| 49 | Период оплаты ДПМ-2 | Тдпм | лет | 15 | 15 | 15 | 0 | 15 |
| 50 | Цена за мощность по КОМ | Цком | руб./МВт/мес | 163 915,00 | 163 915,00 | 163 915,00 | 0 | 163 915,00 |
| 51 | Ставка альтернативной доходности капитала | иальт | %/год | 7,50% | 7,50% | - | 7,50% | 0 |
| 52 | Инфляция | инф | %/год | 2,64% | 2,64% | - | 2,64% | 0 |
| 53 | Рисковые ожидания | ириск | %/год | 1,70% | 1,70% | - | 1,70% | 0 |
| 54 | Ставка дисконтирования | Ен | %/год | 12,22% | 12,22% | - | 12,22% | 0 |
| 55 | Дивиденды (% от чистой прибыли за год) | d | %/год | 31,00% | 31,00% | - | 31,00% | 0 |

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Таблица Б.1 – Расчет доходов проекта при CAPEX max

| № п/п | Наименование показателя | Условное обозначение | Размерность | ГОД | | | | | | | | | | | | | | |
|-------|---|----------------------|-------------|-----|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|------|
| | | | | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | |
| 1 | Дополнительная выработка э/э | W | млрд кВтч | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,44 | 0,44 | 0,44 | 0,44 | 0,44 | 0,44 | 0,44 | 0,44 | 0,44 |
| 2 | Цена э/э | Цэ | руб/кВтч | | 1,12 | 1,15 | 1,19 | 1,23 | 1,27 | 1,30 | 1,35 | 1,39 | 1,43 | 1,47 | 1,52 | 1,57 | 1,62 | |
| 3 | Прирост выручки от реализации э/э | Wреал | млн руб | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 571,46 | 589,17 | 607,44 | 626,27 | 645,68 | 665,70 | 686,34 | 707,61 | |
| 4 | Плата за мощность по ДПМ-2 | Цдпм | руб/МВт/мес | | 105363 | 108148 | 111006 | 113940 | 116951 | 120042 | 123215 | 126471 | 129813 | 133244 | 136766 | 140380 | 144090 | |
| 5 | Прирост выручки от реализации мощности по ДПМ - 2 | Wдпм | млн руб | | 126,44 | 129,78 | 133,21 | 136,73 | 140,34 | 144,05 | 147,86 | 151,77 | 155,78 | 159,89 | 164,12 | 168,46 | 172,91 | |
| 6 | Плата за мощность по КОМ | Цком | руб/Мвт/мес | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| 7 | Прирост выручки от реализации мощности по КОМ | Vком | млн руб | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| 8 | Прирост платы за мощность | Wдпм+Vком | млн руб | | 126,44 | 129,78 | 133,21 | 136,73 | 140,34 | 144,05 | 147,86 | 151,77 | 155,78 | 159,89 | 164,12 | 168,46 | 172,91 | |
| 9 | Дополнительная выработка т/э | Q | млн Ткал | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,59 | 0,59 | 0,59 | 0,59 | 0,59 | 0,59 | 0,59 | 0,59 | |
| 10 | Тариф т/э | T | руб/Ткал | | 2010,00 | 2056,23 | 2103,52 | 2151,90 | 2201,40 | 2252,03 | 2303,83 | 2356,81 | 2411,02 | 2466,48 | 2523,20 | 2581,24 | 2640,61 | |
| 11 | Прирост объема реализации т/э | Qреал | млн руб | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1325,71 | 1356,20 | 1387,39 | 1419,30 | 1451,94 | 1485,34 | 1519,50 | 1554,45 | |
| 12 | Итого дополнительных доходов | | млн руб | | 126,44 | 129,78 | 133,21 | 136,73 | 140,34 | 2041,22 | 2093,23 | 2146,60 | 2201,35 | 2257,52 | 2315,16 | 2374,30 | 2434,97 | |

продолжение таблицы Б.1

| № п/п | Наименование показателя | Условное обозначение | Размерность | ГОД | | | | | | | | | | | | |
|-------|--|----------------------|-------------|---------|---------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|------|
| | | | | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | |
| 1 | Дополнительная выработка э/э | W | млрд кВтч | 0,44 | 0,44 | 0,44 | 0,44 | 0,44 | 0,44 | 0,44 | 0,44 | 0,44 | 0,44 | 0,44 | 0,44 | 0,44 |
| 2 | Цена э/э | Цэ | руб/кВтч | 1,67 | 1,72 | 1,77 | 1,83 | 1,88 | 1,94 | 2,00 | 2,06 | 2,13 | 2,19 | 2,26 | 2,33 | |
| 3 | Прирост выручки от реализации э/э | Wреал | млн руб | 729,55 | 752,17 | 775,48 | 799,52 | 824,31 | 849,86 | 876,21 | 903,37 | 931,37 | 960,25 | 990,01 | 1020,70 | |
| 4 | Плата за мощность по ДППМ - 2 | Цдппм | руб/МВт/мес | 147898 | 151807 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 5 | Прирост выручки от реализации мощности по ДППМ - 2 | Цдппм | млн руб | 177,48 | 182,17 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| 6 | Плата за мощность по КОМ | Цком | руб/Мвт/мес | 0,00 | 0,00 | 242409,53 | 248816,06 | 255391,92 | 262141,56 | 269069,59 | 276180,71 | 283479,78 | 290971,74 | 298661,71 | 306554,91 | |
| 7 | Прирост выручки от реализации мощности по КОМ | Цком | млн руб | 0,00 | 0,00 | 290,89 | 298,58 | 306,47 | 314,37 | 322,88 | 331,42 | 340,18 | 349,17 | 358,39 | 367,87 | |
| 8 | Прирост платы за мощность | Цдппм+Цком | млн руб | 177,48 | 182,17 | 290,89 | 298,58 | 306,47 | 314,37 | 322,88 | 331,42 | 340,18 | 349,17 | 358,39 | 367,87 | |
| 9 | Дополнительная выработка т/э | Q | млн Гкал | 0,59 | 0,59 | 0,59 | 0,59 | 0,59 | 0,59 | 0,59 | 0,59 | 0,59 | 0,59 | 0,59 | 0,59 | |
| 10 | Тариф т/э | T | руб/Гкал | 2701,34 | 2763,47 | 2827,03 | 2892,05 | 2958,57 | 3026,62 | 3096,23 | 3167,44 | 3240,29 | 3314,82 | 3391,06 | 3469,06 | |
| 11 | Прирост объема реализации т/э | Qреал | млн руб | 1590,20 | 1626,78 | 1664,19 | 1702,47 | 1741,63 | 1781,68 | 1822,66 | 1864,58 | 1907,47 | 1951,34 | 1996,22 | 2042,14 | |
| 12 | Итого дополнительных доходов | | млн руб | 2497,23 | 2561,11 | 2730,57 | 2800,57 | 2872,41 | 2946,12 | 3021,75 | 3099,37 | 3179,02 | 3260,75 | 3344,63 | 3430,71 | |

Таблица Б.2 – Расчет доходов проекта при CAPEX min

| № п/п | Наименование показателя | Условное обозначение | Размерность | ГОД | | | | | | | | | | | | | |
|-------|--|----------------------|-------------|-----|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | | | | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| 1 | Дополнительная выработка э/э | W | млрд кВтч | 0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,44 | 0,44 | 0,44 | 0,44 | 0,44 | 0,44 | 0,44 | 0,44 |
| 2 | Цена э/э | Цэ | руб/кВтч | 0 | 1,12 | 1,15 | 1,19 | 1,23 | 1,27 | 1,30 | 1,35 | 1,39 | 1,43 | 1,47 | 1,52 | 1,57 | 1,62 |
| 3 | Прирост выручки от реализации э/э | Wреал | млн руб | 0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 571,46 | 589,17 | 607,44 | 626,27 | 645,68 | 665,70 | 686,34 | 707,61 |
| 4 | Плата за мощность по ДППМ - 2 | Цдппм | руб/МВт/мес | 0 | 59314 | 60882 | 62491 | 64143 | 65838 | 67578 | 69364 | 71197 | 73078 | 75010 | 76992 | 79027 | 81116 |
| 5 | Прирост выручки от реализации мощности по ДППМ - 2 | Цдппм | млн руб | 0 | 71,18 | 73,06 | 74,99 | 76,97 | 79,01 | 81,09 | 83,24 | 85,44 | 87,69 | 90,01 | 92,39 | 94,83 | 97,34 |
| 6 | Плата за мощность по КОМ | Цком | руб/Мвт/мес | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 7 | Прирост выручки от реализации мощности по КОМ | Цком | млн руб | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | Прирост платы за мощность | Цдппм+Цком | млн руб | | 71,18 | 73,06 | 74,99 | 76,97 | 79,01 | 81,09 | 83,24 | 85,44 | 87,69 | 90,01 | 92,39 | 94,83 | 97,34 |
| 9 | Дополнительная выработка т/э | Q | млн Гкал | 0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,59 | 0,59 | 0,59 | 0,59 | 0,59 | 0,59 | 0,59 | 0,59 |
| 10 | Тариф т/э | T | руб/Гкал | 0 | 2010,00 | 2056,23 | 2103,52 | 2151,90 | 2201,40 | 2252,03 | 2303,83 | 2356,81 | 2411,02 | 2466,48 | 2523,20 | 2581,24 | 2640,61 |
| 11 | Прирост объема реализации т/э | Qреал | млн руб | 0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1325,71 | 1356,20 | 1387,39 | 1419,30 | 1451,94 | 1485,34 | 1519,50 | 1554,45 |
| 12 | Итого дополнительных доходов | | млн руб | 0 | 71,18 | 73,06 | 74,99 | 76,97 | 79,01 | 1978,26 | 2028,61 | 2080,27 | 2133,26 | 2187,64 | 2243,43 | 2300,67 | 2359,40 |

продолжение таблицы Б.2

| № п/п | Наименование показателя | Условное обозначение | Размерность | ГОД | | | | | | | | | | | | |
|-------|---|----------------------|-------------|---------|---------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|------|
| | | | | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | |
| 1 | Дополнительная выработка э/э | W | млрд кВтч | 0,44 | 0,44 | 0,44 | 0,44 | 0,44 | 0,44 | 0,44 | 0,44 | 0,44 | 0,44 | 0,44 | 0,44 | 0,44 |
| 2 | Цена э/э | Цэ | руб/кВтч | 1,67 | 1,72 | 1,77 | 1,83 | 1,88 | 1,94 | 2,00 | 2,06 | 2,13 | 2,19 | 2,26 | 2,33 | |
| 3 | Прирост выручки от реализации э/э | Wреал | млн руб | 729,55 | 732,17 | 775,48 | 799,52 | 824,31 | 849,86 | 876,21 | 903,37 | 931,37 | 960,25 | 990,01 | 1020,70 | |
| 4 | Плата за мощность по ДПМ - 2 | Цпм | руб/МВт/мес | 83259 | 83460 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 5 | Прирост выручки от реализации мощности по ДПМ - 2 | Цпм | млн руб | 99,91 | 102,55 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| 6 | Плата за мощность по КОМ | Цком | руб/Мвт/мес | 0 | 0 | 242409,5 | 248816,1 | 255319,9 | 262141,6 | 269069,6 | 276180,7 | 283479,8 | 290971,7 | 298661,7 | 306554,9 | |
| 7 | Прирост выручки от реализации мощности по КОМ | Цком | млн руб | 0 | 0 | 290,8914 | 298,5793 | 306,4703 | 314,5699 | 322,8835 | 331,4169 | 340,1757 | 349,1661 | 358,394 | 367,8659 | |
| 8 | Прирост платы за мощность | Цпм+Цком | млн руб | 99,91 | 102,55 | 290,89 | 298,58 | 306,47 | 314,57 | 322,88 | 331,42 | 340,18 | 349,17 | 358,39 | 367,87 | |
| 9 | Дополнительная выработка т/э | Q | млн.Ткал | 0,59 | 0,59 | 0,59 | 0,59 | 0,59 | 0,59 | 0,59 | 0,59 | 0,59 | 0,59 | 0,59 | 0,59 | |
| 10 | Тариф т/э | T | руб/Ткал | 2701,34 | 2763,47 | 2827,03 | 2892,05 | 2958,57 | 3026,62 | 3096,23 | 3167,44 | 3240,29 | 3314,82 | 3391,06 | 3469,06 | |
| 11 | Прирост объема реализации т/э | Qреал | млн руб | 1590,20 | 1626,78 | 1664,19 | 1702,47 | 1741,63 | 1781,68 | 1822,66 | 1864,38 | 1907,47 | 1951,34 | 1996,22 | 2042,14 | |
| 12 | Итого дополнительный доход | | млн руб | 2419,66 | 2481,50 | 2730,57 | 2800,57 | 2872,41 | 2946,12 | 3021,75 | 3099,37 | 3179,02 | 3260,73 | 3344,63 | 3430,71 | |

Таблица Б.3 – Расчет расходов проекта при CAPEX max

| № п/п | Наименование показателя | Условное обозначение | Размерность | ГОД | | | | | | | | | | | | |
|-------|--|----------------------|-----------------|-------|---------|---------|---------|---------|---------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| | | | | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| 1 | Прирост расхода условного топлива | Вут | тыс. т. у. л. | 0,00 | -0,98 | -0,98 | -0,98 | -0,98 | -0,98 | 182,89 | 182,89 | 182,89 | 182,89 | 182,89 | 182,89 | 182,89 |
| 2 | Прирост условного расхода условного топлива на э/э | вэ | г. у. л. кВтч | 0,00 | -2,23 | -2,23 | -2,23 | -2,23 | -2,23 | 207,66 | 207,66 | 207,66 | 207,66 | 207,66 | 207,66 | 207,66 |
| 3 | Прирост условного расхода условного топлива на т/э | вт | кг. у. л. ткал | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 156,17 | 156,17 | 156,17 | 156,17 | 156,17 | 156,17 | 156,17 |
| 4 | Цена натурального топлива (газ) | Цн | руб./1000м³ | 0,00 | 5274,00 | 5416,40 | 5562,64 | 5712,83 | 5867,08 | 6025,49 | 6188,18 | 6355,26 | 6526,85 | 6703,08 | 6884,06 | 7069,93 |
| 5 | Цена т. у. л. | Цтул | руб. т. у. л. | 0,00 | 4667,26 | 4793,27 | 4922,69 | 5055,60 | 5192,10 | 5332,29 | 5476,26 | 5624,12 | 5775,97 | 5931,93 | 6092,09 | 6256,57 |
| 6 | Прирост годовых издержек на топливо | Ст | млн руб./год | 0,00 | -4,55 | -4,68 | -4,80 | -4,93 | -5,06 | 975,21 | 1001,54 | 1028,59 | 1056,36 | 1084,88 | 1114,17 | 1144,25 |
| 7 | Прирост годового объема циркуляции сетевой воды | G | тыс. м³/год | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 11773,44 | 11773,44 | 11773,44 | 11773,44 | 11773,44 | 11773,44 | 11773,44 |
| 8 | Прирост годового объема подпитки сетевой воды | ΔG | тыс. м³/год | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 541,58 | 541,58 | 541,58 | 541,58 | 541,58 | 541,58 | 541,58 |
| 9 | Цена технической воды для подпитки т/э и цпм | Цв | руб./м³ | 0,00 | 4,70 | 4,81 | 4,93 | 5,05 | 5,17 | 5,29 | 5,42 | 5,55 | 5,68 | 5,82 | 5,96 | 6,10 |
| 10 | Прирост годовых издержек на воду | Св | млн руб./год | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 2,87 | 2,93 | 3,01 | 3,08 | 3,15 | 3,23 | 3,30 |
| 11 | Удельный расход электроэнергии на сетевые насосы | энас | кВт. ч/м³ | 0,00 | 0,45 | 0,45 | 0,45 | 0,45 | 0,45 | 0,45 | 0,45 | 0,45 | 0,45 | 0,45 | 0,45 | 0,45 |
| 12 | Прирост расхода электроэнергии на производственные нужды | Эпр | тыс. кВт. ч/год | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 243,71 | 243,71 | 243,71 | 243,71 | 243,71 | 243,71 | 243,71 |
| 13 | Цена электроэнергии на производственные нужды | Цэ | руб./кВт. ч | 0,00 | 4,66 | 4,78 | 4,91 | 5,03 | 5,16 | 5,30 | 5,44 | 5,58 | 5,72 | 5,87 | 6,02 | 6,18 |
| 14 | Прирост годовых издержек на электроэнергию | Сэ | млн руб./год | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,29 | 1,32 | 1,36 | 1,39 | 1,43 | 1,47 | 1,51 |
| 15 | Итого прирост условно-переменных затрат | Спер | млн руб./год | 0,00 | -4,55 | -4,68 | -4,80 | -4,93 | -5,06 | 979,37 | 1005,80 | 1032,95 | 1060,83 | 1089,46 | 1118,87 | 1149,06 |
| 16 | | | % | 0,00% | -12,96% | -8,45% | -7,97% | -11,69% | -57,10% | 77,32% | 78,05% | 78,48% | 78,82% | 79,05% | 79,29% | 79,44% |

продолжение таблицы Б.3

| № п/п | Наименование показателя | Условное обозначение | Размерность | ГОД | | | | | | | | | | | | |
|-------|---|----------------------|------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | | | | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| 17 | Прирост основных фондов на начало периода | ОФнач | млн руб./год | 0,00 | 1764,22 | 1676,01 | 1587,80 | 1499,59 | 1411,38 | 1323,17 | 1234,96 | 1146,75 | 1058,53 | 970,32 | 882,11 | 793,90 |
| 18 | Прирост амортизационных отчислений | Са | млн руб./год | 0,00 | 88,21 | 88,21 | 88,21 | 88,21 | 88,21 | 88,21 | 88,21 | 88,21 | 88,21 | 88,21 | 88,21 | 88,21 |
| 19 | Классификационная (вал. ОФ) | ККП | млн руб./год | 1764,22 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 20 | Прирост основных фондов на конец периода | ОФкон | млн руб./год | 1764,22 | 1676,01 | 1587,80 | 1499,59 | 1411,38 | 1323,17 | 1234,96 | 1146,75 | 1058,53 | 970,32 | 882,11 | 793,90 | 705,69 |
| 21 | Прирост налога на имущество | Нал | млн руб./год | 0,00 | 37,84 | 35,90 | 33,96 | 32,02 | 30,08 | 28,14 | 26,20 | 24,26 | 22,32 | 20,38 | 18,44 | 16,50 |
| 22 | Увеличение влиятельного годового фонда заработной платы | З | тыс.руб./млн год | | 344,40 | 355,42 | 366,79 | 378,53 | 390,64 | 403,15 | 416,05 | 429,36 | 443,10 | 457,28 | 471,91 | 487,01 |
| 23 | Прирост фонда заработной платы | Сп | млн руб./год | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 40,31 | 41,60 | 42,94 | 44,31 | 45,73 | 47,19 | 48,70 |
| 24 | Прирост начислений на заработную плату | Снач | млн руб./год | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 12,00 | 12,39 | 12,78 | 13,19 | 13,61 | 14,05 | 14,50 |
| 25 | Прирост заработной платы с начислениями | Ситп | млн руб./год | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 52,32 | 53,99 | 55,72 | 57,50 | 59,34 | 61,24 | 63,20 |
| 26 | Прирост влиятельных издержек на ремонт | Срем | млн руб./год | 0,00 | -86,79 | -69,67 | -64,31 | -76,59 | -100,63 | 58,81 | 55,28 | 55,28 | 56,46 | 58,81 | 61,16 | 64,69 |
| 27 | Прирост прочих (цикловых и общестационарных) расходов | Спроч | млн руб./год | 0,00 | 0,43 | 5,56 | 7,17 | 3,49 | -3,73 | 59,80 | 59,24 | 59,76 | 60,65 | 61,91 | 63,18 | 64,83 |
| 28 | Итого прирост условно-остатковых затрат | Слоат | млн руб./год | 0,00 | 39,69 | 60,01 | 65,04 | 47,13 | 13,93 | 287,27 | 282,92 | 283,23 | 285,13 | 288,64 | 292,23 | 297,42 |
| 29 | % | | % | 0,00% | 112,96% | 108,43% | 107,97% | 111,69% | 157,10% | 22,68% | 21,95% | 21,32% | 21,18% | 20,95% | 20,71% | 20,56% |
| 30 | Итого прирост издержек | С | млн руб./год | 0,00 | 35,13 | 35,33 | 60,23 | 42,20 | 8,87 | 1266,65 | 1288,73 | 1316,18 | 1345,96 | 1378,11 | 1411,10 | 1446,49 |

продолжение таблицы Б.3

| № п/п | Наименование показателя | Условное обозначение | Размерность | ГОД | | | | | | | | | | | | |
|-------|--|----------------------|---------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| | | | | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 |
| 1 | Прирост расхода условного топлива | Вул | тыс. т. у. т. | 182,89 | 182,89 | 182,89 | 182,89 | 182,89 | 182,89 | 182,89 | 182,89 | 182,89 | 182,89 | 182,89 | 182,89 | 182,89 |
| 2 | Прирост увеличенного расхода условного топлива на э/э | Ъэ | т. у. т./млнч | 207,66 | 207,66 | 207,66 | 207,66 | 207,66 | 207,66 | 207,66 | 207,66 | 207,66 | 207,66 | 207,66 | 207,66 | 207,66 |
| 3 | Прирост увеличенного расхода условного топлива на э/э | вт | кг. у. т./млн | 156,17 | 156,17 | 156,17 | 156,17 | 156,17 | 156,17 | 156,17 | 156,17 | 156,17 | 156,17 | 156,17 | 156,17 | 156,17 |
| 4 | Цена натурального топлива (газ) | Цн | руб./1000л | 7260,82 | 7456,86 | 7638,19 | 7864,96 | 8077,32 | 8295,41 | 8519,38 | 8749,41 | 8983,64 | 9228,23 | 9477,41 | 9733,30 | 9996,10 |
| 5 | Цена 1 т. у. т. | Цшт | руб./т. у. т. | 6425,50 | 6598,99 | 6777,16 | 6960,15 | 7148,07 | 7341,07 | 7539,28 | 7742,84 | 7951,89 | 8166,59 | 8387,09 | 8613,54 | 8846,11 |
| 6 | Прирост годовых издержек на топливо | Ст | млн руб./год | 1175,15 | 1206,88 | 1239,46 | 1272,93 | 1307,30 | 1342,60 | 1378,85 | 1416,07 | 1454,31 | 1493,57 | 1533,90 | 1575,32 | 1617,85 |
| 7 | Прирост годового объема переработки сырой воды | G | млн.м3/год | 11773,44 | 11773,44 | 11773,44 | 11773,44 | 11773,44 | 11773,44 | 11773,44 | 11773,44 | 11773,44 | 11773,44 | 11773,44 | 11773,44 | 11773,44 |
| 8 | Прирост годового объема переработки тепловой воды | ΔG | тыс.м3/год | 541,58 | 541,58 | 541,58 | 541,58 | 541,58 | 541,58 | 541,58 | 541,58 | 541,58 | 541,58 | 541,58 | 541,58 | 541,58 |
| 9 | Цена тепловой воды для подпитки э/э и шихлы | Цв | руб./м3 | 6,25 | 6,40 | 6,55 | 6,71 | 6,87 | 7,03 | 7,20 | 7,38 | 7,55 | 7,73 | 7,92 | 8,11 | 8,30 |
| 10 | Прирост годовых издержек на воду | Са | млн руб./год | 3,38 | 3,46 | 3,55 | 3,63 | 3,72 | 3,81 | 3,90 | 3,99 | 4,09 | 4,19 | 4,29 | 4,39 | 4,50 |
| 11 | Увеличенный расход электроэнергии на сетевые насосы | энас | кВт.ч/млн | 0,45 | 0,45 | 0,45 | 0,45 | 0,45 | 0,45 | 0,45 | 0,45 | 0,45 | 0,45 | 0,45 | 0,45 | 0,45 |
| 12 | Прирост расхода электроэнергии на производственные нужды | Эпр | тыс.кВт.ч/млн | 243,71 | 243,71 | 243,71 | 243,71 | 243,71 | 243,71 | 243,71 | 243,71 | 243,71 | 243,71 | 243,71 | 243,71 | 243,71 |
| 13 | Цена электроэнергии на производственные нужды | Цэ | руб./кВт.ч | 6,34 | 6,51 | 6,67 | 6,85 | 7,03 | 7,21 | 7,40 | 7,59 | 7,79 | 7,99 | 8,20 | 8,41 | 8,63 |
| 14 | Прирост годовых издержек на электроэнергию | Сэ | млн руб./год | 1,55 | 1,59 | 1,63 | 1,67 | 1,71 | 1,76 | 1,80 | 1,85 | 1,90 | 1,95 | 2,00 | 2,05 | 2,10 |
| 15 | Итого прирост условно-остатковых затрат | Состр | млн руб./год | 1190,08 | 1211,93 | 1244,64 | 1278,23 | 1312,73 | 1348,16 | 1384,55 | 1421,92 | 1460,30 | 1499,71 | 1540,19 | 1581,76 | 1624,45 |
| 16 | % | | % | 79,50% | 79,57% | 79,63% | 79,72% | 79,80% | 79,88% | 79,96% | 80,05% | 80,15% | 80,26% | 80,38% | 80,51% | 80,64% |

продолжение таблицы Б.3

| № п/п | Наименование показателя | Условные обозначения | Размерность | Год | | | | | | | | | | | | |
|-------|---|----------------------|------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | | | | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 |
| 17 | Прирост основных фондов на начало периода | ОФизм | млн руб./год | 705,69 | 617,48 | 529,27 | 441,06 | 352,84 | 264,63 | 176,42 | 88,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 18 | Прирост амортизационных отчислений | Св | млн руб./год | 88,21 | 88,21 | 88,21 | 88,21 | 88,21 | 88,21 | 88,21 | 88,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 19 | Капиталовложения (вклад ОФ) | КВЛ | млн руб./год | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 20 | Прирост основных фондов на окончание периода | ОФож | млн руб./год | 617,48 | 529,27 | 441,06 | 352,84 | 264,63 | 176,42 | 88,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 21 | Прирост налога на имущество | Ним | млн руб./год | 14,55 | 12,61 | 10,67 | 8,73 | 6,79 | 4,85 | 2,91 | 0,97 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 22 | Увеличения вычитаемым годового фонда заработной платы | З | тыс руб./чел год | 502,60 | 518,68 | 535,28 | 552,41 | 570,08 | 588,33 | 607,15 | 626,58 | 646,63 | 667,32 | 688,68 | 710,72 | 735,46 |
| 23 | Прирост фонда заработной платы | Сп | млн руб./год | 50,26 | 51,87 | 53,53 | 55,24 | 57,01 | 58,83 | 60,72 | 62,66 | 64,66 | 66,73 | 68,87 | 71,07 | 73,55 |
| 24 | Прирост начислений на заработную плату | Снач | млн руб./год | 14,98 | 15,44 | 15,94 | 16,45 | 16,97 | 17,51 | 18,07 | 18,65 | 19,25 | 19,87 | 20,50 | 21,16 | 21,84 |
| 25 | Прирост заработной платы с изчислением | Спич | млн руб./год | 65,22 | 67,31 | 69,46 | 71,69 | 73,98 | 76,35 | 78,79 | 81,31 | 83,91 | 86,60 | 89,37 | 92,23 | 95,18 |
| 26 | Прирост ежегодных издержек на ремонт | Срем | млн руб./год | 69,39 | 74,10 | 78,80 | 83,51 | 88,21 | 92,92 | 97,62 | 102,33 | 107,03 | 111,73 | 116,44 | 121,14 | 125,85 |
| 27 | Прирост прочих (определенных и общекатегориальных) расходов | Спроч | млн руб./год | 66,83 | 68,89 | 70,94 | 73,02 | 75,12 | 77,24 | 79,39 | 81,55 | 83,72 | 85,90 | 88,10 | 90,31 | 92,54 |
| 28 | Итого прирост условно-постоянных затрат | Спост | млн руб./год | 304,23 | 311,12 | 318,09 | 325,16 | 332,32 | 339,57 | 346,92 | 354,37 | 361,92 | 369,57 | 377,32 | 385,17 | 393,12 |
| 29 | | | % | 20,50% | 20,43% | 20,33% | 20,28% | 20,20% | 20,12% | 20,04% | 19,93% | 14,33% | 14,67% | 14,80% | 14,92% | 15,03% |
| 30 | Итого прирост издержек | С | млн руб./год | 1484,31 | 1523,05 | 1562,79 | 1603,39 | 1645,05 | 1687,79 | 1731,47 | 1776,29 | 1782,52 | 1757,54 | 1807,74 | 1859,14 | 1911,79 |

Таблица Б.4 Расчет расходов проекта при CAPEX min

| № п/п | Наименование показателя | Условие обозначения | Размерность | Расчет расходов проекта CAPEX min | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-------|---|---------------------|---------------|-----------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|---------|
| | | | | ГОД | | | | | | | | | | | | 18 ГОД | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 |
| 1 | Пример расхода условного топлива | Фуд | тис. т.у.п. | 0,00 | -0,98 | -0,98 | -0,98 | -0,98 | -0,98 | 182,89 | 182,89 | 182,89 | 182,89 | 182,89 | 182,89 | 182,89 | 182,89 | 182,89 | 182,89 | 182,89 | 182,89 | 182,89 | 182,89 | 182,89 | 182,89 | 182,89 | 182,89 | | |
| 2 | Пример условного расхода условного топлива на э/э | во | г.у.т./АВч | 0,00 | -2,23 | -2,23 | -2,23 | -2,23 | -2,23 | 207,66 | 207,66 | 207,66 | 207,66 | 207,66 | 207,66 | 207,66 | 207,66 | 207,66 | 207,66 | 207,66 | 207,66 | 207,66 | 207,66 | 207,66 | 207,66 | 207,66 | 207,66 | | |
| 3 | Пример условного расхода условного топлива на т/э | вг | г.у.т./АВч | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 156,17 | 156,17 | 156,17 | 156,17 | 156,17 | 156,17 | 156,17 | 156,17 | 156,17 | 156,17 | 156,17 | 156,17 | 156,17 | 156,17 | 156,17 | 156,17 | 156,17 | 156,17 | | |
| 4 | Цена натурального топлива (шахта) | Цн | руб./1000м³ | 0,00 | 5274,00 | 5416,40 | 5562,64 | 5712,83 | 5867,08 | 6025,49 | 6188,18 | 6355,26 | 6526,83 | 6703,08 | 6884,06 | 7069,93 | 7260,82 | 7456,86 | 7658,19 | 7864,96 | 8077,32 | 8295,41 | 8519,38 | 8749,41 | 8985,64 | 9228,25 | 9477,41 | 9733,30 | 9996,10 |
| 4а | Цена т.у.п. | Цну | руб./т.у.п. | 0,00 | 4667,26 | 4793,21 | 4923,29 | 5055,65 | 5192,10 | 5332,29 | 5476,26 | 5624,12 | 5775,97 | 5931,93 | 6092,09 | 6256,57 | 6425,50 | 6598,99 | 6777,16 | 6960,15 | 7148,07 | 7341,07 | 7539,28 | 7742,84 | 7951,89 | 8166,59 | 8387,09 | 8613,54 | 8846,11 |
| 5 | Пример годовых издержек на топливо | Ст | млн руб./год | 0,00 | -4,35 | -4,68 | -4,80 | -4,93 | -5,06 | 975,21 | 1001,54 | 1028,59 | 1056,36 | 1084,88 | 1114,17 | 1144,25 | 1175,15 | 1206,88 | 1239,46 | 1272,93 | 1307,30 | 1342,60 | 1378,85 | 1416,07 | 1454,31 | 1493,57 | 1533,90 | 1575,32 | 1617,85 |
| 6 | Пример годового объема издержек сетевой воды | Г | тис.м³/год | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 11773,44 | 11773,44 | 11773,44 | 11773,44 | 11773,44 | 11773,44 | 11773,44 | 11773,44 | 11773,44 | 11773,44 | 11773,44 | 11773,44 | 11773,44 | 11773,44 | 11773,44 | 11773,44 | 11773,44 | 11773,44 | 11773,44 | |
| 7 | Пример годового объема издержек тепловой сети | ДГ | тис.м³/год | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 541,58 | 541,58 | 541,58 | 541,58 | 541,58 | 541,58 | 541,58 | 541,58 | 541,58 | 541,58 | 541,58 | 541,58 | 541,58 | 541,58 | 541,58 | 541,58 | 541,58 | 541,58 | 541,58 | |
| 8 | Цена технической воды для водопития с/с и ш/с | Цв | руб./м³ | 0,00 | 4,70 | 4,81 | 4,93 | 5,05 | 5,17 | 5,29 | 5,42 | 5,55 | 5,68 | 5,82 | 5,96 | 6,10 | 6,25 | 6,40 | 6,55 | 6,71 | 6,87 | 7,03 | 7,20 | 7,38 | 7,55 | 7,73 | 7,92 | 8,11 | 8,30 |
| 9 | Пример годовых издержек на воду | Св | млн руб./год | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 2,87 | 2,93 | 3,01 | 3,08 | 3,15 | 3,23 | 3,30 | 3,38 | 3,46 | 3,55 | 3,63 | 3,72 | 3,81 | 3,90 | 3,99 | 4,09 | 4,19 | 4,29 | 4,39 | 4,50 | |
| 10 | Удельный расход электроэнергии на сетевые насосы | энас | кВт.г/м³ | 0,00 | 0,45 | 0,45 | 0,45 | 0,45 | 0,45 | 0,45 | 0,45 | 0,45 | 0,45 | 0,45 | 0,45 | 0,45 | 0,45 | 0,45 | 0,45 | 0,45 | 0,45 | 0,45 | 0,45 | 0,45 | 0,45 | 0,45 | 0,45 | 0,45 | |
| 11 | Пример расхода электроэнергии на производственные нужды | Эпр | тыс.кВт.ч/год | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 243,71 | 243,71 | 243,71 | 243,71 | 243,71 | 243,71 | 243,71 | 243,71 | 243,71 | 243,71 | 243,71 | 243,71 | 243,71 | 243,71 | 243,71 | 243,71 | 243,71 | 243,71 | 243,71 | |
| 12 | Цена электроэнергии на производственные нужды | Цэ | руб./кВт.ч | 0,00 | 4,66 | 4,78 | 4,91 | 5,03 | 5,16 | 5,30 | 5,44 | 5,58 | 5,72 | 5,87 | 6,02 | 6,18 | 6,34 | 6,51 | 6,67 | 6,85 | 7,03 | 7,21 | 7,40 | 7,59 | 7,79 | 7,99 | 8,20 | 8,41 | 8,63 |
| 13 | Пример годовых издержек на электроэнергию | Сэ | млн руб./год | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,29 | 1,32 | 1,36 | 1,39 | 1,43 | 1,47 | 1,51 | 1,55 | 1,59 | 1,63 | 1,67 | 1,71 | 1,76 | 1,80 | 1,85 | 1,90 | 1,95 | 2,00 | 2,05 | 2,10 | 2,16 | |
| 14 | Итого пример условно-нормированных затрат | Снпр | % | 0,00 | -4,55 | -4,68 | -4,80 | -4,93 | -5,06 | 979,37 | 1005,80 | 1032,95 | 1060,83 | 1089,46 | 1118,87 | 1149,06 | 1180,08 | 1211,93 | 1244,64 | 1278,23 | 1312,73 | 1348,16 | 1384,55 | 1421,92 | 1460,30 | 1499,71 | 1540,19 | 1581,76 | 1624,45 |
| 15 | Пример совокупных фондов на начало периода | Обфн | млн руб./год | 0,00 | 993,17 | 943,51 | 893,85 | 844,19 | 794,54 | 744,88 | 695,22 | 645,56 | 595,90 | 546,24 | 496,59 | 446,93 | 397,27 | 347,61 | 297,95 | 248,29 | 198,63 | 148,98 | 99,32 | 49,66 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 16 | Пример амортизационных отчислений | Са | млн руб./год | 0,00 | 49,66 | 49,66 | 49,66 | 49,66 | 49,66 | 49,66 | 49,66 | 49,66 | 49,66 | 49,66 | 49,66 | 49,66 | 49,66 | 49,66 | 49,66 | 49,66 | 49,66 | 49,66 | 49,66 | 49,66 | 49,66 | 49,66 | 49,66 | 49,66 | |
| 17 | Самортизована (авод СФВ) | КВЛ | млн руб./год | 993,17 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| 18 | Пример основных фондов на начало периода | Обфн | млн руб./год | 993,17 | 943,51 | 893,85 | 844,19 | 794,54 | 744,88 | 695,22 | 645,56 | 595,90 | 546,24 | 496,59 | 446,93 | 397,27 | 347,61 | 297,95 | 248,29 | 198,63 | 148,98 | 99,32 | 49,66 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| 19 | Пример налога на имущество организаций | Ним | млн руб./год | 0,00 | 21,30 | 20,21 | 19,12 | 18,03 | 16,93 | 15,84 | 14,75 | 13,66 | 12,56 | 11,47 | 10,38 | 9,29 | 8,19 | 7,10 | 6,01 | 4,92 | 3,82 | 2,73 | 1,64 | 0,55 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 20 | Удельная величина годового фонда заработной платы | З | млн руб./год | 344,40 | 355,42 | 366,79 | 378,53 | 390,64 | 403,15 | 416,05 | 429,36 | 443,10 | 457,28 | 471,91 | 487,01 | 502,60 | 518,68 | 535,28 | 552,41 | 570,08 | 588,33 | 607,15 | 626,58 | 646,63 | 667,32 | 688,68 | 710,72 | 733,46 | |
| 21 | Пример фонда заработной платы | Сзн | млн руб./год | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 40,31 | 41,69 | 42,94 | 44,31 | 45,73 | 47,19 | 48,70 | 50,26 | 51,87 | 53,53 | 55,24 | 57,01 | 58,83 | 60,72 | 62,66 | 64,66 | 66,73 | 68,87 | 71,07 | 73,35 |
| 22 | Пример начислений на заработную плату | Сзнп | млн руб./год | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 12,00 | 12,39 | 12,78 | 13,19 | 13,61 | 14,05 | 14,50 | 14,96 | 15,44 | 15,94 | 16,45 | 16,97 | 17,51 | 18,07 | 18,65 | 19,25 | 19,87 | 20,50 | 21,16 | 21,84 |
| 23 | Пример заработной платы с начислениями | Сзн+н | млн руб./год | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 52,32 | 53,99 | 55,72 | 57,50 | 59,34 | 61,24 | 63,20 | 65,22 | 67,31 | 69,46 | 71,69 | 73,98 | 76,35 | 78,79 | 81,31 | 83,91 | 86,60 | 89,37 | 92,23 | 95,18 | |
| 24 | Базисные издержки на ремонт | Срем | млн руб./год | 0,00 | -86,79 | -69,67 | -64,31 | -76,59 | -100,63 | -58,81 | -55,28 | -55,28 | -56,46 | -58,81 | -61,16 | -64,69 | -69,39 | -74,10 | -78,80 | -83,51 | -88,21 | -92,92 | -97,62 | -102,33 | -107,03 | -111,73 | -116,44 | -121,14 | -125,85 |
| 25 | Пример прочих (базисных и эксплуатационных) расходов | Спроч | млн руб./год | 0,00 | -11,14 | -6,00 | -4,39 | -8,08 | -15,29 | -48,23 | -47,68 | -48,20 | -49,08 | -50,34 | -51,62 | -53,20 | -55,29 | -57,32 | -59,39 | -61,46 | -63,55 | -65,68 | -67,82 | -69,99 | -72,29 | -74,61 | -76,94 | -79,28 | -81,63 |
| 26 | Пример прочих условно-нормированных затрат | Снос | % | 0,00 | -85,56 | -55,38 | -1,57% | -77,50% | 30,69% | 18,67% | 18,04% | 17,72% | 17,62% | 17,41% | 17,30% | 17,28% | 17,38% | 17,41% | 17,46% | 17,50% | 17,54% | 17,57% | 17,59% | 17,61% | 14,53% | 14,67% | 14,80% | 14,92% | 15,03% |
| 27 | Итого пример издержек | С | млн руб./год | 0,00 | -31,52 | -10,48 | -4,73 | -21,91 | -54,40 | 1204,23 | 1227,16 | 1255,46 | 1286,09 | 1319,08 | 1352,92 | 1389,16 | 1427,83 | 1467,41 | 1507,95 | 1549,45 | 1591,96 | 1635,49 | 1680,08 | 1725,75 | 1780,52 | 1837,54 | 1899,14 | 1911,79 | |

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Таблица В.1 – Дисконтированная расчетная модель проекта CAPEX max

| № п/п | Наименование показателя | Условие обобщения | Размерность | ГОД | | | | | | | | | | | | ГОД | | | | | | | | | | | | | | |
|-------|---|-------------------|-------------|--------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|----------|----------|----------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | | | | 1 | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 |
| 1 | Известиями: | | млн руб. | 1107,93 | 656,29 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2 | | НИР | млн руб. | 21,17 | 14,11 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| 3 | | Оборудование | млн руб. | 790,37 | 197,59 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| 4 | | СМР | млн руб. | 296,59 | 444,58 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| 5 | Прирост валовой прибыли | Пвал | млн руб. | 0,00 | 0,00 | 91,30 | 74,45 | 72,97 | 94,53 | 131,47 | 774,57 | 804,50 | 830,42 | 855,38 | 879,42 | 900,06 | 927,81 | 950,67 | 974,19 | 998,38 | 1127,18 | 1155,53 | 1184,68 | 1214,65 | 1245,46 | 1300,85 | 1421,48 | 1453,02 | 1485,40 | 1518,02 |
| 6 | Прирост налога на прибыль | Пнп | млн руб. | 0,00 | 0,00 | 18,26 | 14,89 | 14,59 | 18,91 | 26,29 | 154,91 | 160,90 | 166,08 | 171,08 | 175,88 | 180,81 | 185,56 | 190,13 | 194,84 | 199,68 | 225,44 | 231,11 | 236,94 | 242,93 | 249,09 | 278,17 | 284,30 | 290,60 | 297,10 | 303,78 |
| 7 | Прирост чистой прибыли | Пч | млн руб. | 0,00 | 0,00 | 73,04 | 59,56 | 58,38 | 75,62 | 105,18 | 619,66 | 643,60 | 664,33 | 684,31 | 703,53 | 723,25 | 742,25 | 760,53 | 779,35 | 798,71 | 901,74 | 924,42 | 947,74 | 971,72 | 996,57 | 1112,68 | 1137,18 | 1162,41 | 1188,90 | 1215,14 |
| 8 | | | | Cash inflow | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 9 | Прирост выручки от реализации з/э | Рвз | млн руб. | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 571,46 | 589,17 | 607,44 | 626,27 | 645,68 | 665,70 | 686,34 | 707,61 | 729,55 | 752,17 | 775,48 | 799,52 | 824,31 | 849,86 | 876,21 | 903,37 | 931,37 | 960,25 | 990,01 | 1020,70 | |
| 10 | Прирост выручки от реализации з/э | РП | млн руб. | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1325,71 | 1356,20 | 1387,29 | 1419,50 | 1451,94 | 1485,34 | 1519,50 | 1554,45 | 1590,20 | 1626,78 | 1664,19 | 1702,47 | 1741,63 | 1781,68 | 1824,58 | 1869,38 | 1907,47 | 1951,34 | 1996,22 | 2042,14 | |
| 11 | Прирост выручки от реализации мощности | РМ | млн руб. | 0,00 | 0,00 | 126,44 | 129,78 | 133,31 | 136,71 | 140,14 | 144,05 | 147,86 | 151,77 | 155,78 | 159,89 | 164,12 | 168,46 | 172,91 | 177,48 | 182,17 | 190,09 | 198,58 | 206,47 | 214,57 | 222,88 | 231,42 | 240,18 | 249,17 | 258,39 | 267,87 |
| 12 | Прирост Cash inflow | СЧ | млн руб. | 0,00 | 0,00 | 136,44 | 129,78 | 133,31 | 136,71 | 140,34 | 2041,22 | 2093,23 | 2146,60 | 2201,35 | 2257,52 | 2315,16 | 2374,30 | 2434,97 | 2497,23 | 2561,11 | 2730,57 | 2800,57 | 2872,41 | 2946,12 | 3021,75 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 13 | | | | Cash outflow | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 14 | Прирост налоговых платежей на топливо | Ст | млн руб. | 0,00 | 0,00 | 4,55 | 4,88 | 4,80 | 4,93 | 5,06 | 975,21 | 1001,54 | 1028,59 | 1056,36 | 1084,88 | 1114,17 | 1144,23 | 1175,15 | 1206,88 | 1239,46 | 1272,93 | 1307,30 | 1342,60 | 1378,85 | 1416,06 | 1454,31 | 1493,57 | 1533,90 | 1575,32 | 1617,83 |
| 15 | Прирост налоговых платежей на воду | Св | млн руб. | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,28 | 2,93 | 3,01 | 3,08 | 3,15 | 3,23 | 3,30 | 3,38 | 3,46 | 3,55 | 3,63 | 3,72 | 3,81 | 3,90 | 3,99 | 4,09 | 4,19 | 4,29 | 4,39 | 4,50 | |
| 16 | Прирост налоговых платежей на э/э | Сэ | млн руб. | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,29 | 1,32 | 1,36 | 1,39 | 1,43 | 1,47 | 1,51 | 1,55 | 1,59 | 1,63 | 1,67 | 1,71 | 1,76 | 1,80 | 1,85 | 1,90 | 1,95 | 2,00 | 2,05 | 2,10 |
| 17 | Прирост ФОТ с индексацией | Сп | млн руб. | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 52,32 | 53,99 | 55,72 | 57,50 | 59,34 | 61,24 | 63,20 | 65,22 | 67,31 | 69,46 | 71,69 | 73,98 | 76,35 | 78,79 | 81,31 | 83,91 | 86,60 | 89,37 | 92,21 | 95,18 | |
| 18 | Прирост платежей на ремонт | Срм | млн руб. | 0,00 | 0,00 | 86,79 | 69,67 | 64,31 | 76,59 | 100,63 | 88,81 | 55,28 | 55,28 | 56,46 | 58,81 | 61,16 | 64,69 | 69,39 | 74,10 | 78,80 | 83,51 | 88,21 | 92,92 | 97,62 | 102,33 | 107,03 | 111,73 | 116,44 | 121,14 | 125,85 |
| 19 | Прирост прочих налогов и общедоступных расходов | Спроч | млн руб. | 0,00 | 0,00 | 0,43 | 5,56 | 7,17 | 3,49 | 3,71 | 59,80 | 59,24 | 59,76 | 60,65 | 61,91 | 63,18 | 64,83 | 66,83 | 68,89 | 70,94 | 73,03 | 75,12 | 77,24 | 79,39 | 81,55 | 87,28 | 89,50 | 61,74 | 64,01 | 66,31 |
| 20 | Прирост налога на имущество | Ним | млн руб. | 0,00 | 0,00 | 37,54 | 35,90 | 33,96 | 33,02 | 30,08 | 28,14 | 28,20 | 24,26 | 22,32 | 20,38 | 18,44 | 16,50 | 14,55 | 12,61 | 10,67 | 8,73 | 6,79 | 4,85 | 2,91 | 0,97 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| 21 | Прирост налога на прибыль | Нп | млн руб. | 0,00 | 0,00 | 18,26 | 14,89 | 14,59 | 18,91 | 26,29 | 154,91 | 160,90 | 166,08 | 171,08 | 175,88 | 180,81 | 185,56 | 190,13 | 194,84 | 199,68 | 225,44 | 231,11 | 236,94 | 242,93 | 249,09 | 278,17 | 284,30 | 290,60 | 297,10 | 303,78 |
| 22 | Итого прирост Cash inflow | СОФ | млн руб. | 1107,93 | 656,29 | -34,82 | -17,99 | -13,38 | -27,11 | -53,05 | 1333,35 | 1361,42 | 1394,05 | 1428,83 | 1465,78 | 1503,70 | 1543,84 | 1586,23 | 1629,67 | 1674,20 | 1740,61 | 1787,94 | 1836,45 | 1886,19 | 1937,17 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| 23 | Прирост Cash flow | СФ | млн руб. | 1107,93 | 656,29 | 161,25 | 147,77 | 146,59 | 163,83 | 193,39 | 707,87 | 731,81 | 752,54 | 772,52 | 791,74 | 811,46 | 830,46 | 848,74 | 867,56 | 886,92 | 989,95 | 1012,63 | 1035,95 | 1059,93 | 1084,58 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 24 | Прирост Cash outflow | СОФ | млн руб. | 1107,93 | 656,29 | -34,82 | -17,99 | -13,38 | -27,11 | -53,05 | 1333,35 | 1361,42 | 1394,05 | 1428,83 | 1465,78 | 1503,70 | 1543,84 | 1586,23 | 1629,67 | 1674,20 | 1740,61 | 1787,94 | 1836,45 | 1886,19 | 1937,17 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 25 | Прирост Cash inflow | СФ | млн руб. | 0,00 | 0,00 | 136,44 | 129,78 | 133,31 | 136,71 | 140,34 | 2041,22 | 2093,23 | 2146,60 | 2201,35 | 2257,52 | 2315,16 | 2374,30 | 2434,97 | 2497,23 | 2561,11 | 2730,57 | 2800,57 | 2872,41 | 2946,12 | 3021,75 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Дисконтный поток (ДП) | СД | млн руб. | 1107,93 | 656,29 | 161,25 | 147,77 | 146,59 | 163,83 | 193,39 | 707,87 | 731,81 | 752,54 | 772,52 | 791,74 | 811,46 | 830,46 | 848,74 | 867,56 | 886,92 | 989,95 | 1012,63 | 1035,95 | 1059,93 | 1084,58 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Кoeffициент дисконтирования | 1/(1+ЕП) | | 1,12 | 1,00 | 0,89 | 0,79 | 0,71 | 0,63 | 0,56 | 0,50 | 0,45 | 0,40 | 0,35 | 0,32 | 0,28 | 0,25 | 0,22 | 0,20 | 0,18 | 0,16 | 0,14 | 0,13 | 0,11 | 0,10 | 0,09 | 0,08 | 0,07 | 0,06 | 0,06 |
| | Дисконтированный ДП | ДФС | млн руб. | 1243,29 | 658,59 | 143,70 | 117,33 | 103,74 | 103,32 | 108,68 | 354,49 | 326,58 | 299,27 | 273,77 | 250,04 | 228,36 | 208,27 | 189,68 | 172,78 | 157,40 | 156,56 | 142,71 | 130,10 | 118,62 | 108,17 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Простой налоговый эффект | ЭП | млн руб. | 6 | 1764,23 | 1602,97 | 1445,20 | 1308,61 | 1144,78 | 951,39 | 243,52 | 488,29 | 1240,80 | 2013,35 | 2805,10 | 3616,56 | 4447,02 | 5285,76 | 6163,32 | 7050,24 | 8040,19 | 9052,83 | 10088,73 | 11148,71 | 12233,29 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | Чистый дисконтированный доход | НДЧ | млн руб. | 1794,01 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Внутренняя норма дисконтирования | ИНР | % | 19,05% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Видеозадача | П | | 1,94 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Рентабельность | Я | | 1,95 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Средняя чистая прибыль | Пср | млн руб. | 903,45 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Таблица Г.1 – Калькулятор CAPEX

| Пометка на удаление | Тип мероприятия | Вид оборудования | Мероприятие | Код | Тип турбины / котла | Параметр | Значение | Фильтр | K | B | Kпрот | K_сейсм | K_трансп | K_темп | d1 | d2 | d3 | CAPEX | CAPEXmin | CAPEXmax | Ind | |
|---------------------|-----------------|---------------------------|--|------|---------------------|-----------------------------|----------|---------|---------|-----------|--------|---------|----------|--------|------|------|------|-----------------|---------------|-----------------|--------|--|
| - | | | | | | | | нет | 0,0 | 0,0 | 1,0722 | 1 | 1,03 | 1,032 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0000 | |
| - | Основное | Паровая (газовая) турбина | 2.4.3. Замена цилиндра высокого давления с заменой/модернизацией цилиндра низкого давления турбины | ТГ-1 | Теплофикационная | Установленная мощность, МВт | 100 | Турбина | 4 150,2 | 556 062,1 | 1,0722 | 1 | 1,03 | 1,032 | 0,63 | 0,13 | 0,24 | 1 110 581 864,0 | 777 407 304,8 | 1 332 698 236,8 | 1,0426 | |
| - | Сопутствующее | Паровая (газовая) турбина | 3.1. Комплексная замена генератора | ТГ-1 | Теплофикационная | Установленная мощность, МВт | 100 | нет | 1 644,8 | 211 380,0 | 1,0722 | 1 | 1,03 | 1,032 | 0,72 | 0,17 | 0,11 | 431 526 023,5 | 215 763 011,7 | 431 526 023,5 | 1,0426 | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 993 170 316,3 | 1 764 224 260,3 | | |

Таблица Г.2 – Распределение CAPEX max и CAPEX min

| Распределение CAPEX max | Модернизация | | | Эксплуатация | | | |
|---------------------------|--------------|--------|--------|--------------|-----|-----|----|
| | Год | -1 | 0 | 1 | 2 | ... | 25 |
| ПИР | 35,28 | 21,17 | 14,11 | | | | |
| Приобретение оборудования | 987,97 | 790,37 | 197,59 | | | | |
| СМР | 740,97 | 296,39 | 444,58 | | | | |
| | | | | | | | |
| Распределение CAPEX min | Модернизация | | | Эксплуатация | | | |
| Год | -1 | 0 | 1 | 2 | ... | 25 | |
| ПИР | 19,86 | 11,92 | 7,95 | | | | |
| Приобретение оборудования | 556,18 | 444,94 | 111,24 | | | | |
| СМР | 417,13 | 166,85 | 250,28 | | | | |

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Таблица Д.1 – Формирование ставок дисконтирования

| | | | | | | | | | | |
|---------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Альтернативная доходность | 9,82% | 9,04% | 8,05% | 7,50% | 7,03% | 6,00% | 5,70% | 5,35% | 5,05% | 4,15% |
| Рисковые ожидания | 1,70% | 1,70% | 1,70% | 1,70% | 1,70% | 1,70% | 1,70% | 1,70% | 1,70% | 1,70% |
| Инфляция | 2,55% | 5,24% | 7,30% | 8,80% | 9,61% | 11,36% | 14,97% | 15,77% | 16,71% | 20,71% |
| Ставка дисконтирования | 14,53% | 16,70% | 17,91% | 18,95% | 19,31% | 20,05% | 23,59% | 24,04% | 24,69% | 27,86% |

Таблица Д.1 – Чувствительность ЧДД к возможным ставкам дисконтирования при CAPEX max

| E % | NPV, млн руб. CAPEX max | PI | Дисконтированный денежный поток, DCF, млн руб. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--------|----------------------------|------|--|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--|--------|--------|--------|--------|--------|---------|---------|---------|---------|------|------|--|------|------|
| | | | Дисконтированный денежный поток, DCF, млн руб. | | | | | | | | | | | | Дисконтированный денежный поток, DCF, млн руб. | | | | | | | | | | | | Дисконтированный денежный поток, DCF, млн руб. | | |
| | | | -1 | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 |
| 0% | 12233,29 | 7,93 | -1107,93 | -656,29 | 161,25 | 147,77 | 146,59 | 163,83 | 193,39 | 707,87 | 731,81 | 752,54 | 772,52 | 791,74 | 811,46 | 830,46 | 848,74 | 867,56 | 886,92 | 989,95 | 1012,63 | 1035,95 | 1059,93 | 1084,58 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 5% | 5828,40 | 4,20 | -1163,33 | -656,29 | 153,57 | 134,03 | 126,63 | 134,79 | 151,52 | 528,22 | 520,09 | 509,35 | 497,97 | 486,06 | 474,44 | 462,43 | 450,11 | 438,18 | 426,62 | 453,51 | 441,81 | 430,46 | 419,45 | 408,77 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 10% | 2667,15 | 2,42 | -1218,73 | -656,29 | 146,59 | 122,12 | 110,14 | 111,90 | 120,08 | 399,57 | 375,54 | 351,07 | 327,62 | 305,25 | 284,41 | 264,61 | 245,85 | 228,46 | 212,32 | 215,44 | 200,34 | 186,33 | 173,31 | 161,22 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 12,22% | 1794,01 | 1,94 | -1243,29 | -656,29 | 143,70 | 117,35 | 103,74 | 103,32 | 108,68 | 354,49 | 326,58 | 299,27 | 273,77 | 250,04 | 228,36 | 208,27 | 189,68 | 172,78 | 157,40 | 156,56 | 142,71 | 130,10 | 118,62 | 108,17 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 14,53% | 1095,67 | 1,57 | -1268,97 | -656,29 | 140,79 | 112,64 | 97,56 | 95,20 | 98,12 | 313,56 | 283,03 | 254,11 | 227,75 | 203,80 | 182,37 | 162,95 | 145,41 | 129,77 | 115,83 | 112,88 | 100,81 | 90,04 | 80,44 | 71,86 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 16,70% | 581,97 | 1,30 | -1293,01 | -656,29 | 138,17 | 108,49 | 92,22 | 88,32 | 89,33 | 280,17 | 248,19 | 218,69 | 192,36 | 168,93 | 148,36 | 130,10 | 113,93 | 99,79 | 87,41 | 83,60 | 73,28 | 64,23 | 56,31 | 49,38 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 17,91% | 344,21 | 1,18 | -1306,35 | -656,29 | 136,76 | 106,29 | 89,43 | 84,77 | 84,86 | 263,44 | 230,98 | 201,45 | 175,39 | 152,45 | 132,52 | 115,02 | 99,70 | 86,43 | 74,94 | 70,94 | 61,54 | 53,40 | 46,34 | 40,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 18,95% | 160,73 | 1,08 | -1317,87 | -656,29 | 135,57 | 104,44 | 87,10 | 81,84 | 81,22 | 249,92 | 217,22 | 187,79 | 162,06 | 139,64 | 120,32 | 103,52 | 88,94 | 76,43 | 65,69 | 61,64 | 53,01 | 45,59 | 39,22 | 33,74 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 19,31% | 101,16 | 1,05 | -1321,87 | -656,29 | 135,15 | 103,81 | 86,31 | 80,85 | 79,99 | 245,41 | 212,65 | 183,28 | 157,70 | 135,46 | 116,37 | 99,82 | 85,50 | 73,25 | 62,77 | 58,72 | 50,34 | 43,17 | 37,02 | 31,75 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 20% | -6,96 | 1,00 | -1329,52 | -656,29 | 134,38 | 102,62 | 84,83 | 79,01 | 77,72 | 237,06 | 204,24 | 175,02 | 149,72 | 127,87 | 109,21 | 93,14 | 79,33 | 67,57 | 57,57 | 53,54 | 45,64 | 38,91 | 33,18 | 28,29 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 20,05% | -14,27 | 0,99 | -1330,05 | -656,29 | 134,32 | 102,53 | 84,73 | 78,88 | 77,56 | 236,49 | 203,66 | 174,46 | 149,18 | 127,36 | 108,73 | 92,69 | 78,91 | 67,19 | 57,22 | 53,20 | 45,33 | 38,63 | 32,92 | 28,06 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 23,59% | -471,50 | 0,77 | -1369,29 | -656,29 | 130,47 | 96,74 | 77,65 | 70,22 | 67,07 | 198,64 | 166,16 | 138,26 | 114,84 | 95,23 | 78,97 | 65,40 | 54,08 | 44,73 | 37,00 | 33,41 | 27,66 | 22,89 | 18,95 | 15,69 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 24,04% | -519,94 | 0,74 | -1374,25 | -656,29 | 130,00 | 96,05 | 76,82 | 69,21 | 65,87 | 194,38 | 162,01 | 134,31 | 111,16 | 91,85 | 75,89 | 62,62 | 51,59 | 42,52 | 35,04 | 31,53 | 26,01 | 21,45 | 17,69 | 14,60 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 24,69% | -587,22 | 0,71 | -1381,46 | -656,29 | 129,32 | 95,05 | 75,62 | 67,78 | 64,17 | 188,37 | 156,18 | 128,80 | 106,04 | 87,16 | 71,65 | 58,81 | 48,20 | 39,51 | 32,40 | 29,00 | 23,79 | 19,52 | 16,02 | 13,15 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 27,86% | -869,48 | 0,58 | -1416,57 | -656,29 | 126,12 | 90,39 | 70,13 | 61,31 | 56,60 | 162,04 | 131,02 | 105,38 | 84,61 | 67,82 | 54,36 | 43,51 | 34,78 | 27,81 | 22,23 | 19,41 | 15,53 | 12,43 | 9,94 | 7,96 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 30% | -1026,08 | 0,51 | -1440,31 | -656,29 | 124,04 | 87,44 | 66,72 | 57,36 | 52,09 | 146,65 | 116,63 | 92,25 | 72,85 | 57,43 | 45,28 | 35,64 | 28,02 | 22,03 | 17,33 | 14,88 | 11,71 | 9,21 | 7,25 | 5,71 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 40% | -1533,36 | 0,31 | -1551,11 | -656,29 | 115,18 | 75,39 | 53,42 | 42,65 | 35,96 | 94,01 | 69,42 | 50,99 | 37,39 | 27,37 | 20,04 | 14,65 | 10,69 | 7,81 | 5,70 | 4,55 | 3,32 | 2,43 | 1,77 | 1,30 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |

Таблица Д.2 – Чувствительность ЧДД к возможным ставкам дисконтирования при CAPEX min

| Е % | NPV, млн руб. CAPEX min | PI | Дисконтированный денежный поток, DCF, млн руб. | | | | | | | | | | | | | | | | Дисконтированный денежный поток, DCF, млн руб. | | | | | | | | | | | | | | | | Дисконтированный денежный поток, DCF, млн руб. | | | | | | | | | | | | | | | |
|--------|-------------------------|------|--|----------|--------|---------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--|--------|--------|--------|--------|---------|---------|---------|---------|------|------|------|------|------|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|
| | | | -1 | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | 0% | 12369,88 | 13,45 | -623,71 | -369,46 | 131,82 | 116,49 | 113,43 | 128,77 | 156,38 | 668,88 | 690,82 | 709,50 | 727,40 | 744,51 | 762,07 | 778,87 | 794,92 | 811,46 | 828,50 | 994,55 | 1016,55 | 1039,19 | 1062,49 | 1086,46 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 5% | 6199,62 | 7,05 | -654,90 | -369,46 | 125,54 | 105,66 | 97,99 | 105,94 | 122,53 | 499,13 | 490,95 | 480,22 | 468,89 | 457,06 | 445,56 | 433,70 | 421,56 | 409,84 | 398,52 | 455,61 | 443,52 | 431,81 | 420,46 | 409,48 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 10% | 3186,66 | 4,02 | -686,08 | -369,46 | 119,84 | 96,27 | 85,22 | 87,95 | 97,10 | 377,57 | 354,50 | 330,99 | 308,49 | 287,04 | 267,10 | 248,17 | 230,26 | 213,68 | 198,34 | 216,44 | 201,12 | 186,91 | 173,73 | 161,50 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 12,22% | 2362,68 | 3,21 | -699,91 | -369,46 | 117,47 | 92,51 | 80,27 | 81,20 | 87,88 | 334,97 | 308,29 | 282,16 | 257,78 | 235,12 | 214,46 | 195,33 | 177,65 | 161,60 | 147,03 | 157,29 | 143,26 | 130,51 | 118,91 | 108,36 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 14,53% | 1706,27 | 2,57 | -714,37 | -369,46 | 115,09 | 88,80 | 75,50 | 74,83 | 79,34 | 296,29 | 267,18 | 239,58 | 214,45 | 191,64 | 171,27 | 152,83 | 136,18 | 121,38 | 108,20 | 113,40 | 101,20 | 90,33 | 80,63 | 71,99 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 16,70% | 1230,25 | 2,12 | -727,90 | -369,46 | 112,95 | 85,53 | 71,36 | 69,42 | 72,23 | 264,74 | 234,29 | 206,18 | 181,13 | 158,85 | 139,33 | 122,01 | 106,70 | 93,33 | 81,65 | 83,99 | 73,56 | 64,43 | 56,45 | 49,46 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 19,91% | 1010,45 | 1,91 | -735,41 | -369,46 | 111,80 | 83,79 | 69,20 | 66,62 | 68,62 | 248,93 | 218,05 | 189,93 | 165,14 | 143,36 | 124,45 | 107,87 | 93,38 | 80,84 | 70,00 | 71,27 | 61,78 | 53,56 | 46,45 | 40,28 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 18,95% | 841,58 | 1,76 | -741,89 | -369,46 | 110,82 | 82,33 | 67,40 | 64,32 | 65,67 | 236,16 | 205,05 | 177,05 | 152,60 | 131,31 | 112,99 | 97,09 | 83,30 | 71,49 | 61,36 | 61,93 | 53,22 | 45,73 | 39,31 | 33,79 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 19,31% | 786,90 | 1,71 | -744,15 | -369,46 | 110,48 | 81,83 | 66,79 | 63,55 | 64,68 | 231,89 | 200,74 | 172,80 | 148,48 | 127,38 | 109,28 | 93,61 | 80,08 | 68,52 | 58,63 | 58,99 | 50,54 | 43,30 | 37,11 | 31,80 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 20% | 687,88 | 1,62 | -748,45 | -369,46 | 109,85 | 80,89 | 65,64 | 62,10 | 62,85 | 224,01 | 192,80 | 165,01 | 140,97 | 120,24 | 102,57 | 87,36 | 74,30 | 63,20 | 53,77 | 53,79 | 45,82 | 39,03 | 33,26 | 28,34 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 20,05% | 681,20 | 1,61 | -748,75 | -369,46 | 109,80 | 80,83 | 65,56 | 62,00 | 62,72 | 223,47 | 192,25 | 164,48 | 140,46 | 119,76 | 102,11 | 86,93 | 73,91 | 62,85 | 53,45 | 53,45 | 45,51 | 38,75 | 33,00 | 28,11 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 23,59% | 266,29 | 1,23 | -770,84 | -369,46 | 106,66 | 76,26 | 60,09 | 55,19 | 54,23 | 187,70 | 156,86 | 130,35 | 108,13 | 89,55 | 74,17 | 61,33 | 50,65 | 41,84 | 34,56 | 33,57 | 27,76 | 22,96 | 19,00 | 15,72 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 24,04% | 222,76 | 1,19 | -773,63 | -369,46 | 106,27 | 75,71 | 59,44 | 54,40 | 53,26 | 183,67 | 152,93 | 126,63 | 104,67 | 86,37 | 71,27 | 58,73 | 48,32 | 39,77 | 32,74 | 31,68 | 26,11 | 21,52 | 17,74 | 14,62 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 24,69% | 162,47 | 1,14 | -777,69 | -369,46 | 105,72 | 74,93 | 58,51 | 53,27 | 51,89 | 177,99 | 147,43 | 121,44 | 99,85 | 81,96 | 67,28 | 55,15 | 45,14 | 36,96 | 30,26 | 29,14 | 23,88 | 19,58 | 16,06 | 13,17 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 27,86% | -88,04 | 0,92 | -797,46 | -369,46 | 103,10 | 71,26 | 54,27 | 48,18 | 45,77 | 153,11 | 123,68 | 99,35 | 79,66 | 63,77 | 51,05 | 40,81 | 32,58 | 26,01 | 20,77 | 19,50 | 15,59 | 12,46 | 9,97 | 7,97 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 30% | -224,96 | 0,81 | -810,82 | -369,46 | 101,40 | 68,93 | 51,63 | 45,08 | 42,12 | 138,58 | 110,09 | 86,98 | 68,59 | 54,01 | 42,52 | 33,43 | 26,25 | 20,61 | 16,19 | 14,95 | 11,75 | 9,24 | 7,27 | 5,72 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 40% | -653,13 | 0,47 | -873,20 | -369,46 | 94,16 | 59,43 | 41,34 | 33,52 | 29,08 | 88,83 | 65,53 | 48,08 | 35,21 | 25,74 | 18,82 | 13,74 | 10,02 | 7,30 | 5,33 | 4,57 | 3,33 | 2,43 | 1,78 | 1,30 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Таблица Е.1 – Чувствительность ЧДД к длительности эксплуатации энергоблока при CAPEX max

| Период эксплуатации | CAPEX max NPV, млн руб. | PI при CAPEX max | -1 | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 |
|---------------------|-------------------------|------------------|----------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 25 | 2 207,84 | 2.16 | -1243,29 | -656,29 | 143,70 | 117,35 | 103,74 | 103,32 | 108,68 | 354,49 | 326,58 | 299,27 | 273,77 | 250,04 | 228,36 | 208,27 | 189,68 | 172,78 | 157,40 | 156,56 | 142,71 | 130,10 | 118,62 | 108,17 | 98,64 | 89,97 | 82,06 | 74,86 | 68,30 |
| 24 | 2 139,55 | 2.13 | -1243,29 | -656,29 | 143,70 | 117,35 | 103,74 | 103,32 | 108,68 | 354,49 | 326,58 | 299,27 | 273,77 | 250,04 | 228,36 | 208,27 | 189,68 | 172,78 | 157,40 | 156,56 | 142,71 | 130,10 | 118,62 | 108,17 | 98,64 | 89,97 | 82,06 | 74,86 | 0,00 |
| 23 | 2 064,68 | 2.09 | -1243,29 | -656,29 | 143,70 | 117,35 | 103,74 | 103,32 | 108,68 | 354,49 | 326,58 | 299,27 | 273,77 | 250,04 | 228,36 | 208,27 | 189,68 | 172,78 | 157,40 | 156,56 | 142,71 | 130,10 | 118,62 | 108,17 | 98,64 | 89,97 | 82,06 | 0,00 | 0,00 |
| 22 | 1 982,62 | 2.04 | -1243,29 | -656,29 | 143,70 | 117,35 | 103,74 | 103,32 | 108,68 | 354,49 | 326,58 | 299,27 | 273,77 | 250,04 | 228,36 | 208,27 | 189,68 | 172,78 | 157,40 | 156,56 | 142,71 | 130,10 | 118,62 | 108,17 | 98,64 | 89,97 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 21 | 1 892,65 | 2.00 | -1243,29 | -656,29 | 143,70 | 117,35 | 103,74 | 103,32 | 108,68 | 354,49 | 326,58 | 299,27 | 273,77 | 250,04 | 228,36 | 208,27 | 189,68 | 172,78 | 157,40 | 156,56 | 142,71 | 130,10 | 118,62 | 108,17 | 98,64 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 20 | 1 794,01 | 1.94 | -1243,29 | -656,29 | 143,70 | 117,35 | 103,74 | 103,32 | 108,68 | 354,49 | 326,58 | 299,27 | 273,77 | 250,04 | 228,36 | 208,27 | 189,68 | 172,78 | 157,40 | 156,56 | 142,71 | 130,10 | 118,62 | 108,17 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 19 | 1 685,84 | 1.89 | -1243,29 | -656,29 | 143,70 | 117,35 | 103,74 | 103,32 | 108,68 | 354,49 | 326,58 | 299,27 | 273,77 | 250,04 | 228,36 | 208,27 | 189,68 | 172,78 | 157,40 | 156,56 | 142,71 | 130,10 | 118,62 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 18 | 1 567,21 | 1.83 | -1243,29 | -656,29 | 143,70 | 117,35 | 103,74 | 103,32 | 108,68 | 354,49 | 326,58 | 299,27 | 273,77 | 250,04 | 228,36 | 208,27 | 189,68 | 172,78 | 157,40 | 156,56 | 142,71 | 130,10 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 17 | 1 437,11 | 1.76 | -1243,29 | -656,29 | 143,70 | 117,35 | 103,74 | 103,32 | 108,68 | 354,49 | 326,58 | 299,27 | 273,77 | 250,04 | 228,36 | 208,27 | 189,68 | 172,78 | 157,40 | 156,56 | 142,71 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 16 | 1 294,40 | 1.68 | -1243,29 | -656,29 | 143,70 | 117,35 | 103,74 | 103,32 | 108,68 | 354,49 | 326,58 | 299,27 | 273,77 | 250,04 | 228,36 | 208,27 | 189,68 | 172,78 | 157,40 | 156,56 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 15 | 1 137,84 | 1.60 | -1243,29 | -656,29 | 143,70 | 117,35 | 103,74 | 103,32 | 108,68 | 354,49 | 326,58 | 299,27 | 273,77 | 250,04 | 228,36 | 208,27 | 189,68 | 172,78 | 157,40 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 14 | 980,43 | 1.52 | -1243,29 | -656,29 | 143,70 | 117,35 | 103,74 | 103,32 | 108,68 | 354,49 | 326,58 | 299,27 | 273,77 | 250,04 | 228,36 | 208,27 | 189,68 | 172,78 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 13 | 807,66 | 1.43 | -1243,29 | -656,29 | 143,70 | 117,35 | 103,74 | 103,32 | 108,68 | 354,49 | 326,58 | 299,27 | 273,77 | 250,04 | 228,36 | 208,27 | 189,68 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 12 | 617,98 | 1.33 | -1243,29 | -656,29 | 143,70 | 117,35 | 103,74 | 103,32 | 108,68 | 354,49 | 326,58 | 299,27 | 273,77 | 250,04 | 228,36 | 208,27 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 11 | 409,71 | 1.22 | -1243,29 | -656,29 | 143,70 | 117,35 | 103,74 | 103,32 | 108,68 | 354,49 | 326,58 | 299,27 | 273,77 | 250,04 | 228,36 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 10 | 181,35 | 1.10 | -1243,29 | -656,29 | 143,70 | 117,35 | 103,74 | 103,32 | 108,68 | 354,49 | 326,58 | 299,27 | 273,77 | 250,04 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 9 | -68,69 | 0.96 | -1243,29 | -656,29 | 143,70 | 117,35 | 103,74 | 103,32 | 108,68 | 354,49 | 326,58 | 299,27 | 273,77 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 8 | -342,46 | 0.82 | -1243,29 | -656,29 | 143,70 | 117,35 | 103,74 | 103,32 | 108,68 | 354,49 | 326,58 | 299,27 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 7 | -641,73 | 0.66 | -1243,29 | -656,29 | 143,70 | 117,35 | 103,74 | 103,32 | 108,68 | 354,49 | 326,58 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 6 | -968,32 | 0.49 | -1243,29 | -656,29 | 143,70 | 117,35 | 103,74 | 103,32 | 108,68 | 354,49 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 5 | -1 322,81 | 0.30 | -1243,29 | -656,29 | 143,70 | 117,35 | 103,74 | 103,32 | 108,68 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 4 | -1 431,48 | 0.25 | -1243,29 | -656,29 | 143,70 | 117,35 | 103,74 | 103,32 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 3 | -1 534,80 | 0.19 | -1243,29 | -656,29 | 143,70 | 117,35 | 103,74 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 2 | -1 638,54 | 0.14 | -1243,29 | -656,29 | 143,70 | 117,35 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |

Таблица Е.2 – Чувствительность ЧДД к длительности эксплуатации энергоблока при CAPEX min

| Период эксплуатации | CAPEX min | PI при CAPEX min | -1 | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 |
|---------------------|---------------|------------------|---------|---------|--------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | NPV, млн руб. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 25 | 2 776,52 | 3,60 | -699,91 | -369,46 | 117,47 | 92,51 | 80,27 | 81,20 | 87,88 | 334,97 | 308,29 | 282,16 | 257,78 | 235,12 | 214,46 | 195,33 | 177,65 | 161,60 | 147,03 | 157,29 | 143,26 | 130,51 | 118,91 | 108,36 | 98,75 | 90,01 | 82,05 | 74,81 | 68,21 |
| 24 | 2 708,31 | 3,53 | -699,91 | -369,46 | 117,47 | 92,51 | 80,27 | 81,20 | 87,88 | 334,97 | 308,29 | 282,16 | 257,78 | 235,12 | 214,46 | 195,33 | 177,65 | 161,60 | 147,03 | 157,29 | 143,26 | 130,51 | 118,91 | 108,36 | 98,75 | 90,01 | 82,05 | 74,81 | 0,00 |
| 23 | 2 633,50 | 3,46 | -699,91 | -369,46 | 117,47 | 92,51 | 80,27 | 81,20 | 87,88 | 334,97 | 308,29 | 282,16 | 257,78 | 235,12 | 214,46 | 195,33 | 177,65 | 161,60 | 147,03 | 157,29 | 143,26 | 130,51 | 118,91 | 108,36 | 98,75 | 90,01 | 82,05 | 0,00 | 0,00 |
| 22 | 2 551,44 | 3,39 | -699,91 | -369,46 | 117,47 | 92,51 | 80,27 | 81,20 | 87,88 | 334,97 | 308,29 | 282,16 | 257,78 | 235,12 | 214,46 | 195,33 | 177,65 | 161,60 | 147,03 | 157,29 | 143,26 | 130,51 | 118,91 | 108,36 | 98,75 | 90,01 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 21 | 2 461,43 | 3,30 | -699,91 | -369,46 | 117,47 | 92,51 | 80,27 | 81,20 | 87,88 | 334,97 | 308,29 | 282,16 | 257,78 | 235,12 | 214,46 | 195,33 | 177,65 | 161,60 | 147,03 | 157,29 | 143,26 | 130,51 | 118,91 | 108,36 | 98,75 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 20 | 2 362,68 | 3,21 | -699,91 | -369,46 | 117,47 | 92,51 | 80,27 | 81,20 | 87,88 | 334,97 | 308,29 | 282,16 | 257,78 | 235,12 | 214,46 | 195,33 | 177,65 | 161,60 | 147,03 | 157,29 | 143,26 | 130,51 | 118,91 | 108,36 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 19 | 2 254,32 | 3,11 | -699,91 | -369,46 | 117,47 | 92,51 | 80,27 | 81,20 | 87,88 | 334,97 | 308,29 | 282,16 | 257,78 | 235,12 | 214,46 | 195,33 | 177,65 | 161,60 | 147,03 | 157,29 | 143,26 | 130,51 | 118,91 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 18 | 2 135,41 | 3,00 | -699,91 | -369,46 | 117,47 | 92,51 | 80,27 | 81,20 | 87,88 | 334,97 | 308,29 | 282,16 | 257,78 | 235,12 | 214,46 | 195,33 | 177,65 | 161,60 | 147,03 | 157,29 | 143,26 | 130,51 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 17 | 2 004,90 | 2,87 | -699,91 | -369,46 | 117,47 | 92,51 | 80,27 | 81,20 | 87,88 | 334,97 | 308,29 | 282,16 | 257,78 | 235,12 | 214,46 | 195,33 | 177,65 | 161,60 | 147,03 | 157,29 | 143,26 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 16 | 1 861,64 | 2,74 | -699,91 | -369,46 | 117,47 | 92,51 | 80,27 | 81,20 | 87,88 | 334,97 | 308,29 | 282,16 | 257,78 | 235,12 | 214,46 | 195,33 | 177,65 | 161,60 | 147,03 | 157,29 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 15 | 1 704,35 | 2,59 | -699,91 | -369,46 | 117,47 | 92,51 | 80,27 | 81,20 | 87,88 | 334,97 | 308,29 | 282,16 | 257,78 | 235,12 | 214,46 | 195,33 | 177,65 | 161,60 | 147,03 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 14 | 1 557,32 | 2,46 | -699,91 | -369,46 | 117,47 | 92,51 | 80,27 | 81,20 | 87,88 | 334,97 | 308,29 | 282,16 | 257,78 | 235,12 | 214,46 | 195,33 | 177,65 | 161,60 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 13 | 1 395,71 | 2,31 | -699,91 | -369,46 | 117,47 | 92,51 | 80,27 | 81,20 | 87,88 | 334,97 | 308,29 | 282,16 | 257,78 | 235,12 | 214,46 | 195,33 | 177,65 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 12 | 1 218,06 | 2,14 | -699,91 | -369,46 | 117,47 | 92,51 | 80,27 | 81,20 | 87,88 | 334,97 | 308,29 | 282,16 | 257,78 | 235,12 | 214,46 | 195,33 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 11 | 1 022,73 | 1,96 | -699,91 | -369,46 | 117,47 | 92,51 | 80,27 | 81,20 | 87,88 | 334,97 | 308,29 | 282,16 | 257,78 | 235,12 | 214,46 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 10 | 808,27 | 1,76 | -699,91 | -369,46 | 117,47 | 92,51 | 80,27 | 81,20 | 87,88 | 334,97 | 308,29 | 282,16 | 257,78 | 235,12 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 9 | 573,15 | 1,54 | -699,91 | -369,46 | 117,47 | 92,51 | 80,27 | 81,20 | 87,88 | 334,97 | 308,29 | 282,16 | 257,78 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 8 | 315,37 | 1,29 | -699,91 | -369,46 | 117,47 | 92,51 | 80,27 | 81,20 | 87,88 | 334,97 | 308,29 | 282,16 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 7 | 33,21 | 1,03 | -699,91 | -369,46 | 117,47 | 92,51 | 80,27 | 81,20 | 87,88 | 334,97 | 308,29 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 6 | -275,07 | 0,74 | -699,91 | -369,46 | 117,47 | 92,51 | 80,27 | 81,20 | 87,88 | 334,97 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 5 | -610,04 | 0,43 | -699,91 | -369,46 | 117,47 | 92,51 | 80,27 | 81,20 | 87,88 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 4 | -697,92 | 0,35 | -699,91 | -369,46 | 117,47 | 92,51 | 80,27 | 81,20 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 3 | -779,12 | 0,27 | -699,91 | -369,46 | 117,47 | 92,51 | 80,27 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 2 | -859,40 | 0,20 | -699,91 | -369,46 | 117,47 | 92,51 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |