

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  
РАБОТА БАКАЛАВРА**

**ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТА АТОМНОЙ  
ЭНЕРГЕТИКИ С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕХАНИЗМОВ ПРОЕКТ-  
НОГО ФИНАНСИРОВАНИЯ (НА ПРИМЕРЕ АЭС «АККУЮ»)**

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) образо-  
вательной программы)

Выполнил студент  
гр. 3733801/61401 \_\_\_\_\_ В.В. Бразовская

Руководитель  
доцент ВИЭШ  
д.э.н., доцент \_\_\_\_\_ Т.Ю. Кудрявцева

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**

**SUBSTANTIATION OF A NUCLEAR POWER PROJECT'S EFFEC-  
TIVENESS USING PROJECT FINANCING INSTRUMENTS (ON  
THE EXAMPLE OF NPP "AKKUYU")**

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 \_\_\_\_\_ V.V. Brazovskaya

Supervisor  
Associate Professor at the GSIE,  
Dr. Sc. (Economics), Associate Prof. \_\_\_\_\_ T.Y. Kudryavtseva

Consultant  
for standards compliance \_\_\_\_\_ T.M. Bugaeva

St. Petersburg  
2020

## РЕФЕРАТ

На 76 с., 12 рисунков, 19 таблиц, 4 формулы, 3 приложения.  
КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА, ПРОЕКТНОЕ ФИНАНСИРОВАНИЕ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОЕКТА, АЭС.

Тема выпускной квалификационной работы: «Обоснование эффективности проекта атомной энергетики с применением механизмов проектного финансирования (на примере АЭС «Аккую»)».

Данная работа посвящена исследованию особенностей определения эффективности проекта с применением проектного финансирования, а также его чувствительности. В ходе исследования решались следующие задачи:

1. Исследование методики обоснования эффективности инвестиционных проектов в атомной энергетике, а также её особенности при применении механизмов проектного финансирования.

2. Исследование энергетического рынка Турецкой Республики и его характеристика.

3. Характеристика инвестиционного проекта АЭС «Аккую».

4. Оценка эффективности инвестиционного проекта АЭС «Аккую».

5. Проведение анализа чувствительности проекта.

Актуальность данной темы обусловлена перспективностью реализации данных проектов в странах с растущим потреблением электроэнергии, не обладающих большими запасами природных ресурсов.

Данная работа выполнялась с использованием официальных источников информации по проекту и научной и учебной литературы.

Из официальных источников был определен размер капитальных вложений, а также рассчитаны операционные затраты, которые вместе составляют денежные оттоки. За притоки денежных средств были взяты рассчитанные поступления от реализации электроэнергии. Согласно научной литературе, были приняты три сценария развития и по методологии инвестиционного анализа были рассчитаны основные показатели эффективности. Также был проведен анализ чувствительности показателей эффективности к изменениям размеров капитальных вложений и к изменению цены на электроэнергию.

В результате расчетов проект можно охарактеризовать как прибыльный, но рискованный, что обуславливает высокая чувствительность показателей. Но данный результат можно интерпретировать положительно ввиду имеющихся тенденций сдержанного роста капитальных затрат, а также значительного роста цен на электроэнергию в Турецкой Республике.

## ABSTRACT

76 pages, 12 figures, 19 tables, 4 formulas, 3 appendices.

**KEYWORDS:** ATOMICS, PROJECT FINANCING, PROJECT'S EFFECTIVENESS, NUCLEAR POWER STATION.

The subject of the graduate qualification work is "Substantiation of a nuclear power project's effectiveness using project financing instruments (on the example of NPP "Akkuyu")".

The given work is devoted to the research what is the particularities of determining the effectiveness project with using the project financing, as well as its response capacity. The research set the following goals:

1. Research of the methodology for substantiating investment projects' effectiveness in the nuclear power industry and its special aspects while using project financing.
2. Research of the energy market in the Republic of Turkey and its characteristics.
3. Characteristics of the NPP "Akkuyu" investment project.
4. Evaluating the effectiveness of the NPP "Akkuyu" investment project.
5. Conducting a project response capacity analysis.

The relevance of this topic is due to the prospects of implementing these projects in countries with growing electricity consumption, which do not have mineral wealth.

This work was performed using official project's materials and sources and academic literature.

The amount of capital investment was determined from official sources, and operating costs were calculated, which together constitute cash outflows. The future cash inflows were taken as the calculated proceeds from the electricity sales. According to scientific literature, three development scenarios were adopted and the main performance indicators were calculated using the methodology of investment analysis. We also analyzed the sensitivity of efficiency indicators to changes in the amount of capital investments and to changes in the price of electricity.

As a result of calculations, the project can be described as profitable, but risky, which causes a high sensitivity of indicators. But this result can be interpreted positively due to the fact that the price of electricity in the Republic of Turkey tends to increase and the growth of capital expenditures is restrained.

**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  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

студенту Бразовской Виктории Владимировне гр.№3733801/61401  
фамилия, имя, отчество (при наличии), номер группы

1. Тема работы: Обоснование эффективности проекта атомной энергетики с применением механизмов проектного финансирования (на примере АЭС «Аккую»)
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): 1. Теоретические основы инвестиционного проектирования и оценки эффективности проектов. Применение проектного финансирования в реализации крупномасштабных инвестиционных проектов атомной энергетики. 2. Общая характеристика проекта АЭС «Аккую», структура финансирования проекта АЭС «Аккую» и его значение для энергетического рынка Турецкой Республики. 3. Обоснование применения проектного финансирования и расчет эффективности проекта АЭС «Аккую».
5. Перечень графического материала (с указанием обязательных чертежей): 1. Результаты анализа энергетического рынка Турецкой Республики. 2. Результаты оценки эффективности проекта АЭС «Аккую».
6. Консультанты по работе:
7. Дата выдачи задания «13» марта 2020 г.

Руководитель ВКР \_\_\_\_\_ ( \_\_\_\_\_ )  
подпись расшифровка

Задание принял к исполнению «13» марта 2020 г.

Студент \_\_\_\_\_ ( \_\_\_\_\_ )  
подпись расшифровка

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	8
1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТОВ .....	10
1.1. Понятие инвестиций, инвестиционной деятельности и инвестиционного проекта .....	10
1.2. Виды эффективности и критерии оценки эффективности инвестиционных проектов в атомной энергетике .....	14
1.3. Применение проектного финансирования в реализации крупномасштабных инвестиционных проектов атомной энергетике .....	22
2. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТА АЭС «АККУЮ» И ЕГО ЗНАЧЕНИЕ ДЛЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА ТУРЕЦКОЙ РЕСПУБЛИКИ .....	32
2.1. Характеристика рынка энергетики Турецкой Республики и его состояние в настоящее время .....	32
2.2. Описание проекта АЭС «Аккую» и его основные участники .	42
2.3. Значение реализации проекта АЭС «Аккую» для Турецкой Республики .....	47
3. ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОЕКТНОГО ФИНАНСИРОВАНИЯ И РАСЧЕТ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТА АЭС «АККУЮ» .....	49
3.1. Методика оценки экономической эффективности инвестиционных проектов с применением проектного финансирования .....	49
3.2. Оценка эффективности реализации проекта АЭС «Аккую» ...	55
3.3. Анализ чувствительности проекта АЭС «Аккую» .....	59
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	64
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	69
ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	71
ПРИЛОЖЕНИЕ Б .....	73
ПРИЛОЖЕНИЕ В .....	75

## ВВЕДЕНИЕ

Атомная энергетика – это отрасль энергетики, в которой тепловую и электрическую энергию получают через преобразование ядерной энергии.

Рассматривая атомную энергетику как альтернативу углеводородным источникам энергии, ядерный сектор имеет стратегическое значение для стран, территории которых не богаты энергетическими ресурсами. Атомная энергетика помогает таким странам поддерживать энергетический баланс и обеспечивать потребности в энергии и тепле за счет внутренних ресурсов, не прибегая к импорту энергоносителей или готовой энергии из-за рубежа.

К таким странам относится Турецкая Республика. Растущий спрос на электроэнергию в данной стране не может быть полностью удовлетворен только тепловыми электростанциями, работающими на твердом или жидком топливе, а использование ВИЭ имеет погодную и сезонную привязанность.

В связи с отсутствием в Турецкой Республике атомного сектора энергетики, Правительство страны рассматривает данный сектор как приоритетную часть энергетической политики на ближайшее время. Данная стратегия направлена, с одной стороны, на покрытие растущих потребностей в электроэнергии внутри страны, а, с другой стороны, на снижение зависимости Турецкой Республики от зарубежных поставщиков углеводородного сырья.

Российская Федерация, в свою очередь, заинтересована в экспорте технологий для атомной энергетики и всегда рассматривала Турецкую Республику как ключевого партнера в реализации проектов энергетики в Европе.

В связи с этим, актуальность реализации проекта строительства АЭС «Аккую» в Турецкой Республике, а также необходимость обоснования инвестиционного проекта, определили выбор темы для исследования в данной работе. А в связи со значительной капиталоемкостью проектов атомной энергетики, необходимо рассмотреть проектное финансирование, как приоритетный механизм реализации подобных проектов.

Целью бакалаврской работы является обоснование эффективности реализации проекта АЭС «Аккую» с применением механизмов проектного финансирования.

Для решения данной цели поставлены и решены следующие задачи:

- исследование методики обоснования эффективности инвестиционных проектов в атомной энергетике;

- сбор информации о проектном финансировании и его применении;
- исследование энергетического рынка Турецкой Республики и его характеристика;
- выявление особенностей определения эффективности проекта, если данный проект реализуется с помощью механизмов проектного финансирования;
- характеристика инвестиционного проекта АЭС «Аккую»;
- оценка эффективности инвестиционного проекта АЭС «Аккую»;
- анализ чувствительности проекта.

Предметом исследования являются основы оценки инвестиционных проектов, как теоретические, так и практические.

Объектом исследования является инвестиционный проект АЭС «Аккую».

Данная работа выполнялась с использованием официальных материалов и источников, определяющих методологию оценки инвестиционных проектов.

Предмет исследования, его цели и задачи определили логику и структуру работы, состоящей из введения, трех глав основного текста, заключения, списка использованных источников и приложения.



# 1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТОВ

## 1.1. Понятие инвестиций, инвестиционной деятельности и инвестиционного проекта

Развитие энергетического комплекса требует значительных средств и их рационального использования. Данные средства могут быть привлечены через реализацию крупномасштабных и привлекательных для инвесторов проектов.

Инвестиции — слово иностранного происхождения (от лат. *investire*, нем. *investition*), что в переводе означает долгосрочное вложение капитала в какие-либо объекты, социально-экономические программы, проекты в собственной стране или за рубежом с целью получения дохода и социального эффекта.

Инвестиции в западной экономической литературе рассматриваются в единстве двух аспектов: ресурсов (капитальных ценностей) и вложений (затрат). По мнению Дж. М. Кейнса, инвестиции - это часть дохода за данный период, которая не была использована для потребления, текущий прирост ценностей капитального имущества в результате производительной деятельности данного периода. Это определение, которое не является исчерпывающим, отличает достаточно четкое выделение двух сторон инвестиций: ресурсов (аккумулированных с целью накопления дохода) и вложений (использования ресурсов), обеспечивающих прирост капитального имущества [1].

Термин "инвестиции" в России стал широко использоваться в годы рыночных реформ. В отечественной и зарубежной научной литературе имеется ряд определений понятия инвестиций. Наиболее распространенным, часто встречающимся является такое понятие инвестиций: это долгосрочные вложения денежных средств и иного капитала в собственной стране или за рубежом в объекты различной деятельности, предпринимательские проекты, социально-экономические программы, инновационные проекты в целях получения дохода или достижения иного полезного эффекта [2].

В Федеральном законе «Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений» от 25 февраля 1999 г. N 39-ФЗ инвестициям дается следующее определение: «Инвестиции — денежные средства, ценные бумаги, в том числе имущественные права, имеющие денежную оценку, вкладываемые в объекты предпринимательской и (или) иной деятельности

в целях получения прибыли и (или) достижения иного полезного эффекта» [3].

Термину «инвестиционная деятельность» можно дать широкое и узкое определение. По широкому определению инвестиционная деятельность - это деятельность, связанная с вложением средств в объекты инвестирования с целью получения дохода (эффекта).

Подобная трактовка содержится в Законе «Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений», в соответствии с которым: «Инвестиционная деятельность — это деятельность по вложению инвестиций и осуществлению практических действий в целях получения прибыли или достижения иного полезного эффекта» (ст. 1 Федерального закона от 25 февраля 1999 г. № 39-ФЗ «Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений»).

Инвестиционная деятельность опосредуется инвестиционными отношениями, возникающими на основе договоров между участниками инвестиционной деятельности и выступающими предметом гражданско-правового регулирования. Публичная организация инвестиционной деятельности реализуется в рамках публичных отношений, выступающих предметом публичного регулирования (законодательного, административного, процессуального). Характер инвестиционных (частных) отношений определяется характером инвестиционной деятельности, основанной на собственном интересе инвестора, свободе его воли, а также природой деятельности публичной власти, устанавливающей и контролирующей пределы свободы инвестиционной деятельности.

В узком смысле инвестиционная деятельность (инвестирование), представляет собой процесс преобразования инвестиционных ресурсов во вложения [4].

Движение инвестиций включает две основные стадии. Содержанием первой стадии «инвестиционные ресурсы – вложение средств» является собственно инвестиционная деятельность. Вторая стадия «вложение средств – результат инвестирования» предполагает окупаемость осуществленных затрат и получение дохода в результате использования инвестиций.

Она характеризует взаимосвязь и взаимообусловленность двух необходимых элементов любого вида экономической деятельности: затрат и их отдачи.

С одной стороны, экономическая деятельность связана с вложением средств, с другой стороны, целесообразность этих вложений

определяется их отдачей. Без получения дохода (эффекта) отсутствует мотивация инвестиционной деятельности, вложение инвестиционных ресурсов осуществляется с целью возрастания авансированной стоимости. Поэтому инвестиционную деятельность в целом можно определить, как единство процессов вложения ресурсов и получения доходов в будущем.

В соответствии с Законом «Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений», участниками инвестиционной деятельности являются инвесторы, заказчики, подрядчики, пользователи объектов инвестиционной деятельности, другие лица [1]. По российскому законодательству ими могут быть хозяйствующие субъекты, банковские и небанковские финансово-кредитные институты, посреднические организации, инвестиционные биржи, граждане Российской Федерации, иностранные юридические и физические лица, государства и международные организации.

Инвесторами могут являться вкладчики, покупатели, заказчики, кредиторы и другие участники инвестиционной деятельности.

Пользователи объектов инвестиционной деятельности – это юридические, физические лица, государственные и муниципальные органы власти, иностранные государства, международные объединения и организации, использующие объекты инвестиционной деятельности.

Субъектами инвестиционной деятельности могут выступать одновременно и как инвесторы, и как пользователи объектов инвестиционной деятельности, а также совмещать функции других участников этой деятельности. Если инвестор и пользователь объектов инвестиционной деятельности являются различными субъектами, то отношения между ними оформляются договором об инвестировании. На договорной (контрактной) основе инвесторы могут привлекать юридических и физических лиц, необходимых для размещения инвестиций. Инвесторы осуществляют самостоятельный выбор объектов инвестирования, определяют направления, объемы и эффективность инвестиций, контролируют их целевое использование. Являясь собственниками инвестиционных ресурсов, они имеют право владеть, распоряжаться и пользоваться объектами и результатами инвестиционной деятельности, осуществлять реинвестирование.

Отличительными характерными признаками инвестиционной деятельности являются:

- риск
- самостоятельность;

- систематичность;
- имущественная и иные виды ответственности;
- легитимность;
- регистрация субъекта, ведущего деятельность.

С воспроизводственной точки зрения также важно выделение валовых инвестиций, реновационных инвестиций и чистых инвестиций, где валовые инвестиции представляют собой всю совокупность инвестиций, направленных на воспроизводство основных средств и нематериальных активов за определенный период.

Реновационные инвестиции характеризуют объем инвестиций в простое воспроизводство основных средств и амортизируемых нематериальных активов за определенный период.

Чистые инвестиции характеризуют капитал, инвестируемый в расширенное воспроизводство основных средств и нематериальных активов. Чистые инвестиции образуются за счет уменьшения объема валовых инвестиций на амортизации [5].

Инвестиционный проект, по мнению В.В. Бочарова, представляет собой обоснование экономической целесообразности, объема и сроков проведения капитальных вложений, включая необходимую документацию, которая разрабатывается в соответствии с принятыми стандартами, а также – описание оптимальных практических действий по осуществлению определенных инвестиций [6].

Для того, чтобы более полно охватить в предлагаемых характеристиках многофункциональность понятия «инвестиционный проект», Р.Б. Тянь выделяет два значения. Первое значение – это дело, деятельность, мероприятие, предусматривающее осуществление комплекса определенных действий с целью достижения определенной цели или – конкретные действия инвестора по реализации своих инвестиционных намерений, заключающиеся в комплексе мероприятий, которые осуществляет инвестор с целью реализации своего плана наращивания капитала [7].

Вторым значением понятия «инвестиционный проект» автор считает документированный инвестиционный план или систему организационно-правовых и расчетно-финансовых документов, которые необходимы для осуществления определенных действий или тех, которые описывают такие действия, то есть специально подготовленную документацию, содержащую максимально полное описание и обоснование всех характеристик и особенностей будущего инвестирования.

Однако наиболее емкую трактовку этого понятия предлагают И.И. Мазур, В.Д. Шапиро [8]. Инвестиционный проект они понимают

как инвестиционную акцию, которая предусматривает вложения определенного количества ресурсов, в том числе интеллектуальных, финансовых, человеческих, материальных для получения запланированного результата и достижения определенной цели в оговоренные сроки. По мнению авторов, каждый проект как система деятельности способен существовать лишь такой период времени, который необходим для того, чтобы получить конечный результат.

Следовательно, это понимание должно быть учтено в процессе определения времени существования конкретного инвестиционного проекта, срока его окупаемости, эффективности его результатов.

Каждый инвестиционный проект проходит этапы его осуществления. Прохождение этих этапов называется жизненным циклом проекта.

Всего у каждого проекта можно выделить три этапа:

- перед тем, как инвестор осуществит инвестиции, необходимо разработать бизнес-план. Он содержит подробное описание и обоснование планируемых действий, какие мероприятия, в какие сроки будут проходить и что в итоге получится. Какая выгода будет получена в итоге реализации проекта, также будет закреплена в бизнес-плане. Кроме этого, на данном этапе составляются все необходимые сметы. Стоит отметить, что все расчеты производятся на основе проведенных исследований, в том числе и маркетинговых. Все расходы, понесенные на этом этапе, впоследствии будут входить в состав амортизационных отчислений;

- непосредственно инвестирование. На этом этапе приобретается необходимое оборудование, недвижимость, начинаются строительные работы. Передумать делать инвестиции на данном этапе нельзя, поскольку инвестор в этом случае понесет колоссальные денежные потери;

- третий этап – эксплуатационный. На нем происходит возврат вложений, скорректированных на понесенные эксплуатационные расходы. От продолжительности этапа напрямую зависит доход от инвестиций.

## **1.2. Виды эффективности и критерии оценки эффективности инвестиционных проектов в атомной энергетике**

Финансово-экономическая оценка инвестиционных проектов занимает центральное место в процессе обоснования и выбора возможных вариантов инвестирования в операции с реальными акти-

вами. В значительной степени она основывается на проектном анализе. Цель проектного анализа – определить результат (ценность) проекта. Как правило для этого применимо следующее выражение:

Результат проекта = Цена проекта - Затраты на проект

Прогнозная оценка проекта является достаточно сложной задачей, что подтверждается рядом факторов:

- инвестиционные расходы могут производиться или в разовом порядке, или на протяжении длительного времени;
- период достижения результатов реализации инвестиционного проекта может быть больше или равен расчетному периоду;
- проведение длительных операций приводит к росту неопределенности при оценке всех аспектов инвестиций, то есть к росту инвестиционного риска.

Эффективность – категория, отражающая соответствие проекта целям и интересам его участников.

Осуществление эффективных проектов увеличивает поступающий в распоряжение общества внутренний валовой продукт (ВВП), который затем делится между участвующими в проекте субъектами (фирмами, акционерами и работниками, банками, бюджетами разных уровней и пр.). Поступлениями и затратами этих субъектов определяются различные виды эффективности ИП.

В литературе принято оценивать следующие виды эффективности:

- эффективность проекта в целом;
- эффективность участия в проекте.

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

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

Показатели общественной эффективности учитывают социально-экономические последствия осуществления ИП для общества в целом, в том числе как непосредственные результаты и затраты проекта, так и “внешние”: затраты и результаты в смежных секторах экономики, экологические, социальные и иные внеэкономические эффекты.

Показатели коммерческой эффективности проекта учитывают финансовые последствия его осуществления для единственного участника, реализующего ИП, в предположении, что он производит

все необходимые для реализации проекта затраты и пользуется всеми его результатами.

Показатели эффективности проекта в целом характеризуют с экономической точки зрения технические и организационные проектные решения.

Эффективность участия в проекте определяется с целью проверки реализуемости ИП и заинтересованности в нем всех его участников.

Эффективность участия в проекте включает:

- эффективность для предприятий-участников;
- эффективность инвестирования в акции предприятия (эффективность для акционеров);
- эффективность участия в проекте структур более высокого уровня по отношению к предприятиям-участникам ИП, в том числе:
  - региональную и народнохозяйственную эффективность – для отдельных регионов и народного хозяйства РФ;
  - отраслевую эффективность – для отдельных отраслей народного хозяйства, финансово-промышленных групп, объединений предприятий и холдинговых структур;
  - бюджетную эффективность ИП (эффективность участия государства в проекте с точки зрения расходов и доходов бюджетов всех уровней) [9].

В настоящей работе мы рассмотрим оценку коммерческой эффективности проекта по сооружению АЭС.

Первичным «ядром» системы индикаторов конкурентоспособности проекта АЭС является такой набор технико-экономических параметров реактора, который обеспечивает инвестиционную привлекательность проекта, т.е. его гарантированную окупаемость или прибыльность (микроуровень).

После опубликования в 2000 г. рекомендаций МАГАТЭ по экономической оценке тендерных предложений в отношении АЭС на основе «приведенной стоимости электроэнергии» на всем жизненном цикле электрогенерирующей установки LCOE (Levelized Cost of Electricity) в зарубежной и отечественной литературе величина LCOE, представляющая собой минимальную стоимость отпускаемой электроэнергии, становится основным критерием конкурентоспособности проектов различных электростанций [10]. Однако главным критерием прибыльности инвестиционного проекта служит так называемый «чистый дисконтированный доход» NPV (Net Present Value). Из его математического определения вытекают другие вспомогательные критерии: приведенная стоимость электроэнергии LCOE, внутренняя

норма доходности проекта (IRR) и дисконтированный период окупаемости инвестиций ( $T_{ок}$ ). Акцент в ряде работ только на приведенной стоимости электроэнергии, являющейся действительно удобным параметром для сравнения различных электрогенерирующих установок, может привести к противоречию с критерием прибыльности проекта NPV.

Чистый дисконтированный доход NPV (руб.) – это приведенная к начальному моменту времени накопленная (суммированная) за время жизненного цикла  $T$  (лет) «чистая дисконтированная прибыль». В формуле (1) произведен расчет показателя. Учитывая, что ежегодные денежные затраты (оттоки)  $C_t = K_t + Y_t$  (руб./год) делят для удобства анализа на две составляющие – капитальные затраты  $K_t$  и эксплуатационные затраты  $Y_t$ , общее выражение для NPV разбивается на две части с разными пределами суммирования.

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{R_t - C_t}{(1+p)^t}, \quad (1)$$

где  $R_t - C_t$  – чистая прибыль в году  $t$ , определяемая как разность между потоком ожидаемой ежегодной выручки (Revenue)  $R_t$  и потоком ожидаемых расходов (Costs)  $C_t$ . Каждая годовая разница ( $R_t - C_t$ ) приводится к начальному моменту времени путем умножения на коэффициент приведения (коэффициент дисконтирования)  $(1+p)^{-t}$ . Величина  $p$  (1/год) – ставка (норма) дисконтирования. Она характеризует годовую доходность проекта аналогично доходности (проценту) банковского вклада (депозита) и должна превышать стоимость привлекаемого для инвестиций капитала. Существуют многочисленные рекомендации для выбора ставки дисконтирования с учетом инфляции, рисков инвестиций и других факторов, влияющих на доходность проекта. Для предварительных сравнительных оценок разных энергетических проектов за рубежом часто используют одинаковые ставки дисконтирования 3, 5 (или 7) и 10 %/год. Капитальные затраты учитываются только во время строительства объекта в период времени длительностью  $T_c$ , т.е. от  $t = 0$  до  $t = T_c$  (рисунок 1), а эксплуатационные затраты  $Y_t$  и выручка  $R_t$  – только в процессе эксплуатации продолжительностью  $T_s$ , т.е. с момента времени  $t = T_c$  до  $t = T \equiv T_c + T_s$ . Моментом приведения в формуле является первый год проекта. В ряде работ за год приведения принимается первый год эксплуатации объекта. Результат расчета NPV от выбора года приведения не зависит.



Предпочтительными являются инвестиции с наибольшим положительным чистым дисконтированным доходом (неотрицательным), т.е. с накопленной прибылью. Иначе говоря, инвестиционные расходы на сооружение АЭС должны покрываться и окупаться за счет генерации и продажи электроэнергии. Следовательно, знак критерия NPV означает, что проект прибыльный ( $NPV > 0$ ) или убыточный ( $NPV < 0$ ) к концу его жизненного цикла. При  $NPV = 0$  проект окупается только в момент окончания его жизненного цикла, который для АЭС может превышать 100 лет.

Дисконтированный период окупаемости определяется последовательным расчетом  $NPV(t)$  как функции времени (длительности жизненного цикла  $T$ ). Как показано на рисунке 2, к моменту окончания сооружения АЭС ( $T = T_c$ ) величина NPV достигает наибольшего отрицательного значения вследствие понесенных капитальных затрат.

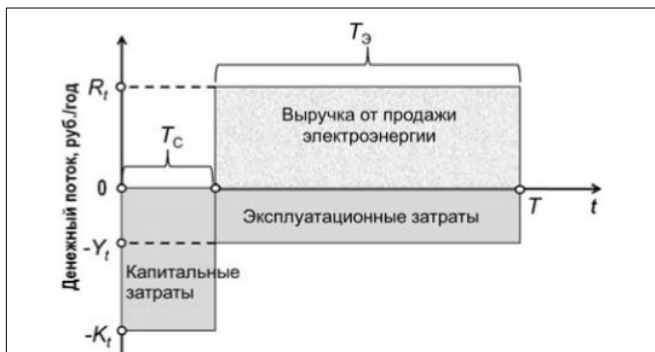


Рисунок 1 - Базовая схема ожидаемых ежегодных денежных потоков инвестиционного проекта (сооружение и эксплуатация электростанции) на всем протяжении жизненного цикла длительностью  $T$

Затем с ростом времени  $T > T_c$  отрицательная величина NPV уменьшается благодаря прекращению капитальных вложений и поступлению доходов от продажи продукции, и в момент времени  $T_{ок}$  кривая  $NPV(T)$  проходит через ноль. Это является моментом (точкой) окупаемости проекта. Дальнейшее увеличение длительности жизненного цикла проекта (эксплуатации электростанции) приводит к росту положительной величины NPV, достигающей наибольшего значения к окончанию эксплуатации АЭС.

Наилучшим является инвестиционный проект с наименьшим периодом окупаемости (периодом возврата инвестиций). В общем случае для численного расчета  $T_{ок}$  достаточно приравнять NPV нулю.

Величина NPV существенно снижается с ростом ставки дисконтирования. Максимально возможная ставка дисконтирования, при которой  $NPV = 0$  в конце жизненного цикла, называется внутренней нормой доходности IRR, т.е. при  $p = IRR$  имеем  $NPV = 0$  и  $T_{ок} = T_c + T_o$ .

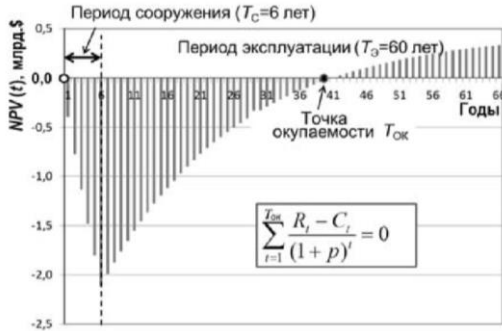


Рисунок 2 - Пример зависимости чистого дисконтированного дохода инвестиционного проекта NPV от длительности жизненного цикла T (лет)

Важно подчеркнуть, что для безубыточности проекта ставка дисконтирования может варьироваться в пределах от нуля до IRR. Величина IRR важна также для оценки верхнего уровня процентной ставки привлеченных финансовых ресурсов (кредита). Соответственно, чем выше IRR, тем больше возможностей найти необходимое количество инвестиционных ресурсов на рынке. Чем больше величина IRR и разность  $(IRR - p)$ , тем более положительным оказывается NPV и тем устойчивее проект (меньше риски).

В общем случае определить величину IRR можно по формуле (2).

$$NPV = -IC + \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+IRR)^t}, \quad (2)$$

где CF – суммарный денежный поток за период t, t – порядковый номер периода, IC – сумма первоначальных инвестиций.

Также для оценки эффективности проекта АЭС можно рассмотреть приведённую стоимость электроэнергии.

Расчет этого коэффициента при анализе эффективности планируемых инвестиций делается потому что IRR показывает максимально допустимый относительный уровень расходов, которые могут

быть ассоциированы с данным проектом. Например, если проект полностью финансируется за счет ссуды коммерческого банка, то значение IRR показывает верхнюю границу допустимого уровня банковской процентной ставки, превышение которой делает проект убыточным:

- если  $IRR > r$ , то проект следует принять;
- если  $IRR < r$ , то проект следует отвергнуть;
- если  $IRR = r$ , то проект ни прибыльный, ни убыточный.

Входящую в выражение для NPV годовую выручку  $R$  от продажи электроэнергии можно представить в виде произведения годовой производительности электростанции  $E$  (кВт·ч/год) на цену  $\Pi$  единицы проданной (отпущенной) продукции руб/(кВт·ч):  $R = E \cdot \Pi$ . Очевидно, что чем меньше отпускная цена, тем меньше выручка и NPV. Минимально возможная цена продукции, при которой  $NPV = 0$ , и проект окупается в конце его жизненного цикла, называется приведенной стоимостью единицы продукции или приведенной себестоимостью (в нашем случае  $\min \Pi \equiv LCOE$ ). Предпочтителен тот проект, для которого приведенная (дисконтированная) стоимость электроэнергии минимальна и ниже рыночной стоимости.

$$NPV = Z \times \left( \frac{\Pi}{LCOE} - 1 \right), \quad (3)$$

где  $Z$  – приведенные затраты,  $\Pi$  – цена единицы проданной (отпущенной) продукции руб/(кВт·ч).

Отметим, что приведенные затраты  $Z$  широко используются для сравнения проектов с одинаковым типом продуктов, например, различных электростанций. Предпочтительным считается проект с минимальными приведенными затратами, что обеспечивает наибольшую величину NPV и наименьшую величину приведенной стоимости электроэнергии при прочих равных условиях.

Из последнего выражения следует, что величина NPV определяется двумя параметрами: полными приведенными затратами  $Z$  и превышением отпускной цены  $\Pi$  над LCOE (т.е. «маржой») (рис. 3). Величина LCOE должна быть меньше существующего в данном регионе тарифа на электроэнергию  $\Pi$ . В противном случае проект АЭС (или ТЭС, или СЭС и др.) убыточен. Из определения LCOE следует, что проекты с высокими капитальными затратами, характерными для АЭС, могут быть успешными (иметь наименьшую LCOE) при малых ставках дисконтирования, т.е. при дешевых кредитах [11].

Также для принятия решений относительно инвестиционного проекта проводят анализ чувствительности.

В широком смысле, анализ чувствительности оценивает степень изменчивости выходного параметра к изменению одного из входных параметров при условии, что остальные входные параметры остаются неизменными.

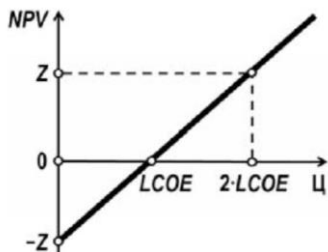


Рисунок 3 - Зависимость чистого дисконтированного дохода инвестиционного проекта NPV (руб.) от цены отпускаемой электроэнергии Ц (руб./кВт·ч), LCOE – приведенная стоимость электроэнергии

При анализе чувствительности инвестиционного проекта, как правило, оценивается воздействие изменения объема продаж, переменных затрат, постоянных затрат, ставки дисконтирования, ставки налога на прибыль и т.п. на его чистую приведенную стоимость (англ. Net Present Value, NPV). Помимо чистой приведенной стоимости проекта в качестве выходного параметра могут также использоваться внутренняя норма доходности (англ. Internal Rate of Return, IRR), дисконтированный срок окупаемости (англ. Discounted Payback Period) и т.п. Проведения этого вида анализа позволяет оценить устойчивость проекта к факторам риска.

При проведении анализа чувствительности инвестиционного проекта следует придерживаться следующего алгоритма:

- рассчитывается значение выходного параметра (например, чистая приведенная стоимость) при базовом сценарии;
- рассчитывается значение выходного параметра при изменении одного из входных параметров (остальные входные параметры остаются неизменными);
- рассчитывается процентное изменение входного и выходного параметра относительно базового сценария;
- рассчитывается степень чувствительности выходного параметра к изменению входного параметра путем деления процентного изменения выходного параметра на процентное изменение входного параметра.

В общем виде формулу оценки чувствительности можно записать, как показано в формуле (4).

$$\text{Чувствительность} = \frac{\text{Процентное изменение выходного параметра}}{\text{Процентное изменение входного параметра}} \quad (4)$$

Такие расчеты проводятся для всех входных параметров. Это позволяет выделить факторы риска, которые представляют наибольшую уязвимость для инвестиционного проекта.

### **1.3. Применение проектного финансирования в реализации крупномасштабных инвестиционных проектов атомной энергетики**

Энергетика по своей специфике является капиталоемкой отраслью. Для осуществления крупных инвестиционных проектов требуются значительные денежные вложения, которые могут быть непостоянны государству или мелким инвесторам. В настоящее время в мировой практике для реализации крупномасштабных проектов в области энергетики (особенно при строительстве АЭС, т.к. данный вид электростанций считается наиболее капиталоемким), рекомендуется использовать механизмы проектного финансирования.

В настоящее время можно заметить, что различные виды финансирования редко используются в чистом виде. Например, проектное финансирование на основе ГЧП, где сохраняется роль государства в участии и финансировании проектов как ключевой заинтересованной стороны и зачастую как инициатора проекта. Однако государство стремится быть не инвестором, а регулятором, который создает условия и гарантии для успешного проекта и привлекает частный капитал.

В условиях мирового финансового кризиса частный сектор также испытывает дефицит инвестиционных ресурсов и стремится к разделению финансового бремени между участниками. Таким образом, еще раз подтверждается, что практикуется применение более сложных форм финансирования. При сохранении тенденций к диверсификации источников поступления капитала проектное финансирование окончательно оформилось как одна из приоритетных форм реализации новых проектов в атомной энергетической отрасли.

В настоящее время многие авторы уделяют внимание проблемам проектного финансирования и разработкой путей их решения. Э.Р. Йескомб в своей книге “Принципы проектного финансирования” отмечает, что проектное финансирование – это самый сложный вариант инвестиционного проекта. В нем собраны все проблемы, весь

опыт анализа и организации, все финансовые и рыночные механизмы, которые применяются при долгосрочных финансовых вложениях [12].

Проектное финансирование – это метод привлечения долгосрочного заемного финансирования для крупных проектов посредством «финансового инжиниринга», основанный на заимствовании под денежный поток, генерируемый только самим проектом; он зависит от детальной оценки создания проекта, операционных рисков и рисков дохода и их распределения между инвесторами, займодавцами и другими участниками на основании контрактов и других договорных соглашений. Проектное финансирование – это относительно новая финансовая дисциплина, которая за последние двадцать лет получила широкое распространение.

И. А. Никоновой выделяет проектное финансирование как мультиинструментальную форму финансирования специально созданной для реализации проекта компании (SPV), при которой будущие денежные потоки проекта являются основным обеспечением возврата заемных средств и выплаты дохода инвесторам. Отсюда вытекает одна из главных особенностей проектного финансирования – необходимость создания специальной обособленной компании (SPV), которая и будет вести деятельность, направленную на привлечение ресурсов и инвесторов, осуществлять всю реализацию проекта, а также расплачиваться с кредиторами [13].

Рассматривая проект строительства АЭС «Аккую», можно заметить, что генеральный заказчик и инвестор проекта - АО «АККУЮ НУКЛЕАР» (AKKUYU NÜKLEER ANONİM ŞİRKETİ), компания, специально учрежденная для управления проектом. Кроме того, проект сооружения АЭС «Аккую» - первый в мире проект АЭС, реализуемый по модели ВОО (Build – Own – Operate = Строй – Владей – Эксплуатируй). Это означает, что компания АО АККУЮ НУКЛЕАР отвечает не только за проектирование и строительство, но и за обслуживание, эксплуатацию и вывод станции из эксплуатации. Такая модель служит не только дополнительным обеспечением качества строительства, так как всю последующую эксплуатацию будет также осуществлять компания отрасли, но и гарантом для инвесторов. Это показывает, что мировое строительство постепенно отходит от привычных ЕРС/ЕРСМ контрактов, переходя к более перспективным ВОО.

Структура проектного финансирования может отличаться в зависимости от специфики финансирования проекта, особенностей

назначения проекта, а также от вида договора (контракта), являющегося основой для финансирования. Но существуют общие черты, лежащие в основе механизма проектного финансирования:

- проектное финансирование используется для финансирования относительно «обособленного» проекта (с юридической и экономической сторон) через юридическое лицо, реализующее этот проект (проектную компанию);

- как правило, проектное финансирование применяется для нового проекта, а не для уже созданного бизнеса;

- доля привлеченного капитала в общем объеме финансирования проекта составляет 70–80% (большой «финансовый рычаг»);

- для заемного капитала проектного финансирования инвесторы не предоставляют обеспечение или гарантии либо обеспечение или гарантии не полностью покрывают финансовые риски по проекту;

- основными гарантиями для кредиторов являются контракты компании, лицензии и исключительные права использования и разработки ценных активов или технологии и производство конкурентоспособной продукции;

- кредиторы при выплате процентов и тела долга рассчитывают в основном на поступление денежных средств от реализации проекта, а не на стоимость активов и финансовые показатели компании;

- проект имеет ограниченный срок жизни – срок действия контракта или лицензии на виды работ или разработку активов, срок ввода в эксплуатацию объектов или сооружений, начало серийного выпуска продукции.

В настоящее время в осуществлении проектного финансирования активное участие принимают международные финансово-кредитные институты (МБРР, ЕБРР, МВФ и др.). Именно их деятельность позволяет сформулировать основополагающие принципы проектного финансирования:

- целевой характер (например, сооружение электростанции);

- долгосрочный характер вложений капитала (10 – 20 лет);

- использование инструментов минимизации кредитного риска (диверсификация риска вложений капитала путем привлечения частных инвесторов, крупных банков; предоставление им государственных гарантий; детальное изучение финансово-экономического положения заемщика и т. д.);

- построение адекватной привлекаемым источникам финансирования (внутренним или внешним) организационно-финансовой модели реализации проекта;

- включение высокой премии за финансовый риск в стоимость кредитов и займов (5-7% годовых) [14].

Наряду с вышеперечисленными особенностями механизма проектного финансирования присущи также следующие принципы:

- «комплексный анализ, разделение рисков между заинтересованными сторонами проекта и их мониторинг;

- использование показателей, характеризующих «запас прочности» проекта;

- тендерный подход к выбору поставщиков и подрядчиков;

- развитая система контрактного права;

- «комплексный мониторинг реализации проекта».

Структуры проектного финансирования различаются между собой для различных промышленных секторов, а также при заключении различных договоров: не существует такого понятия, как стандартное проектное финансирование, так как каждый договор имеет свои собственные уникальные характеристики. Но существуют общие принципы, лежащие в основе подхода проектного финансирования. Стандартная модель проектного финансирования по сооружению крупного промышленного объекта (например, завода или АЭС) представлена на рисунке 4.



Рисунок 4 – Участники проектного финансирования

В данной модели показано: конечный покупатель (бенефициарий) по проекту не берет на себя 100% расходов по проекту, а использует механизм создания проектной компании для реализации



данного конкретного проекта. Бенефициарий может являться конечным покупателем сооружаемого объекта (завода, генерирующего источника, др.), или покупателем продукции этого объекта, или контрагентом по толлинговым операциям. Между ним и инвесторами-заказчиками заключается контракт или договор о намерениях о приобретении сооружаемого объекта или соглашение о гарантированных покупках (в случае АЭС – гарантированных покупках электроэнергии).

Для конечного покупателя данная модель имеет следующие основные преимущества:

- это может быть единственный способ реализовать капиталоемкий проект;
- не происходит замораживания финансовых ресурсов на длительный срок в рамках сооружения объекта (завода или АЭС);
- в проектной компании концентрируются компетенции для реализации и управления проектом сооружения объекта (таким образом, функции по управлению проектом для конечного покупателя выводятся на аутсорсинг);
- риски, возникающие в отношениях с исполнителями конкретных работ, берет на себя проектная компания.

В случае реализации международного проекта к выше представленной модели добавляется ряд новых игроков и функциональных элементов, а именно:

- гарант для страхования политических рисков;
- зарубежные и местные инвесторы.

Механизм проектного финансирования всегда предполагает создание целой системы гарантий, защищающих как интересы сторон, предоставляющих кредиты, так и учредителей проектной компании.

Общей целью создания такой системы является распределение всех рисков, связанных с реализацией проекта, между сторонами таким образом, чтобы каждая из сторон несла на себе только те риски, эффективными инструментами управления которыми она располагает. Использование функциональных гарантий участников проекта позволяет обеспечить стабильность будущего денежного потока. Примером таких гарантий может быть заключение меморандумов о взаимопонимании, предоставление партнерами «комфортных писем». С покупателями заключаются договора, «привязывающие» их к проектной компании. Возможно также получение гарантий от спонсоров проекта или государства – о создании на определенный срок специальных условий, способствующих реализации проекта.

Кроме упомянутой выше АЭС «Аккую», можно рассмотреть механизм применения проектного финансирования на примере строительства других АЭС. Например, АЭС «Олкилуото-3» в Финляндии. В рамках данного проекта пул ведущих энергетических и промышленных компаний через совместное предприятие Teollisuuden Voima Oyj (TVO) инвестирует в сооружение и эксплуатацию нового энергоблока АЭС, планируя вернуть вкладываемые финансовые средства путем получения электроэнергии (преимущественно для собственных нужд, а также для продажи избытка на рынке электроэнергии Северной Европы). Пятую часть финансирования проекта обеспечивают собственные средства TVO, остальной объем — за счет кредитов. Структура источников привлеченных средств диверсифицированная: ее основу составляет синдицированный револьверный банковский кредит, выданный 15 банками под ставку в 2,6% годовых. Кредиты получены инвесторами при поддержке французского государственного экспортно-кредитного агентства (ЭКА) COFACE [15].

В других проектах используются другие источники. Например, при строительстве АЭС «Ханхикиви» Росатом организует финансирование через ЭКА, Фонд национального благосостояния и российские и международные банки.

В целом примеров использования проектного финансирования очень немного, однако в последнее время крупнейшие российские компании либо непосредственно объявили о планах использования этого механизма, либо инициировали проекты, которые в мировой практике традиционно реализуются на основе проектного финансирования. В связи с этим представляется важным отметить проблемы, затрудняющие использование проектного финансирования. В первую очередь к ним относятся существенные недостатки российского законодательства, которые снижают инвестиционную привлекательность отечественных проектов, ведут к появлению ряда проблем и не позволяют использовать преимущества проектного финансирования российскими компаниями. В частности, существенные юридические и финансовые риски для иностранных инвесторов и кредиторов приводят:

- к отказу от участия в российских проектах или повышению стоимости предоставляемого капитала;
- к вынужденному предоставлению спонсорам и кредиторам дополнительных гарантий, часто диспропорциональных;
- к более высокой кредитной нагрузке на баланс российских предприятий;

- к увеличению издержек и времени на подготовку, структурирование и анализ сделок;
- к частичному выводу российских проектов из российской юрисдикции, созданию проектных компаний в зарубежных юрисдикциях;
- к использованию зарубежного права для разработки и реализации проектов по требованию иностранных кредиторов.

Наличие этих и других недостатков привело к созданию проекта федерального закона «О внесении изменений в Гражданский кодекс Российской Федерации и другие законодательные акты Российской Федерации (в части развития проектного финансирования)».

Основной идеей и целью законопроекта является создание условий для проектного финансирования, его эффективного правового регулирования для привлечения частного капитала в долгосрочные проекты по развитию транспортной, энергетической, жилищно-коммунальной и социальной инфраструктур.

Стоит упомянуть про финансирование внутринациональных поставок в проекте сооружения АЭС. Согласно рекомендациям МАГАТЭ, базовым принципом в финансовом планировании является следующий: отечественные затраты должны покрываться из отечественных финансовых источников. Строгость этого требования в разных странах варьируется, но важность его нельзя недооценивать. Невозможность собрать достаточно средств из отечественных источников может привести к отставаниям от графика, а, следовательно, и финансовым перерасходам.

При определении доли внутринациональных поставок оборудования и услуг заказчик оценивает возможности кредитования со стороны своей национальной банковской системы или правительственных грантов. Согласно документу ОЭСР «Отраслевое понимание экспортных кредитов для АЭС», в «Классификации руководства для официально поддерживаемых экспортных кредитов», агентство по экспортным кредитам экспортирующей страны может предоставить не более 85% зарубежных инвестиций. Остальное должно финансироваться через коммерческие кредиты. Необходимо подчеркнуть, что при финансировании проекта сооружения АЭС коммерческие банки предпочитают выдавать синдицированные кредиты, что позволяет распределять риски.

При отсутствии достаточного финансирования из отечественных источников, разрыв покрывается с помощью использования зарубежных источников, что таит в себе риск негативного влияния валют-

ного курса. Следует также учитывать, что если электростанция работает только на внутреннем рынке, то прибыль за продажу электроэнергии она получает в национальной валюте.

Источниками фондов в национальной валюте для инвестирования в электроэнергетику могут быть правительственные займы, а также выпуск (обычных) акций или аккумулированная прибыль управляющей организации владельца – генерирующей компании. Фонды генерирующей компании также могут быть сформированы или от продаж акций, или из накопления прибыли. Эти источники могут также пополняться кредитами, полученными на национальном рынке капиталов.

В развивающихся странах финансовые возможности генерирующих компаний (заказчиков АЭС) сильно ограничены в связи с неэффективными внутренними денежными потоками. Последнее является результатом несоответствующих тарифов на электроэнергию, которые иногда даже не покрывают операционные расходы и обслуживание долга. В связи с этим особенно важна роль правительства в установлении эффективных тарифов на электроэнергию.

Говоря о роли государства в крупных инвестиционных проектах, реализуемых в энергетическом комплексе, можно заключить, что она двойственна. С одной стороны, оно выдает разрешительные документы, может участвовать в качестве акционера, спонсора проекта, предоставлять гарантии. С другой стороны, важны интересы государства как собственника природных ресурсов. Его принципиальное решение о готовности предоставить природные ресурсы во временное пользование специализированной компании является стартовым для подготовки, финансирования и реализации крупных инфраструктурных инвестиционных проектов в энергетическом комплексе.

В целом представляется, что по сравнению с другими видами финансирования крупных инвестиционных проектов в сфере энергетики проектное финансирование имеет следующие преимущества:

- привлечение значительного дополнительного объема ресурсов для финансирования капиталоемких инвестиционных проектов;
- реализация проектов стадии «start up»;
- привлечение финансирования для реализации проекта в новой компании;
- снижение проектных рисков путем их распределения на кредиторов, контрагентов (подрядчиков, покупателей продукции и т. д.) и прочих участников;
- возможность сохранения контроля над стратегическими активами при минимизации вложений собственных средств;

- более жесткий контроль инвесторов за результатами по сравнению с традиционным финансовым контролем государства за использованием средств;
- отсутствие жестких требований к финансовому состоянию компании-заемщика (проект осуществляет новая компания);
- минимизация страховых рисков за счет создания общества в стране происхождения капитала, а управляющей компании (как 100%-й дочке проектного общества) – в стране реализации проекта;
- возможность отсрочки возврата основного долга до вывода производства на проектную мощность;
- снижение нагрузки на балансы компаний-участников;
- транспарентность проекта: так как проект выведен в отдельную структуру, его активы и пассивы четко идентифицированы, легче установить и контролировать его затраты и доходы;
- эффект финансового рычага, увеличивающий доходность для инвестора и включающий «налоговый щит»;
- наличие у международных агентств программ по проектному финансированию с более привлекательными условиями, чем корпоративные кредиты.

Тем не менее, несмотря на существенные преимущества проектного финансирования как вида финансирования крупных инвестиционных проектов в сфере энергетики, для него характерен ряд недостатков:

- получение выгод и погашение долгов зависит от будущих денежных потоков проекта;
- высокие затраты на подготовку проектной документации, скрупулезное проведение экономической, финансовой, технической, экологической, маркетинговой и других экспертиз;
- жесткий контроль спонсора-инвестора за реализацией инвестиционного проекта;
- обязательное привлечение внешних экспертов и консультантов;
- риск потери независимости заемщика.

Целый ряд рисков, присущих проектному финансированию во всех отраслях (колебания цен на продукцию, изменения политической ситуации и экологических стандартов и др.), в энергетике усугубляется долгосрочным характером проектов и их высокой стоимостью: так, период окупаемости инвестиций, например, в проектах строительства крупной электростанции или нефтепровода может составлять 15–25 лет.

Несмотря на имеющиеся недостатки и целый ряд рисков, различные формы проектного финансирования были использованы для реализации крупных инвестиционных проектов в ряде развитых и развивающихся стран. Его применение нарастало на протяжении последних четырех десятилетий в сфере добычи полезных ископаемых, электроэнергетики, транспортной системы и других важнейших отраслей.

На развивающихся рынках проектное финансирование дает возможность хорошо структурированным и экономически обоснованным проектам быть реализованными даже в том случае, когда организаторы проекта не в состоянии предоставить необходимый объем финансирования и взять на себя все риски, связанные с реализацией проекта. Разработанный механизм разделения инвестиционных затрат, рисков и вознаграждения между заинтересованными сторонами позволяет повысить вероятность привлечения необходимых средств, и соответственно, реализацию проекта.

Проектное финансирование позволяет мобилизовать значительные средства для реализации отдельных проектов, однако требует значительной работы по выявлению и минимизации рисков. Каждый проект имеет свой набор рисков; простых универсальных правил для работы с ними не существует.

Поэтому необходимо тщательно подходить к формированию структуры финансирования, исходя из особенностей каждого отдельного проекта.

## **2. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТА АЭС «АККУЮ» И ЕГО ЗНАЧЕНИЕ ДЛЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА ТУРЕЦКОЙ РЕСПУБЛИКИ**

### **2.1. Характеристика рынка энергетики Турецкой Республики и его состояние в настоящее время**

Рост потребности в использовании электроэнергии непосредственно связан с экономическим развитием и увеличением численности населения страны, в связи с чем правительство Турции проводит активную политику в сфере модернизации отрасли. На повестке дня стоит также проблема диверсификации источников получения электроэнергии и повышения энергоэффективности экономики в целом. Начавшийся в 1980-х гг. процесс приватизации государственной собственности затронул и энергетику, требовавшей притока инвестиций и модернизации мощностей. Идея заключалась в сокращении государственного участия и либерализации отрасли электроэнергетики. В начале 1990-х гг. государственная компания ТЕК (Türkiye Elektrik Kurumu) была разделена на ТЕАŞ (Türkiye Elektrik A.Ş.), в функции которой входили выработка, передача и оптовая продажа электроэнергии, и ТЕДАŞ (Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş.) – распределение электроэнергии. Позднее в 2001 г. с принятием Закона «О регулировании рынка электроэнергии» ТЕАŞ был реструктурирован и на его основе были созданы самостоятельные предприятия: ЕÜАŞ (Elektrik Üretim A.Ş., производство электроэнергии), ТЕТАŞ (Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş, оптовая продажа электроэнергии) и ТЕİАŞ (Türkiye Elektrik İletim A.Ş., передача электроэнергии). В результате доля частного сектора в установленной электрической мощности увеличилась с 22% в 2000 г. до 45% в 2008 г., и до 58% в 2013 г. [16]

Потребности Турции в энергоресурсах до последнего времени характеризовались высоким ростом. В 2005-2015 гг. энергопотребление Турции увеличилось на 45 млн т н. э., или 46%, и составило 131 млн т н. э. Страна еще достаточно далека от прохождения пика спроса на энергию: только за 2015 год внутренний спрос на энергоресурсы в Турции повысился на 7% [17]. Это существенно отличает Турцию от стран ЕС, где спрос на энергоресурсы в целом снижается. До 2014 г. включительно в стране наблюдался устойчивый рост спроса на уголь, природный газ и нефтепродукты, однако в 2015 г. произошел слом тенденций: потребление угля и газа существенно снизилось, в то время как спрос на жидкие углеводороды продолжал расти. Кроме того, Турция наращивает потребление электроэнергии, однако в 2015 г. темпы роста этого показателя также резко снизились по сравнению с предыдущим годом

(3% в 2015 г. против более чем 10% в 2014 г.) [18], хотя и остаются одними из самых высоких в Европе.

Установленная мощность всех источников электроэнергии Турции в конце 2018 года составила 88550,8 МВт, что на 3,9% больше, чем годом ранее. Общее увеличение составило 3350,78 МВт. На 1 018,3 МВт увеличилась установленная мощность гидроэлектростанций, на 218,8 МВт - геотермальных электростанций, на 489,2 МВт - ветровых электростанций и на 1642,14 МВт - солнечных электростанций. Установленная мощность тепловых электростанций, наоборот, сократилась на 17,66 МВт.

Производство электроэнергии в Турции в 2018 году составило 304801,9 млн кВт\*ч, что на 2,5% больше, чем годом ранее, а потребление составило 304166,9 млн кВт\*ч, что на 7464,8 млн кВт\*ч, что на 2,5% больше.

Электроэнергию импортируют из Болгарии, Грузии, Греции. Общий объем импортированной электроэнергии в 2018 году составил 2476,9 ГВт\*ч. Также электроэнергия экспортируется в Грузию, Болгарию, Сирию и Грецию. Объем экспортируемой электроэнергии в 2018 году составил 3111,9 ГВт\*ч.

Доля возобновляемых источников энергии в производстве электроэнергии в Турции составляет 28% (ЕТКВ, 2018). Турция намерена повысить этот показатель до 30% в рамках стратегии развития до 2023 года [19].

Динамика использования основных энергоресурсов в Турецкой Республике представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Доли энергоресурсов в производстве электроэнергии и общее производство электроэнергии [26]

Год	Общее производство	Уголь	Жидкое топливо	Природный газ	Гидро-ресурсы	ВИЭ и переработанные отходы
	ГВт-ч	(% )				
2006	176 300	26,4	2,4	45,8	25,1	0,3
2007	191 558	27,9	3,4	49,6	18,7	0,4
2008	198 418	29,1	3,8	49,7	16,8	0,6
2009	194 813	28,6	2,5	49,3	18,5	1,2
2010	211 208	26,1	1,0	46,5	24,5	1,9



Окончание таблицы 1

2011	229 395	28,8	0,4	45,4	22,8	2,6
2012	239 497	28,4	0,7	43,6	24,2	3,1
2013	240 154	26,6	0,7	43,8	24,7	4,2
2014	251 963	30,2	0,9	47,9	16,1	4,9
2015	261 783	29,1	0,9	37,9	25,6	6,5
2016	274 408	33,7	0,7	32,5	24,5	8,6
2017	297 278	32,8	0,4	37,2	19,6	10,0
2018	304 802	37,2	0,1	30,3	19,7	12,7

Распределение и динамика использования энергоресурсов в выработке электроэнергии в отчетном периоде представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Распределение и динамика использования энергоресурсов в выработке электроэнергии в 2017-2018 годах [19]

Тип энергоресурса	2017		2018		Изменение
	ГВт-ч	%	ГВт-ч	%	
Уголь	97476,3	32,80%	113248,6	37,20%	16,20%
Жидкое топливо	1199,9	0,40%	329,1	0,10%	-72,60%
Природный Газ	110490	37,20%	92482,8	30,30%	-16,30%
Бытовые отходы и отработанное тепло	2972,3	1,00%	3622,9	1,20%	21,90%
Гидроэнергия	58218,5	19,60%	59938,4	19,70%	3,00%
Геотермальная энергия	6127,5	2,10%	7431	2,40%	21,30%
Энергия ветра	17903,8	6,00%	19949,2	6,50%	11,40%
Энергия солнца	2889,3	1,00%	7799,8	2,60%	170,00%
Итого	297277,5	100%	304801,9	100%	2,50%

По данным таблицам можно сделать вывод, что в основе стратегии развития энергетики Турецкой Республики лежит переход к возобновляемым источникам энергии. Страна отходит от импорта нефтепродуктов и природного газа в пользу увеличения использования энергии ветра и солнца. В анализируемом периоде использование солнца, как источника энергии, увеличилось на 170%, а ветра – на 11,4%.

Оценочный экономический потенциал ветра составляет 48–50 ГВт (порядка 38 ГВт – наземные установки и 10 ГВт – морские установки), согласно ветровому атласу, подготовленному ГДВЭ. В настоящее время общая мощность лицензированных ветроэнергетических установок составляет 9 690 МВт; лицензии на все эти установки были выданы в период между 2002 и 2013 годами. Целью является достижение установленной мощности в объеме 20 ГВт к 2023 году.

Атлас потенциала солнечной энергии в Турции (GEPА) выявил потенциал в объеме 380 ТВт\*час (35 млн. т. н.э.), исходя из общей среднегодовой продолжительности солнечного сияния, составляющей 2 640 часов (общий суточный показатель – 7,2 часа), и общей солнечной радиации 1500 кВт\*час/м<sup>2</sup> в год (общий суточный показатель – 4,1 кВт\*час/м<sup>2</sup>).

Имеется потенциал использования биомассы, в числе которой 4,8 млн. тонн лесной биомассы и свыше 15,3 млн. тонн сельскохозяйственных отходов общей теплотворной способностью 303 ПДж. В целом, потенциал биомассы в Турции составляет 8,7 млн. т. н.э. При консервативном сценарии, это могло бы обеспечить топливом 600 МВт установленной мощности.

Геотермальный потенциал для целей отопления составляет 31500 МВт. ГДВЭ оценивает экономический потенциал геотермальной энергии для выработки электроэнергии в 2000 МВт, из которых в конце октября 2013 года уже используется 311 МВт. Существует 27 лицензированных проектов по строительству объектов общей мощностью приблизительно 656 МВт; 11 из них частично или полностью сданы в эксплуатацию. В конце 2010 года потенциалом, достаточным для выработки электроэнергии, обладали 17 из 190 геотермальных полей.

Теоретический гидроэнергетический потенциал составляет 433 ТВт\*час в год, а технически реализуемый потенциал - 216 ТВт\*час в год. Экономически обоснованный потенциал производства электроэнергии на плотинных ГЭС составляет 160 ТВт\*час в год, из которых в 2012 году было выработано 41,9 ТВт\*час. Экономический потенциал русловых ГЭС составляет 38 ТВт\*час в год, из которых в 2012 году было выработано 12,5 ТВт\*час. В целом, на долю Турции приходится 16% экономического гидропотенциала Европы [20].

Анализируя насыщение территории Турции полезными ископаемыми, можно выявить, почему делается упор на увеличение использования угля (в анализируемом периоде использование угля, как энергоресурса, увеличилось на 16,2%). Территория Турции богата залежами черного и бурого угля, хромитов, медной и железной руды, также добываются свинцовые и цинковые руды и сера. В отношении нефтепродуктов можно сказать, что в Турции не обнаружено крупных разведанных запасов нефти, в связи с чем, приходится импортировать её из-за рубежа. Поэтому наблюдается снижение использования жидкого топлива на 72,6%. Такая же тенденция наблюдается и с природным газом, который также импортируют: за последние 15 лет его доля в производстве электроэнергии сократилась на 15,5%.

По итогам 2015 года резервы доступной к добыче нефти в Турции составили 334,5 млн. баррелей. Если не будут открыты новые запасы, этого количества, при нынешних темпах добычи, хватит на 19 лет.

Турция уделяет серьезное внимание повышению в потреблении доли ресурсов, добытых на территории страны. В этой связи за последние 10 лет отмечен заметный рост объемов поисковых работ. В 2015 году госкомпанией ТРАО было проведено 27,3 бригад/месяц геологических работ, другими компаниями 28,3 бригад/месяц, другими компаниями 19,3 бригад/месяц. Компанией ТРАО было проведено 29,6 бригад/месяц геофизических исследований, другими компаниями 19,3 бригад/месяц. В 2015 году пробурена 64 скважина. Из них – 38 поисковые скважины и скважины для подтверждения резервов, 24 скважины для добычи.

Серьезное внимание в Турции уделяется поиску новых месторождений. Данная работа ведется как самостоятельно госкомпанией ТРАО, так и в сотрудничестве с зарубежными компаниями (Tiway Turkey Ltd., Petrol Ofisi A.Ş., Foinavon Energy Inc., NVT Perenco, Amity Oil, Shell Upstream Turkey BV). Наряду с поисковыми работами на континентальных площадках, особый акцент был сделан на поиске нефти в море: Черноморское побережье, Восточное Средиземноморье, а также в непосредственной близости от побережья Турецкой Республики Северного Кипра [21].

Что касается возобновляемых источников энергии, действительно, климатические условия Турции позволяют сделать упор на выработку энергии за счет ВИЭ. Количество солнечных дней в году здесь может достигать до 300, даже зимой на большинстве территорий Турции тепло и не выпадает снег. Поэтому доля ВИЭ в энергобалансе страны увеличивается (доля ВИЭ в балансе энергоресурсов увеличилась с 0,3%

до 12%). В энергетической стратегии Турецкой Республики намечена цель: увеличить долю ВИЭ в балансе энергоресурсов до 30%.

На основе данной таблицы можно составить диаграмму, которая проиллюстрирует структуру источников энергии в Турции в 2018 году. Данный результат представлен на рисунке 5.

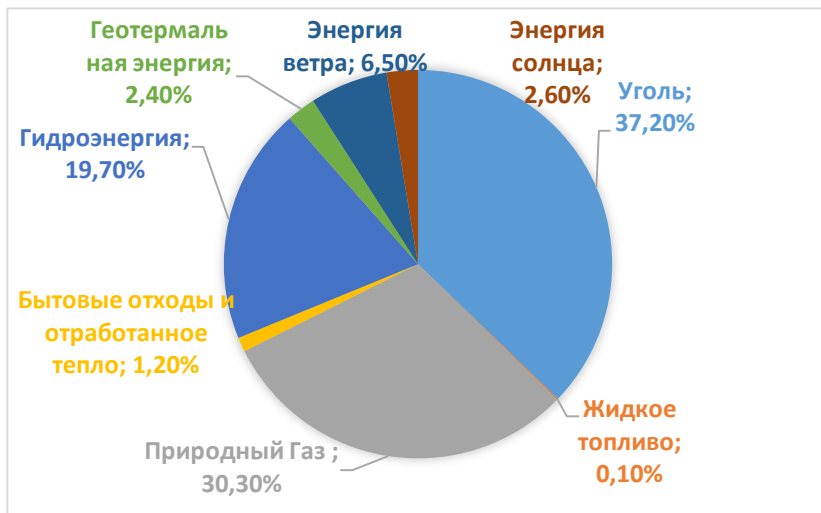


Рисунок 5 – Распределение производства электроэнергии в Турции по источникам энергии в 2018 г.

По данной диаграмме мы видим, что основу в производстве электроэнергии в Турецкой Республике составляют тепловые электростанции, работающие на угле и природном газе и гидроэлектростанции, использующие энергию воды. Турция только начала переход на использование ВИЭ. Страна стремится обеспечить потребности в энергии за счет использования внутренних (местных) ресурсов при минимальных затратах. К этому можно отнести увеличение доли ВИЭ, увеличение энергетического разнообразия через использование новых источников, как, например, ядерная энергия. Также приоритетным направлением для развития энергетики страны считается активизация работ по исследованию и разработке углеводородных ресурсов как в стране, так за границей.

Исследуя объем и потребление энергии в стране, можно сказать, что общий объем произведенной электроэнергии в 2017 году составил 297277,5 ГВт\*ч, в то время как объем потребления составил 296702,1 ГВт\*ч. В 2018 году объем производства составил

304801,9 ГВт\*ч, а объем потребления - 304166,9 ГВт\*ч. Значения за соответствующие годы показаны в таблице 3.

Таблица 3 – Производство-потребление электроэнергии в Турции в 2017-2018 годах [19]

Тип производства	2017		2018		Изменение
	ГВт-ч	%	ГВт-ч	%	
Теплоэлектростанции	212138,5	71,40%	209683,5	68,80%	-1,20%
Гидроэнергия	58218,5	19,60%	59938,4	19,70%	3,00%
Геотермальная энергия	6127,5	2,10%	7431	2,40%	21,30%
Энергия ветра	17903,8	6,00%	19949,2	6,60%	11,40%
Энергия солнца	2889,3	1,00%	7799,8	2,60%	170,00%
Валовое производство	297277,5		304801,9		2,50%
Внешнее потребление	2728,3		2476,9		
Экспорт	3303,7		3111,9		
Валовое потребление	296702,1		304166,9		2,50%

Из-за растущего потребления страна всё меньше экспортирует электроэнергию и делает упор на удовлетворение внутреннего спроса. Как было сказано ранее, Турецкая Республика намерена удовлетворять спрос на электроэнергию за счет внутренних ресурсов. Имея в достаточном количестве солнечные дни, логически обосновано увеличение использования солнца (на 170%), как энергоресурса.

Особенностью территории страны является наличие геотермальных источников, которые всё больше осваиваются и используются, как энергоресурсы.

Потребление электроэнергии в Турецкой Республике каждый год увеличивается (таблица 4). В последнее время (2016-2018 гг.) произошло снижение доли потребления домохозяйствами, несмотря на то, что в стране наблюдается устойчивый рост численности населения. Это может быть связано с усилением мер, принимаемых для повышения качества новых строящихся домов, увеличением их энергоэффективно-

сти, а также может свидетельствовать о росте благосостояния населения, которое теперь может позволить себе более эффективные электроприборы. Снижается также доля потребления электроэнергии промышленными предприятиями.

Таблица 4 – Динамика потребления электроэнергии по секторам [26]

Год	Всего	Домо- хо- зяй- ства	Ком- мерче- ский сектор	Гос- уда- рств о	Про- мыш- лен- ный сектор	Осве- щение	Про- чее
2003	111 766	22,5	11,5	4,1	49,3	4,5	8,1
2004	121 142	22,8	12,9	3,7	49,2	3,7	7,7
2005	130 263	23,7	14,2	3,6	47,8	3,2	7,5
2006	143 071	24,1	14,2	4,2	47,5	2,8	7,2
2007	155 135	23,5	14,9	4,5	47,6	2,6	6,9
2008	161 948	24,4	14,8	4,5	46,2	2,5	7,6
2009	156 894	25,0	15,9	4,5	44,9	2,5	7,2
2010	172 051	24,1	16,1	4,1	46,1	2,2	7,4
2011	186 100	23,8	16,4	3,9	47,3	2,1	6,5
2012	194 923	23,3	16,3	4,5	47,4	2,0	6,5
2013	198 045	22,7	18,9	4,1	47,1	1,9	5,3
2014	207 375	22,3	19,2	3,9	47,2	1,9	5,5
2015	217 312	22,0	19,1	3,7	47,6	1,9	5,7
2016	231 204	22,2	18,8	3,9	46,9	1,8	6,4
2017	249 023	21,8	19,8	4,1	46,8	1,8	5,7
2018	258 232	21,1	20,4	4,6	45,6	1,8	6,5

Коммерческий сектор развивается, и его доля потребления энергии увеличивается, как и потребление энергии государством.

В прошедшие полтора десятилетия развитие энергетики Турецкой Республики происходило, в основном, за счет строительства ТЭС и ГЭС. Однако за счет этих мер не удастся полностью удовлетворить растущую потребность республики в электроэнергии, особенно если спрос

на нее в ближайшие годы будет также стремительно расти. Следует отметить низкую энергетическую эффективность турецкого промышленного комплекса и сферы ЖКХ. Например, уровень технических и нетехнических сетевых потерь электроэнергии в Турции практически в три раза превышает соответствующий уровень в западных странах [22]. Ожидается, что после 2018 г. в стране будет наблюдаться дефицит резервных генерирующих мощностей.

Так как основу сектора электроэнергетики Турции составляют главным образом три основных источника, а именно: уголь, природный газ и гидроэлектроэнергия, а нефтепродукты в основном используются при транспортировке, целью стратегического плана является расширение основных ресурсов сектора электроэнергетики до пяти основных источников путем включения в него ВИЭ и атомной энергетики. К 2023 году, столетию со дня создания Турецкой Республики, предусматривается достижение следующих целей:

- полное использование потенциала отечественного угля и гидроэнергетики;
- максимальное расширение использования ВИЭ;
- включение атомной энергии в производство электроэнергии к 2020 году;
- обеспечение быстрого и постоянного повышения ЭЭ для достижения уровней ЕС [20].

Для систематизации представленных данных, можно подвести итог рассмотрения рынка энергетики в Турецкой Республике, составив итоговую таблицу, используя методологию SWOT-анализа, распределив полученные данные и характеристики по четырем категориям: сильные стороны, слабые стороны, возможности и угрозы. Полученные результаты представлены в таблице 5.

Сильными сторонами энергетики Турецкой Республики является политика Правительства страны, направленная на независимость от поставщиков энергоресурсов, а также действия, направленные на удовлетворение спроса в электроэнергии за счет местных источников. Данная стратегия подразумевает реализацию множества инвестиционных проектов, что является привлекательным не только для местных, но и для зарубежных инвесторов, что повышает приток капитала в страну и увеличивает инвестиционную привлекательность Турецкой Республики.

Главной слабой стороной являются большие потери в электросетях. Оборудование нуждается в замене на более эффективное, либо в модернизации.

Таблица 5 — Результаты анализа энергетического рынка Турецкой Республики по методу SWOT-анализа

<b>Сильные стороны</b>	<b>Слабые стороны</b>
1. Ежегодное наращивание мощностей источников электроэнергии	1. Непостоянство производства энергии с помощью ВИЭ
2. Стремление к независимости от поставщиков энергоресурсов	2. Высокие потери в энергосетях
3. Стремление к удовлетворению спроса на электроэнергию за счет внутренних ресурсов	3. Турция вынуждена сократить экспорт, так как не успевает покрывать внутренние потребности страны в энергии
4. Увеличение энергоэффективности строительства и электроприборов	
5. Увеличение инвестиционной привлекательности страны	
<b>Возможности</b>	<b>Угрозы</b>
1. Увеличение доли ВИЭ в энергетическом балансе страны	1. Темпы роста спроса на энергоресурсы и энергопотребления выше темпов развития энергетики страны
2. Реализация проектов атомной энергетики	2. Оборудование энергосетей требует модернизации и повышения эффективности
3. Снижение импорта энергоресурсов и электроэнергии	3. Истощение месторождений угля и нефти
4. Высокий оценочный экономический потенциал ветра и солнца, а также геотермальных и гидроресурсов	4. Ожидается дефицит резервных генерирующих мощностей
5. Модернизация Турецкой энергетической системы и энергобаланса страны в лучшую сторону	5. Высокая стоимость реализации проектов энергетики (в т. ч. атомной)

Также слабой стороной является недостаток возобновляемых источников энергии: непостоянство поступающей энергии во времени,



а также зависимость от погодных условий и сезона. Это снижает эффективность производства электроэнергии.

Возможностями Турецкой Республики, исходя из климатических особенностей страны, является большой потенциал ВИЭ. Благодаря использованию ВИЭ стране удастся отойти от импорта энергоресурсов и перейти на самообеспечение в области энергетики. Также позитивное влияние для усиления энергетического потенциала страны является политика государства, а также реализация проектов по строительству АЭС на территории страны.

Угрозами для энергетики страны, в первую очередь, является быстрый темп роста спроса на электроэнергию со стороны потребителей. Требуемые высокие капитальные затраты на сооружение АЭС и станций, работающих на основе ВИЭ, в свою очередь, также являются угрозой для полноценного обеспечения страны электроэнергией.

В последнее время Правительство Турецкой Республики стало рассматривать атомную энергетику как один из важнейших элементов своей энергетической политики, направленной на обеспечение энергией растущих потребностей с одной стороны и относительной зависимости страны в импортных поставках углеводородов, прежде всего, природного газа — с другой.

Поставлена цель обеспечить за счет атомной энергетики не менее 5% покрытия потребности страны в первичных энергетических ресурсах в период до 2020 г. и не менее 10% к 2030 г. Кроме того, ставится задача создания собственной атомной промышленности, обеспечивающей, по крайней мере, участие турецких компаний в новых проектах по строительству АЭС.

Еще в начале семидесятых годов в Турецкой Республике знали о необходимости развивать атомную энергетику, однако не было достигнуто ни соглашений, ни каких-либо практических результатов в течение 30 лет. В 2007 г. в стране был принят закон, который регламентирует условия строительства и эксплуатации АЭС, при этом были оценены риски эксплуатации АЭС по 67 пунктам. В марте 2010 г. Турция и Южная Корея подписали предварительное соглашение о строительстве АЭС «Синоп», однако далее совместного доклада дело не пошло.

## **2.2. Описание проекта АЭС «Аккую» и его основные участники**

По оценкам Министерства энергетики и природных ресурсов Турции, к 2023 году потребности в электроэнергии в стране возрастут вдвое и составят 440 млрд. кВт/ч. В этой связи наряду с максимальным

задействованием возобновляемых источников и повышением энергоэффективности особая роль уделяется развитию атомной энергетики, способной в перспективе снизить зависимость Турции от импорта энерго-ресурсов [21].

Намерение Турции построить на своей земле атомную электростанцию возникло ещё в 1960-е годы. В 1995 году Турция стала одной из первых стран, подписавших «Соглашения о мирном использовании атома». Сразу после этого была создана Комиссия по атомной энергетике Турции, которая взяла на себя инициативу научно-технического развития государства и начала обучение персонала.

В 1965 году Турция начала первые исследования по созданию АЭС, а в 1974 году участок Аккую в районе Гюльнар провинции Мерсин был признан подходящим для создания первой атомной электростанции. Исследования земель велись вплоть до 1976 года и только тогда площадка получила лицензию на строительство АЭС.

Так как Россия имеет опыт реализации данных проектов, Турция обратилась к ней для совместной работы. Страны приняли совместное решение, что в Турецкой Республике на побережье Средиземного моря в районе Гюльнар провинции Мерсин будет построена атомная электростанция «Аккую» (в переводе с турецкого – «белый колодец»/«чистый источник»). Соглашение об этом подписано между Правительством Российской Федерации и Правительством Турецкой Республики в Анкаре 12 мая 2010 года. Проект предусматривает сооружение четырех энергоблоков мощностью по 1,2 ГВт по российскому проекту «АЭС-2006» (проект нового поколения "3+" с улучшенными технико-экономическими показателями, соответствующими самым высоким стандартам безопасности) с водо-водяным энергетическим реактором.

Так как финансирование проекта будет осуществляться на основе механизмов проектного финансирования, 13 декабря 2010 г. для реализации проекта создания первой турецкой атомной электростанции в Турецкой Республике зарегистрировано акционерное общество «АККУЮ НУКЛЕАР». Как компания, специально учрежденная для управления проектом, она является генеральным заказчиком и инвестором проекта. Кроме того, проект сооружения АЭС «Аккую» – первый в мире проект АЭС, реализуемый по модели ВОО (Build – Own – Operate = Строй – Владей – Эксплуатируй). Это означает, что компания АО АККУЮ НУКЛЕАР отвечает не только за проектирование и строительство, но и за обслуживание, эксплуатацию и вывод станции из эксплуатации. Такая модель служит не только дополнительным обеспечением качества строительства, так как всю последующую эксплуатацию будет

также осуществлять компания отрасли, но и гарантом для инвесторов. Российская сторона обеспечивает финансирование, проектирование, строительство, обслуживание и эксплуатацию АЭС, а турецкая гарантирует закупку электроэнергии. Таким образом, для Турции данная схема решает проблемы дефицита финансирования и недостатка опыта эксплуатации подобных объектов. Это показывает, что мировое строительство постепенно отходит от привычных ЕРС/ЕРСМ контрактов, переходя к более перспективным ВОО.

Проект АЭС «Аккую» — это пример качественно нового подхода к финансово-инвестиционному решению по возведению атомных электростанций. Данный проект предполагает первоначальное финансирование со стороны России. Однако впоследствии 49% акций проектной компании АО «АЭС Аккую» могут быть переданы инвесторам. Для обеспечения гарантии возврата инвестиции подразумевается заключение соглашения о поставках электроэнергии (power purchase agreement — PPA) в формате take-or-pay для электричества, которое произведёт будущая АЭС: 70% в случае 1 и 2 блоков, 30% в случае 3 и 4 блоков, на 15 лет от COD, по заранее установленным ценам в долл. США [23]. Турция гарантирует покупку части произведенной на АЭС электроэнергии по фиксированной цене \$0,12 за один кВт\*ч. По этой цене Турецкая государственная энергетическая компания (TETAS) должна закупать 70% электроэнергии с первого и второго блоков и 30% с третьего и четвертого блоков с даты начала коммерческой эксплуатации каждого из них. Продажа остальной электроэнергии будет осуществляться по рыночным ценам. Обеспечение гарантированного сбыта энергии — ключевой фактор рентабельности проекта и один из основных критериев оценки, которую производят кредитные институты при решении о выдаче займа и его условиях.

10 декабря 2017 года на площадке АЭС «Аккую» состоялась торжественная церемония начала строительства в рамках ОРС. В рамках ОРС выполняются строительные-монтажные работы на всех объектах атомной электростанции, за исключением зданий и сооружений, относящихся к безопасности «ядерного острова».

2 апреля 2018 года АО «АККУЮ НУКЛЕАР» получило полноценный статус стратегического инвестора в Турецкой Республике. Обновленный сертификат стратегической инвестиции был выдан на основании вступившего в силу 27 марта 2018 г. Закона о статусе «Стратегическая инвестиция». Статус стратегического инвестора предусматривает льготы по уплате налогов и таможенных платежей.

Работы на площадке строительства электростанции выполняются с соблюдением всех турецких, российских и международных требований качества и безопасности, под постоянным контролем АО АККУЮ НУКЛЕАР, независимых инспекционных организаций, таких как французская компания Assystem, Bureau Veritas, Турецкий институт стандартов (TSE) и Агентства по ядерному регулированию.

Проект первой АЭС в Турции включает в себя четыре энергоблока с самыми современными реакторами российского дизайна ВВЭР-1200 общей мощностью 4800 МВт. Планируется, что после завершения строительства АЭС «Аккую» будет вырабатывать около 35 млрд кВт\*ч в год, обеспечивая оценочно около 10% потребности Турции в электроэнергии.

Это серийный проект атомной электростанции на базе проекта Нововоронежской АЭС-2 (Россия, Воронежская область). Расчетный срок службы АЭС «Аккую» – 60 лет с возможностью продления еще на 20 лет, что означает развитие региона в долгосрочной перспективе, обеспечение рабочих мест и доступ к стабильному источнику экологически чистой электроэнергии для жителей Турции и предприятий турецкой экономики на долгие годы [24].

Акционерами АО «АККУЮ НУКЛЕАР» являются компании, уполномоченные соответствующим Распоряжением Правительства Российской Федерации, доли участия в акционерном обществе представлены на рисунке 6.

АО «Аккую Нуклеар» является акционерным обществом, зарегистрированным в Турции. Дочерние компании Росатома в начале осуществления проекта владеют 100% АО и сохраняют мажоритарную долю в течение всей жизни проекта (51-100%). Иностранные инвесторы приглашаются для участия в проекте на любом этапе его осуществления и могут получить долю до 49% по условиям Соглашения. Это может быть один инвестор на все 49%, или на меньшую долю, либо несколько компаний. Обязательным условием для вхождения инвесторов в проект является их одобрение турецкой стороной, в соответствии с межпартийским соглашением о реализации проекта.

Основные участники проекта представлены на рисунке 7. На основании заключенного Соглашения первоначальное финансирование осуществляется российской стороной. Российское руководство предоставляет финансовую поддержку прямыми и опосредованными мерами.



Рисунок 6 – Создание АО для реализации проекта

Источник: <http://www.atomeks.ru>



Рисунок 7 – Основные участники проекта

Источник: составлено автором на основе <http://www.akkuyu.com/uchastniki-proekta>

Со стороны турецкой Республики осуществляется поддержка строительства через гарантию электрического присоединения и реализации электроэнергии потребителям. Также страна предоставляет площадку для строительства и человеческие ресурсы.

Проект предусматривает продажу электроэнергии в страны Европы и Ближнего Востока. Осуществление финансирования проекта предусматривает баланс собственных исходных источников и кредитного механизма. Последний включает различные кредитные источники и инструменты, а также рассматривает потенциальное участие европейских экспортных компаний (Coface, Hermes).

### **2.3. Значение реализации проекта АЭС «Аккую» для Турецкой Республики**

Электростанция «Аккую» – знаковый для Турции проект. Первая АЭС в Турецкой Республике станет стабильным источником электроэнергии, будет способствовать социальному и экономическому развитию страны и региона, а сама реализация проекта по сооружению АЭС «Аккую» положит начало созданию и развитию атомной отрасли, новой для страны.

Для Турецкой Республики будет возможность получить опыт и последние технологии в области атомной энергетики, а также обучить многих работников и повысить их квалификацию.

Для Турецких компаний этот проект также влечет за собой положительное влияние – по предварительным оценкам, турецкая сторона сможет выполнить до 40% от всех работ по сооружению АЭС «Аккую».

Строительство АЭС обеспечивает экономический рост и условия для появления новых рабочих мест: 1 рабочее место при сооружении АЭС создает более 10 рабочих мест в смежных отраслях. Развитие атомной энергетики способствует росту научных исследований, объемов производства и экспорта высокотехнологичной продукции. Общая численность сотрудников АЭС превысит тысячу человек: 50% из них будут специалисты из России, 50% – из Турции. Это показывает, что проект будет иметь положительный социальный эффект, т.к. увеличится количество рабочих мест, а также после обучения турецких студентов в Национальном исследовательском ядерном университете МИФИ в Москве и в Санкт-Петербургском политехническом университете, в стране увеличится число высококвалифицированных кадров.

Положительный эффект проекта также будет заключаться в восполнении недостатка электроэнергии для некоторых районов страны, а также предотвращение веерных отключений электроэнергии,

которые происходят чаще всего из-за невозможности поставщика обеспечить потребителей электроэнергией в полной мере.

Важно отметить и такие социальные эффекты, как возведение современных жилых зданий, создание транспортной инфраструктуры и общее повышение привлекательности региона для туристической индустрии, бизнеса и рынка жилой недвижимости.

Спрос на электроэнергию в Турции растёт, и выработка атомной энергии становится необходимостью. Так как земли Турции не богаты природными ресурсами и полезными ископаемыми, топливных ресурсов не хватает для покрытия потребностей страны. Если бы АЭС «Аккую» была построена на 10 лет раньше, Турция сэкономила бы 14 миллиардов долларов на покупке газа.

Нельзя исключать влияние строительства АЭС на ВВП страны. Предполагаемый вклад в ВВП, обеспеченный ростом торгового оборота (заказов/доходов) компаний разных секторов экономики (в том числе турецких партнеров сооружения городка и строительства АЭС «Аккую») может достигать 400 млн. долларов США. Ожидаемый рост налоговых отчислений может превысить 100 млн. долларов США. Также можно говорить об ожидаемом финансовом эффекте порядка 50 млн. долларов США в форме возврата на инвестиции в коммерческие объекты (локальные магазины, торговые и развлекательные центры и т.д.).

### 3. ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОЕКТНОГО ФИНАНСИРОВАНИЯ И РАСЧЕТ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТА АЭС «АККУЮ»

#### 3.1. Методика оценки экономической эффективности инвестиционных проектов с применением проектного финансирования

Проектное финансирование рассматривается не только как механизм осуществления финансирования проектов, но и как особую систему отношений между участниками проекта в области организации и осуществления финансирования на партнерских условиях с целевой ориентацией на денежные потоки, генерируемые данным проектом в будущем.

Проектное финансирование – это способ организации долгосрочного кредитования крупномасштабного и дорогостоящего инвестиционного проекта, поэтому необходимо определить сильные и слабые стороны, возможные угрозы реализации проекта, а также оценить эффективность осуществления механизма проектного финансирования.

Полученный SWOT-анализ применения проектного финансирования представлен в таблице 6.

Таблица 6 – SWOT-анализ применения проектного финансирования [13]

Сильные стороны	Возможности
Сквозной контроль за движением денежных средств и их целевым использованием	Получение дополнительных источников доходов
Полноценное обеспечение проекта ресурсной базой	Использование не только банковского капитала
Оптимальная модель взаимодействия с финансовыми институтами	Доступ к выгодным источникам финансирования, привлечение крупных заинтересованных инвесторов
Распределение риска между всеми участниками проекта	Снижение степени рисков выполнения проекта
Учет и удовлетворение интересов всех участников проекта	Реализация социально-эффективных проектов, поддержка страной, в которой реализуется проект



Окончание таблицы 6

Значительное использование финансового рычага, т.е. управление соотношением собственных и заемных средств	Формирование долговременного взаимовыгодного сотрудничества между участниками
Слабые стороны	Угрозы
Передача прав и обязанностей сторонним участникам, которые не всегда выполняют свои обязанности на максимальном уровне	Имеется риск в виде изменения законодательства страны, в которой реализуется проект, а также изменение в степени её заинтересованности
Долгосрочный проект не всегда отвечает краткосрочным интересам участникам проекта	Возможен рост цен, что повлечет незапланированное увеличение расходов
	Собственники не имеют правовой защиты

Данная таблица показывает, что проектное финансирование является действенным механизмом, но для сокращения возможных угроз и минимизации слабых сторон, а также для максимизации эффективности проекта, используются различные методики для определения эффективности инвестиционных проектов.

При рассмотрении механизма проектного финансирования (рисунок 8), называемого также проектным циклом, можно заметить, что оценка проекта и определение его эффективности является целым звеном.



Рисунок 8 – Этапы проектного финансирования

Третий этап является одним из важнейших указанных этапов осуществления проектного финансирования. Он заключается в оценке проекта: от того, насколько качественно проведен анализ инвестиционного проекта, зависит эффективность осуществления проектного финансирования в целом.

Весь анализ проекта можно разделить на пять составляющих.

- технологический анализ. Он предполагает исследование того, разумности плана сооружения проекта и условий его функционирования, а также могут ли они быть реализованы. Любая схема проекта требует в первую очередь понимания отраслевой специфики проекта и его особенностей, и только потом берутся во внимание экономические расчеты. Такое внимание к технологическим вопросам не случайно — проекты чаще всего оказываются неэффективными не потому, что спонсоры неверно оценили рыночный спрос, а потому, что проектная компания не смогла запустить его в срок и в соответствии с планами.

- правовой анализ. Он является важным звеном, так как юридические аспекты новых инвестиционных проектов в таких отраслях, как строительство и энергетика, могут оказаться даже более сложными, чем основная инвестиционная часть.

- анализ финансовой состоятельности. Он строится на бюджете проекта и создании достаточного запаса финансовой прочности на всех этапах его реализации.

- анализ эффективности. Включает расчет традиционных показателей эффективности проекта с позиции спонсора и кредитора.

- анализ рисков. Это, по сути, оценка чувствительности проекта к отклонениям прогнозных данных, изучение различных сценариев реализации проекта, а также анализ возможных убытков спонсора и кредитора.

Анализ эффективности инвестиционных проектов базируется на комплексном анализе денежных потоков по проекту по всем сферам деятельности, но в нашем случае будет идти речь о производственной деятельности (производство электроэнергии) на АЭС.

В настоящее время в практике проектного финансирования для оценки эффективности реализации проектов используются следующие показатели, представленные в таблице 7. Данные показатели используются в двух случаях: чтобы сделать вывод о том, принять проект или отклонить, и для определения альтернативной эффективности нескольких проектов для принятия наиболее выгодного и перспективного из них.

В настоящее время приняты несколько подходов (моделей) для определения эффективности проектного финансирования. Такие модели как имущественная, рыночная, доходная модель и модель с учетом специфики бизнеса составляют основу оценки.

Таблица 7 – Показатели, используемые для оценки инвестиционных проектов

Показатель	Его значение
Денежный поток (cash flow, CF)	Представляет собой разность (сальдо) притока (cash inflow) и оттока (cash outflow) денежных средств за отчетный период (месяц, квартал, год).
Дисконтированная (текущая) стоимость (PV)	Приведенная к текущему моменту стоимость будущих денежных потоков объекта.
Чистый дисконтированный доход (NPV)	Финансовый итог реализации проекта. Представляет собой сумму дисконтированных финансовых итогов за все годы проекта, считая от даты начала инвестиций.
Внутренняя норма доходности (IRR)	Равна ставке дисконтирования, при которой чистый дисконтированный доход отсутствует, то есть равен нулю.
Показатель выгодности инвестиций (PI)	Относительная прибыльность будущего предприятия, а также дисконтируемая стоимость всех финансовых поступлений в расчете на единицу вложений.
Период окупаемости инвестиций (PP)	Период, за который отдача на капитал достигает значения суммы первоначальных инвестиций.

В имущественной модели используются методы на основе сметы затрат по всем фазам инвестиционного цикла проекта. Она основана на определении совокупных затрат, необходимых для восстановления или возмещения объектов финансирования.

Рыночная модель включает в себя анализ данных по сравнимым объектам, цену предложений на аналогичные продукты, услуги и в целом по проектам.

Доходная модель – это расчетная модель текущей стоимости всех будущих чистых доходов, которые принесет данный инвестиционный проект. Согласно принципам проектного финансирования, инвестор

финансирует проект сегодня в обмен на право получать в будущем доход от его коммерческой эксплуатации. Процесс определения текущей стоимости будущих доходов или капитализации потока доходов основан на принципе ожидания (будущих доходов).

Основными принципами указанной модели являются:

- оценка эффективности использования инвестируемого капитала производится путем сопоставления денежного потока (cash flow), который формируется в процессе разработки и реализации инвестиционного проекта. Проект признается эффективным, если обеспечивается возврат исходной суммы инвестиций и требуемая прибыльность для инвесторов, предоставивших капитал;

- инвестируемый капитал, равно как и денежный поток, приводится к настоящему времени или к определенному расчетному году путем процедуры дисконтирования;

- процесс дисконтирования инвестируемого капитала производится по различным ставкам дисконта, которые определяются в зависимости от особенностей инвестиционных проектов;

- при определении ставки дисконта учитываются структура инвестиций и стоимость отдельных составляющих капитала [25].

Модель с учетом специфики бизнеса учитывает как все три предыдущие модели, так и специфику определенного бизнес-проекта. Использование всех четырех моделей позволяет проанализировать проект с различных сторон.

Из всего вышесказанного следует, что в процессе осуществления проектного финансирования, банк должен оценивать целесообразность участия в проекте, иметь возможность сравнивать между собой предлагаемые проекты и выбирать проекты с наибольшей интегральной оценкой. Примерная схема оценки эффективности проектов представлена на рисунке 9.

Чтобы сопоставить финансовую и нефинансовую составляющие, необходимо, в первую очередь, дать качественную характеристику того, финансово эффективно или неэффективно участие банка в реализации проекта. Для этого предлагается ряд критериев, предъявляемых к заявке, которые позволяют минимизировать большинство финансовых рисков для банка, связанных с проектом [25]:

- доля собственных средств в источниках финансирования проекта больше или равна 30% от общей стоимости проекта;

- расчетный срок возврата кредита не должен превышать 7 лет (для крупномасштабных проектов 10 лет). Такой срок является наиболее характерным для отечественного рынка проектного финансирования;

- минимальный коэффициент покрытия долга  $DSCR > 1,5$ . То есть при моделировании графика погашения по кредиту не более 2/3 денежного потока до обслуживания долга идёт на уплату процентов и погашение тела кредита;

-  $NPV > 0$ ,  $PP < 7 - 10$  лет. Отход от данных критериев возможен, если проект является частью стратегии обеспечения качества бизнес-процессов;

- в залог банку передаётся 100% акций (долей) проектной компании, а также всё имущество, приобретаемое и создаваемое в рамках проекта;

- в случае невыполнения какого-либо из вышеперечисленных условий заемщику необходимо предоставить дополнительное обеспечение (залог, поручительство и т.д.).

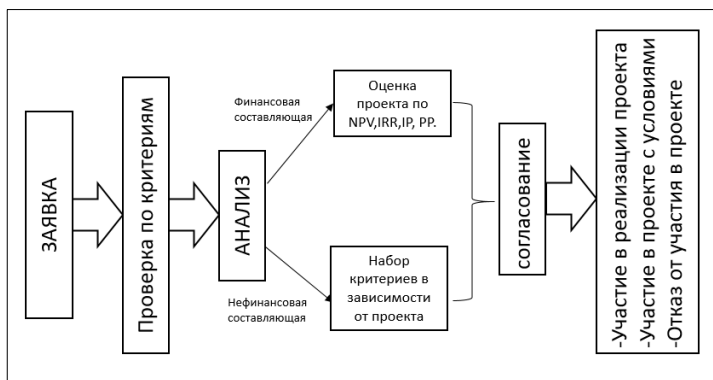


Рисунок 9 – Порядок оценки эффективности проекта

При оценке нефинансовой составляющей используют следующие критерии:

- ключевые члены команды проекта имеют значительный опыт работы в данной отрасли;

- проработанность вопросов снабжения и сбыта продукции.

Наличие предварительных контрактов о намерениях, подтверждающих не менее 50 - 70% заложенного в финансовых прогнозах объёма продаж продукции проекта и поставок ключевого сырья в рамках проекта;

- качество поставщиков и подрядчиков инвестиционной фазы проекта, их опыт, репутация, экономические возможности;

- наличие качественного бизнес-плана проекта.

В результате, происходит согласование проекта и принимается решение об участии в его реализации, либо проект отклоняется и принимается решение не участвовать в данном проекте.

### **3.2. Оценка эффективности реализации проекта АЭС «Аккую»**

Так как при использовании механизмов проектного финансирования ведущую роль играет сам проект и его эффективность, в данном параграфе рассчитаем эффективность проекта АЭС «Аккую».

Наиболее важными аспектами для обеспечения конкурентоспособности ядерной энергетики являются величина капитальных затрат, ставка дисконтирования и экономический срок эксплуатации станции.

Капитальные затраты, принятые в данном проекте, равны 22 млрд долл. К сожалению, не представляется возможным рассмотреть капитальные затраты в виде денежных потоков (Cash Outflow), так как нет информации о величине и порядке поступлений инвестиций в проект.

27 марта 2018 года в Турции вступил в силу закон, позволивший выдать «сертификат стратегической инвестиции» проекту АЭС «Аккую». Статус дает право на снижение налога на прибыль и НДС и освобождение от таможенных пошлин (снижение налога на прибыль с 20 до 2%).

Планируемый срок ввода первого энергоблока АЭС «Аккую» с реактором нового поколения ВВЭР-1200 — 2023 год. Далее планируется вводить новые реакторы раз в год, до 2026 года включительно.

Cash Inflow будут составлять поступления от продажи электроэнергии. Для обеспечения гарантии возврата инвестиции согласно соглашению о поставках электроэнергии (power purchase agreement — PPA) в формате take-or-pay для электричества, которое произведёт будущая АЭС, будет установлена цена в 12,35 долл. за МВт\*ч на 70% произведенной электроэнергии от 1 и 2 блоков и 30% электроэнергии от 3 и 4 блоков, на 15 лет.

В качестве тарифа на электроэнергию был взят средний тариф 11 долл./МВт\*ч, установленная как средняя оптовая цена на электроэнергию в Турции.

Установленная мощность АЭС равна 4800 МВт, КИУМ для реакторов ВВЭР-1200 составляет 87%.

Полученные данные представлены в таблице 8.

Электрoэнергию, произведенную за период  $t$ , обычно выражают через установленную электрическую мощность реактора и коэффициент использования установленной мощности КИУМ:  $E_t = 8760 * W_E * \text{КИУМ}$ , где 8760 — полное число часов в году.

Операционные расходы АЭС включают расходы на топливо, ФОТ, ремонтный фонд и прочие расходы, где ремонтный фонд составляет 5% от капитальных затрат, а прочие расходы – 25% от суммы затрат на амортизацию, ФОТ и ремонтный фонд.

Таблица 8 – Данные для формирования Cash Inflow

Наименование показателя	Значение
Установленная мощность, МВт	4800
КИУМ, %	87
Цена эл/эн по РРА, долл за кВт*ч	0,1235
Средняя цена эл/эн, долл за кВт*ч	0,11

В документе «Типовые укрупненные нормативы численности персонала основной деятельности (промышленно-производственного персонала) атомных станций с реакторами типа ВВЭР, РБМК-1000 и БН-600 РД ЭО 0577-2004» для станции с четырьмя реакторами типа ВВЭР-1200 указана численность персонала, равная 3423 чел. Средняя заработная плата с социальными отчислениями в Турецкой Республике составляет 1200 долл./месяц.

Рассчитывая затраты на топливо для каждого реактора, для начала рассчитаем тепловую мощность реактора:  $N_T = N_{\text{э}} / \eta_{\text{бр}}$ , где КПД брутто АЭС  $\eta_{\text{бр}} = 35\%$ ,  $N_{\text{э}} = 1200$  МВт – номинальная мощность энергоблока АЭС. Годовой расход природного ядерного горючего в пересчете на условное топливо рассчитывается по формуле:  $V = N_T * \eta_{\text{у}} * 0,123$ , где  $\eta_{\text{у}} = 8760$  ч/год - число часов использования установленной мощности АЭС. Затраты на 1 т.т. примем за 0,8 долл. по цене в контракте с «ТВЭЛ».

Таблица с капитальными вложениями и операционными затратами представлена ниже (таблица 9).

Таблица 9 – Данные для формирования Cash Outflow

Наименование показателя	Значение
1. Капитальные вложения, долл	22 000 000 000,00
2. Расход ядерного топлива, т у. т./год	14 776 868,57
3. Амортизация, долл/год	366 666 666,67

Окончание таблицы 9

4. Операционные расходы, всего, в т.ч.	1 540 102 161,52
4.1. Топливо, долл	11 821 494,86
4.2. ФОТ, долл	49 291 200,00
4.3. Ремонтный фонд, долл/год	1 100 000 000,00
4.4. Прочие расходы	378 989 466,67
5. Годовая выработка эл/эн, МВт*ч/год	42 048 000,00
6. Годовой отпуск эл/эн, МВт*ч/год	39 945 600,00

Затраты на снятие с эксплуатации для станций, сооружаемых сегодня, по оценкам достигают 9-15% начальных капитальных затрат, но с учетом дисконтирования они составляют лишь небольшую процентную долю капитальных затрат. В целом, на затраты по выводу АЭС из эксплуатации приходится небольшая часть суммарных затрат на производство электроэнергии.

Для проектов атомной энергетики обычно берутся три ставки дисконтирования: низкая – 5%, средняя – 8% и высокая – 10%.

Для данных трёх разных сценариев будут посчитаны основные показатели эффективности проекта.

С учетом цены за электроэнергию и годового отпуска, была посчитана выручка. Отняв операционные расходы и амортизацию, получили валовую прибыль в год. Далее, отняв налог на прибыль, получили чистую прибыль, которая и будет являться годовым Cash Flow АЭС «Аккую». Полученные данные представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Данные для итоговых расчетов Cash Flow

Наименование показателя	Значение	
	Первые 15 лет	Далее
Выручка, долл.	4 663 648 800,00	4 394 016 000,00
Валовая прибыль, долл.	2 756 879 971,81	2 487 247 171,81
Налог на прибыль	2%	
Чистая прибыль, долл.	2 701 742 372,37	2 437 502 228,37
Ставка дисконтирования	5%, 8%, 10%	

Коммерческий срок эксплуатации по проекту равен 40 лет, он будет являться горизонтом планирования. Срок фактической эксплуатации АЭС составляет 60 лет.



В таблице 11 представлены итоговые значения показателей эффективности для ставки дисконтирования 5%. Расчеты представлены в приложении А.

Таблица 11 – Значение показателей эффективности

Наименование показателя	Значение
NPV, чистый дисконтированный доход проекта, долл.	19 001 211 282,38
IRR, внутренняя норма доходности, %	10,24%
PP, простой срок окупаемости, лет	9,57
DPP, Дисконтированный срок окупаемости, лет	13,16
PI, Индекс доходности	1,864

В таблице 12 представлены итоговые значения показателей эффективности для ставки дисконтирования 8%. Расчеты представлены в приложении Б.

Таблица 12 – Значение показателей эффективности

Наименование показателя	Значение
NPV, чистый дисконтированный доход проекта, долл.	5 919 312 906,91
IRR, внутренняя норма доходности, %	10,24%
PP, простой срок окупаемости, лет	9,57
DPP, Дисконтированный срок окупаемости, лет	18,6
PI, Индекс доходности	1,269

В таблице 13 представлены итоговые значения показателей эффективности для ставки дисконтирования 10%. Расчеты представлены в приложении В.

Таблица 13 – Значение показателей эффективности

Наименование показателя	Значение
NPV, чистый дисконтированный доход проекта, долл.	536 027 228,08
IRR, внутренняя норма доходности, %	10,24%

### Окончание таблицы 13

PP, простой срок окупаемости, лет	9,57
DPP, Дисконтированный срок окупаемости, лет	32,76
PI, Индекс доходности	1,024

В результате приведенных расчетов можно сделать вывод, что NPV при всех рассмотренных ставках дисконтирования больше нуля. Простой срок окупаемости меньше 10 лет, что является критерием осуществления проектного финансирования.

Дисконтированный срок окупаемости не выходит за рамки рассматриваемого периода, что является положительным признаком. Индекс доходности (PI) принимает значения, больше нормативного, что также рассматривается положительно.

Стоит обратить внимания на внутреннюю норму доходности (IRR), так как она является таким же важным показателем, как NPV. В данном случае, значение IRR составляет 10,24%, что больше даже максимальной рассмотренной ставки дисконтирования в 10%. Это значит, что проект может быть принят инвесторами для рассмотрения и участия в нем.

Далее рассмотрим чувствительность показателей эффективности к изменениям параметров реализации проекта.

### 3.3. Анализ чувствительности проекта АЭС «Аккую»

Анализ чувствительности оценивает степень изменчивости выходного параметра к изменению одного из входных параметров при условии, что остальные входные параметры остаются неизменными. При данном анализе чувствительности инвестиционного проекта АЭС «Аккую», будет оцениваться воздействие изменения объема капитальных вложений и средней оптовой цены на электроэнергию на его чистую приведенную стоимость (NPV), индекс доходности (PI), дисконтированный срок окупаемости (DPP) и внутреннюю норму доходности (IRR). Проведения этого вида анализа позволяет оценить устойчивость проекта к факторам риска.

При проведении анализа чувствительности инвестиционного проекта мы придерживались следующего алгоритма:

- рассчитывается значение выходного параметра (например, чистая приведенная стоимость) при базовом сценарии;

- рассчитывается значение выходного параметра при изменении одного из входных параметров (остальные входные параметры остаются неизменными);
- рассчитывается процентное изменение входного и выходного параметра относительно базового сценария;
- рассчитывается степень чувствительности выходного параметра к изменению входного параметра путем деления процентного изменения выходного параметра на процентное изменение входного параметра.

Для расчета анализа чувствительности возьмем данные из расчетов со средней ставкой дисконтирования, равной 8%. Изменение объема капитальных вложений оценивалось в интервале от -15% до +25% с шагом в 5%. Изменение средней оптовой цены на электроэнергию оценивалось в интервале от -25% до +15% с шагом в 5%.

Сначала проводились расчеты в абсолютных и относительных единицах, т.е. выяснялось, на сколько единиц и процентов изменялся каждый показатель эффективности в результате изменения объема капитальных вложений и средней оптовой цены на электроэнергию.

Затем была определена чувствительность проекта к изменению входных параметров.

Результаты расчетов представлены в таблицах 14-19.

Анализ значений, полученных в таблицах 14-19 говорит нам о том, что показатели NPV, PI и IRR находятся в прямой зависимости от изменения цены на электроэнергию и в обратной – от изменения размера капитальных вложений. Дисконтированный срок окупаемости (DPP), наоборот, увеличивается с ростом затрат на реализацию проекта и снижается с ростом цены на электроэнергию.

При росте затрат на 30% или снижении цены на электроэнергию на 25% проект уже не является прибыльным, т.к. NPV является отрицательным. При росте затрат на каждые 5% NPV снижается на 18-19%. При увеличении цены на электроэнергию на каждые 5% NPV увеличивается на 25%, при снижении – уменьшается на 25%.

График чувствительности результирующего показателя (NPV) на изменение выбранных переменных показана на рисунке 10.

Индекс доходности (PI) имеет такую же зависимость. Только на изменение затрат на 5% он реагирует изменением на 4%, а на изменение цены на электроэнергию – на 5%.

Внутренняя норма доходности (IRR) в среднем изменяется небольшими темпами и достигает значения меньше ставки дисконтирования (8%) только при росте затрат на 30% или снижении цены на электроэнергию на 25%.

Таблица 14 – Изменение показателей эффективности после изменения объема капитальных вложений в абсолютных значениях

Изменение параметра эффективности, в абсолютных величинах	Изменение размера капитальных вложений, %									
	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%
NPV, тыс. долл.	9219313	8119313	7019313	5919313	4819313	3719313	2619313	1519313	419313	-680688
PI	1,49	1,41	1,34	1,27	1,21	1,15	1,10	1,06	1,02	0,98
DPP, лет	13,82	15,12	16,72	18,60	20,65	23,18	26,32	30,47	36,61	-
IRR, %	11,99%	11,35%	10,77%	10,30%	9,75%	9,30%	8,89%	8,50%	8,13%	7,79%

Таблица 15 – Изменение показателей эффективности после изменения цены на электроэнергию в абсолютных значениях

Изменение параметра эффективности, в абсолютных величинах	Изменение цены на электроэнергию, %								
	-25%	-20%	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%
NPV, тыс. долл.	-1424450	44303	1513055	2981808	4450560	5919313	7388065	8856818	10325570
PI	0,94	1,00	1,07	1,14	1,20	1,30	1,34	1,40	1,47
DPP, лет	-	39,39	28,27	23,43	20,52	17,70	17,07	15,95	15,06
IRR, %	7,36%	8,02%	8,63%	9,19%	9,7%	10,30%	10,73%	11,20%	11,65%

Таблица 16 – Изменение показателей эффективности после изменения объема капитальных вложений в процентах

Изменение параметра эффективности, в %	Изменение размера капитальных вложений, %									
	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%
NPV	56%	37%	19%	-	-19%	-37%	-56%	-74%	-93%	-
PI	18%	11%	5%	-	-5%	-9%	-13%	-17%	-20%	-23%
DPP	-26%	-19%	-10%	-	11%	25%	42%	64%	97%	-
IRR	16%	10%	5%	-	-5%	-10%	-14%	-17%	-21%	-24%

Таблица 17 – Изменение показателей эффективности после изменения цены на электроэнергию в процентах

Изменение параметра эффективности, в %	Изменение цены на электроэнергию, %								
	-25%	-20%	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%
NPV	-124%	-99%	-74%	-50%	-25%	-	25%	50%	74%
PI	-28%	-23%	-18%	-13%	-8%	-	3%	8%	13%
DPP	-	123%	60%	32%	16%	-	-4%	-10%	-15%
IRR	-29%	-22%	-16%	-11%	-6%	-	4%	9%	13%

Таблица 18 – Чувствительность показателей эффективности к изменению капитальных вложений

Выходной параметр	Изменение размера капитальных вложений, %									
	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%
NPV	-3,72	-3,72	-3,72	-	-3,72	-3,72	-3,72	-3,72	-3,72	-3,72
PI	-1,18	-1,11	-1,05	-	-0,95	-0,91	-0,87	-0,83	-0,8	-0,77
DPP	1,71	1,87	2,02	-	2,20	2,46	2,77	3,19	3,87	-
IRR	-1,09	-1,02	-0,91	-	-1,07	-0,97	-0,91	-0,87	-0,84	-0,81

Таблица 19 – Чувствительность показателей эффективности к изменению цены на электроэнергию

Выходной параметр	Изменение цены на электроэнергию, %								
	-25%	-20%	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%
NPV	4,96	4,96	4,96	4,96	4,96	-	4,96	4,96	4,96
PI	1,12	1,15	1,19	1,27	1,50	-	0,55	0,79	0,87
DPP	-	-6,13	-3,98	-3,24	-3,19	-	-0,71	-0,99	-0,99
IRR	1,14	1,11	1,08	1,08	1,11	-	0,83	0,87	0,87

Дисконтированный срок окупаемости (DPP) значительно зависит от изменения параметров, при малейшем увеличении капитальных вложений или снижении цены на электроэнергию сроки реализации проекта сильно растут, что порождает дополнительные риски в реализации проекта.

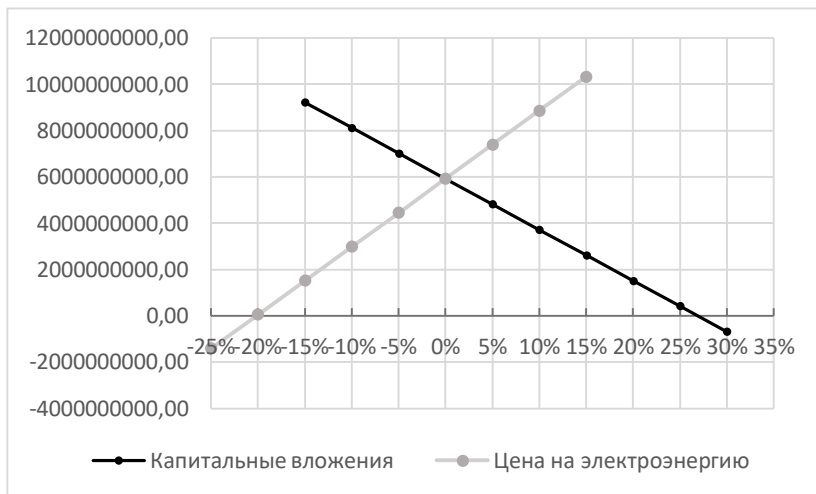


Рисунок 10 – Чувствительность NPV к изменению выбранных показателей

Таким образом, мы видим, что чувствительность параметров эффективности к изменениям объема капитальных вложений и средней оптовой цены на электроэнергию достаточно высока, проект неустойчив к колебаниям параметров, это означает высокую рискованность проекта.

Проводя аналогию с эластичностью, чувствительность показывает, на сколько процентов изменяются показатели эффективности при изменении переменных параметров на 1%. Знак «минус» говорит об обратной зависимости, например, если параметр увеличивается, а показатель эффективности снижается.

По полученным значениям можно сделать вывод, что NPV – один из первоочередных показателей эффективности – реагирует на однопроцентное изменение параметров изменением на 4-5%. Это показывает высокую чувствительность – даже незначительное изменение приводит к значительному изменению чистого дисконтированного дохода.

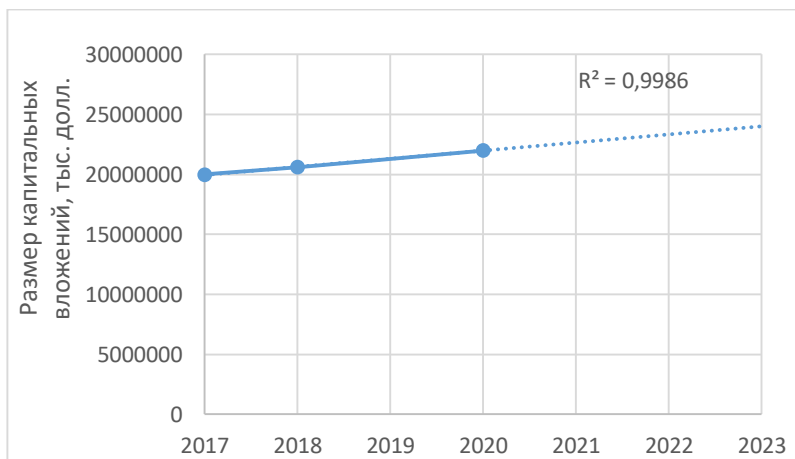


Рисунок 11 – Тенденция изменения капитальных вложений

Говоря об размере капитальных вложений, с 2016 до 2020 года объем капитальных затрат увеличился с 20 млрд. долл. до 22 млрд. долл., что составляет +9%. Ввод в эксплуатацию АЭС намечен на 2023 год, значит, за эти 3 года размер капитальных вложений снова может увеличиться примерно на такое же значение (рисунок 11). Из анализа чувствительности мы видим, что при увеличении капитальных затрат на 10%, проект всё равно останется прибыльным.

Цена на электроэнергию в Турецкой Республике в последние годы повышалась (рисунок 12). В ближайшие годы тенденция роста сохраняется.

Вследствие этого, согласно анализу чувствительности, данная тенденция положительно влияет на проект: значительно сократятся сроки окупаемости, а чистый дисконтированный доход повысится почти на 5% на каждый процент повышения цены на электроэнергию.

Вместе со сказанным выше, нельзя исключать высокую значимость данного проекта для Турецкой Республики. Поэтому данный проект должен реализовываться с большой долей поддержки государства. Также данный проект привлекателен для крупных международных компаний, целью которых является налаживание политических и экономических связей.



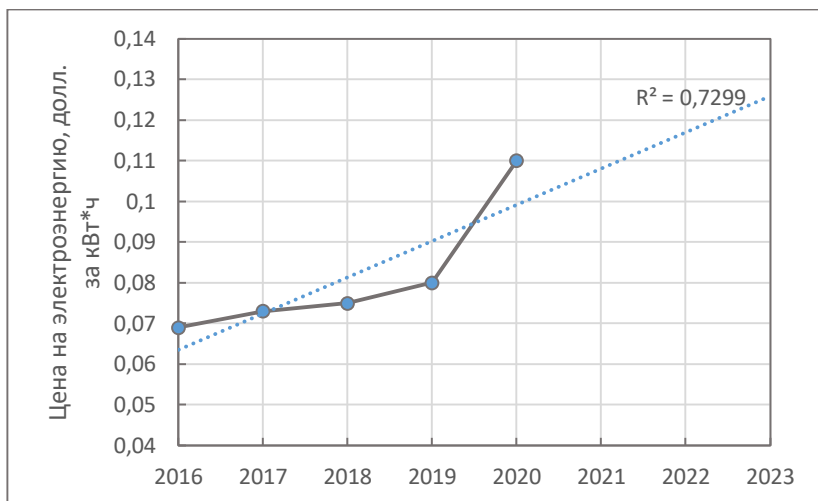


Рисунок 12 – Тенденция изменения цены на электроэнергию в Турецкой Республике

Подводя итог, можно сказать, что проект перспективен для реализации, а также для участия банков и инвесторов в механизме проектного финансирования. Даже те риски, которые существуют для проекта, не сделают его убыточным.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проект АЭС «Аккую» – это не только решение многих вопросов и проблем Турецкой Республики в области энергетики, так как данная АЭС – первая в стране. Также проект открывает широкие перспективы для взаимодействия и сотрудничества двух стран – России и Турции в области обмена знаниями и технологиями.

Целью данной работы являлось обоснование эффективности реализации проекта АЭС «Аккую», а также выявить чувствительность основных показателей эффективности к внешним изменениям.

Для решения данной цели были решены соответствующие задачи, проведены расчеты и анализ полученных результатов.

Анализ рынка энергетики Турецкой Республики позволил выявить полезность данного проекта для страны и его уникальность. Введение новых мощностей за счет использования ядерной энергии поможет снизить перебои в поставках электроэнергии, снизит количество импортируемой электроэнергии, обеспечит граждан страны рабочими местами. Программы, реализуемые в рамках данного проекта, позволят повысить количество высококвалифицированных кадров в стране, улучшит социальный климат.

Сбор информации по проектному финансированию дал возможность определить ключевые особенности в определении эффективности проектов, использующие такой механизм финансирования. Ключевым моментом является анализ самого проекта, т.к. проектная компания, созданная с целью реализации данного проекта, не имеет истории и её невозможно проанализировать. Это также повышает рискованность проекта, так как инвесторы могут полагаться только на будущие денежные потоки от реализуемого проекта.

Оценка проекта АЭС «Аккую» позволила определить важность реализации данного проекта для Общества, а также привлекательность для крупных инвесторов, приоритетом которых является налаживание связей на политическом и экономическом поле, а не получение крупных денежных выгод.

На стадии обоснования проекта АЭС «Аккую» выполнена оценка эффективности в целом, которая показала, что:

- для трех ставок дисконтирования (положительный сценарий, наиболее вероятный и негативный) чистый дисконтированный доход (NPV) положителен;
- индекс доходности инвестиций больше 1, что показывает выгодность инвестиций;

- сроки окупаемости (простой: 9,57 лет и дисконтированный: 13,16 лет, 18,6 лет и 32,76 лет) не выходят за пределы расчетного срока;

- внутренняя норма доходности составляет 10,24%, что больше ставки дисконтирования даже для негативного сценария, что также является положительным моментом.

Таким образом, по результатам расчета эффективности реализации проекта АЭС «Аккую» можно считать проект прибыльным.

Для анализа рисков проекта, проведён анализ чувствительности показателей экономической эффективности к возможным изменениям как экономической ситуации в целом, так и внутренних показателей проекта. В результате можно сделать вывод, что проект неустойчив к колебаниям параметров, что повышает риски его реализации. Но при имеющихся тенденциях, проект выгоден для реализации, а вместе с его значимостью для страны и поддержкой двух государств, данный проект привлекателен для участников механизма проектного финансирования.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Игонина Л.Л. Инвестиции. Учебник для ВУЗов. М.: Магистр, 2013.
2. Нешиной А. С. Инвестиции: Учебник. —5-е изд., перераб. и испр. —М.: Издательско-торговая корпорация. «Дашков и Ко», 2007. — 372 с.
3. Федеральный закон от 25 февраля 1999 г. N 39-ФЗ "Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений" (с изменениями и дополнениями)
4. Основы инвестиционной деятельности: учеб. пособие / Л. Н. Майорова; под ред. Д.В. Стаханова. - Таганрог: Изд-во Таганрог. гос. пед. ин-та имени А. П. Чехова, 2013. - 124 с.
5. Сорокин А.В. Инвестиции: Учебное пособие для студентов очного и заочного отделений экономических направлений / Рубцовский индустриальный институт. –Рубцовск, 2015. –95с.
6. Бочарова М.А. Создание системы управления в бизнес-организациях. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата экономических наук. Москва. – 2011[Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://guu.ru/files/referate/bocharova.pdf>. (дата обращения 11.04.2020)
7. Тянь Р.Б. Управление проектами: Учебник / Р.Б. Тянь, Б.И. Холод, В.А. Ткаченко. – К.: Центр учеб. л-ры, 2003. 224 с.
8. Мазур И.И. Управление проектами: учебное пособие для студентов, обучающихся по специальности «Менеджмент организации» / [и др.]; под общ. ред. И.И. Мазура и В.Д. Шапиро. –М.: Издательство «Омега Л», 2010. –960 с.
9. Е.Г. Непомнящий. Экономическая оценка инвестиций. Учебное пособие. – Таганрог: Изд-во ТРТУ, 2005. – 292 С.
10. Economic Evaluation of Bids for Nuclear Power Plants. 1999 Edition. Technical Reports Series No. 396, IAEA, Vienna, 2000. – 224 p
11. В.В. Харитонов, Н.Н. Костерин. Критерии окупаемости инвестиций в ядерную энергетику. Известия вузов – ядерная энергетика. - 2017 г. №2. – с. 157.
12. Йескомб Э. Р. Принципы проектного финансирования / Э. Р. Йескомб. –: «Альпина Диджитал», 2002
13. Никонова, И. А. Проектный анализ и проектное финансирование / И. А. Никонова. –: М.: Альпина Пабlishер, 2012. – С. 82.
14. Бобылева А.З., Судас Л.Г. Проектное финансирование: перспективы для российской энергетики. Вестн. Моск. ун-та. Сер. 21. Управление (государство и общество). 2011. № 4. – С. 69.

15. Barkatullah N. NPP Projects: Financing Structures and Introduction to Financial Risk Management. The IAEA Nuclear Energy Management School in UAE. January 9. 2012.
16. T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. Strategic Plan (2015-2019). [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.enerji.gov.tr> (дата обращения 09.04.2020)
17. Gulmira Rzaeva. Natural Gas in the Turkish Domestic Energy Market: Policies and Challenges. Oxford Energy Institute. NG 82, 79 p., February 2014.
18. Gareth Minrow. Realization of Turkey's Energy Aspirations: Pipe Dreams or Real Projects? Center on the US and Europe at Brookings. 26 p. April 2014
19. 2019-2023 Stratejik Planı. Türkiye Elektrik İletim A.Ş. Genel Müdürlüğü 2019-2023 Stratejik Planı'na aşağıdaki indir butonuyla ulaşabilirsiniz [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.teias.gov.tr/TR/stratejik-plan> (дата обращения 09.04.2020)
20. Портал-энерго. Турция. Энергетика и энергоэффективность [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://portal-energo.ru/articles/details/id/863> (дата обращения 09.04.2020)
21. Министерство экономического развития Российской Федерации. Портал внешнеэкономической информации. Обзор состояния экономики и основных направлений внешнеэкономической деятельности Турции в 2016 году. [Электронный ресурс]. Режим доступа: [http://admin.ved.gov.ru/uploads/obzor\\_economy\\_Turkey%202016.pdf](http://admin.ved.gov.ru/uploads/obzor_economy_Turkey%202016.pdf) (дата обращения 13.04.2020)
22. Jörn Richert. Is Turkey's Energy Leadership Over Before it Began? // ICS-Mercator Policy Brief. 16 p. January 2015.
23. Годовой отчет госкорпорации «Росатом» за 2012 г. М.: Росатом. 2012. 135 с.
24. Официальный сайт АО Аккую Нуклеар. История проекта. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.akkuyu.com/istoriya-proekta> (дата обращения 14.04.2020)
25. Срибная Е.А., Круглова О.И. Оценка эффективности проектного финансирования. Экономика и управление № 3 – 2014 г.
26. Turkish statistical institute [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.turkstat.gov.tr/> (дата обращения 10.04.2020)

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица 20 – Cash Flow при ставке дисконтирования 5%

Год	Пе-риод	Денежные по-токи	Нарастающим ито-гом	Коэф-т диск-я	Дисконтирован-ные денежные потоки	Нарастающим итогом
2022	0	-22000000000	-22000000000,00	1,00	-22000000000	- 22000000000,00
2023	1	716183272,95	-21283816727,05	0,95	682079307,57	- 21317920692,43
2024	2	1432366545,90	-19851450181,14	0,91	1299198681,09	- 20018722011,33
2025	3	2094623258,86	-17756826922,29	0,86	1809414325,76	- 18209307685,57
2026	4	2701742372,37	-15055084549,91	0,82	2222730136,00	- 15986577549,57
2027	5	2701742372,37	-12353342177,54	0,78	2116885843,81	- 13869691705,76
2028	6	2701742372,37	-9651599805,17	0,75	2016081756,01	- 11853609949,75
2029	7	2701742372,37	-6949857432,79	0,71	1920077862,87	-9933532086,88
2030	8	2701742372,37	-4248115060,42	0,68	1828645583,68	-8104886503,20
2031	9	2701742372,37	-1546372688,05	0,64	1741567222,56	-6363319280,65
2032	10	2701742372,37	1155369684,33	0,61	1658635450,05	-4704683830,59
2033	11	2701742372,37	3857112056,70	0,58	1579652809,57	-3125031021,02
2034	12	2701742372,37	6558854429,07	0,56	1504431247,21	-1620599773,81
2035	13	2701742372,37	9260596801,45	0,53	1432791664,01	-187808109,79
2036	14	2701742372,37	11962339173,82	0,51	1364563489,54	1176755379,74
2037	15	2701742372,37	14664081546,19	0,48	1299584275,75	2476339655,49
2038	16	2437502228,37	17101583774,57	0,46	1116647855,70	3592987511,19
2039	17	2437502228,37	19539086002,94	0,44	1063474148,28	4656461659,47
2040	18	2437502228,37	21976588231,31	0,42	1012832522,17	5669294181,65
2041	19	2437502228,37	24414090459,69	0,40	964602402,07	6633896583,72
2042	20	2437502228,37	26851592688,06	0,38	918668954,35	7552565538,07
2043	21	2437502228,37	29289094916,43	0,36	874922813,67	8427488351,74
2044	22	2437502228,37	31726597144,81	0,34	833259822,54	9260748174,28
2045	23	2437502228,37	34164099373,18	0,33	793580783,37	10054328957,66
2046	24	2437502228,37	36601601601,55	0,31	755791222,26	10810120179,92
2047	25	2437502228,37	39039103829,93	0,30	719801164,06	11529921343,98

Окончание таблицы 20

2048	26	2437502228,37	41476606058,30	0,28	685524918,15	12215446262,13
2049	27	2437502228,37	43914108286,67	0,27	652880874,43	12868327136,56
2050	28	2437502228,37	46351610515,05	0,26	621791308,98	13490118445,54
2051	29	2437502228,37	48789112743,42	0,24	592182199,03	14082300644,57
2052	30	2437502228,37	51226614971,79	0,23	563983046,69	14646283691,26
2053	31	2437502228,37	53664117200,17	0,22	537126711,14	15183410402,40
2054	32	2437502228,37	56101619428,54	0,21	511549248,70	15694959651,10
2055	33	2437502228,37	58539121656,91	0,20	487189760,67	16182149411,77
2056	34	2437502228,37	60976623885,29	0,19	463990248,26	16646139660,02
2057	35	2437502228,37	63414126113,66	0,18	441895474,53	17088035134,55
2058	36	2437502228,37	65851628342,03	0,17	420852832,89	17508887967,44
2059	37	2437502228,37	68289130570,41	0,16	400812221,80	17909700189,23
2060	38	2437502228,37	70726632798,78	0,16	381725925,52	18291426114,75
2061	39	2437502228,37	73164135027,15	0,15	363548500,49	18654974615,25
2062	40	2437502228,37	75601637255,53	0,14	346236667,14	19001211282,38

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Таблица 21 – Cash Flow при ставке дисконтирования 8%

Год	Пе-риод	Денежные по-токи	Нарастающим ито-гом	Коэф-т диск-я	Дисконтирован-ные денежные потоки	Нарастающим итогом
2022	0	-22000000000,00	-22000000000,00	1,00	-22000000000,00	- 22000000000,00
2023	1	716183272,95	-21283816727,05	0,93	663132660,14	- 21336867339,86
2024	2	1432366545,90	-19851450181,14	0,86	1228023444,71	- 20108843895,15
2025	3	2094623258,86	-17756826922,29	0,79	1662779475,67	- 18446064419,48
2026	4	2701742372,37	-15055084549,91	0,74	1985861298,26	- 16460203121,22
2027	5	2701742372,37	-12353342177,54	0,68	1838760461,35	- 14621442659,87
2028	6	2701742372,37	-9651599805,17	0,63	1702555982,73	- 12918886677,14
2029	7	2701742372,37	-6949857432,79	0,58	1576440724,75	- 11342445952,39
2030	8	2701742372,37	-4248115060,42	0,54	1459667337,73	-9882778614,65
2031	9	2701742372,37	-1546372688,05	0,50	1351543831,24	-8531234783,42
2032	10	2701742372,37	1155369684,33	0,46	1251429473,37	-7279805310,05
2033	11	2701742372,37	3857112056,70	0,43	1158730993,86	-6121074316,19
2034	12	2701742372,37	6558854429,07	0,40	1072899068,39	-5048175247,81
2035	13	2701742372,37	9260596801,45	0,37	993425063,32	-4054750184,49
2036	14	2701742372,37	11962339173,82	0,34	919838021,59	-3134912162,89
2037	15	2701742372,37	14664081546,19	0,32	851701871,85	-2283210291,05
2038	16	2437502228,37	17101583774,57	0,29	711483665,12	-1571726625,93
2039	17	2437502228,37	19539086002,94	0,27	658781171,41	-912945454,52
2040	18	2437502228,37	21976588231,31	0,25	609982566,12	-302962888,40
2041	19	2437502228,37	24414090459,69	0,23	564798672,33	261835783,93
2042	20	2437502228,37	26851592688,06	0,21	522961733,64	784797517,57
2043	21	2437502228,37	29289094916,43	0,20	484223827,45	1269021345,02
2044	22	2437502228,37	31726597144,81	0,18	448355395,78	1717376740,80
2045	23	2437502228,37	34164099373,18	0,17	415143884,98	2132520625,79
2046	24	2437502228,37	36601601601,55	0,16	384392486,10	2516913111,88
2047	25	2437502228,37	39039103829,93	0,15	355918968,61	2872832080,49



Окончание таблицы 21

2048	26	2437502228,37	41476606058,30	0,14	329554600,56	3202386681,05
2049	27	2437502228,37	43914108286,67	0,13	305143148,67	3507529829,72
2050	28	2437502228,37	46351610515,05	0,12	282539952,47	3790069782,19
2051	29	2437502228,37	48789112743,42	0,11	261611067,10	4051680849,30
2052	30	2437502228,37	51226614971,79	0,10	242232469,54	4293913318,84
2053	31	2437502228,37	53664117200,17	0,09	224289323,65	4518202642,48
2054	32	2437502228,37	56101619428,54	0,09	207675299,67	4725877942,16
2055	33	2437502228,37	58539121656,91	0,08	192291944,14	4918169886,30
2056	34	2437502228,37	60976623885,29	0,07	178048096,43	5096217982,73
2057	35	2437502228,37	63414126113,66	0,07	164859348,54	5261077331,27
2058	36	2437502228,37	65851628342,03	0,06	152647544,95	5413724876,22
2059	37	2437502228,37	68289130570,41	0,06	141340319,40	5555065195,62
2060	38	2437502228,37	70726632798,78	0,05	130870666,11	5685935861,73
2061	39	2437502228,37	73164135027,15	0,05	121176542,69	5807112404,42
2062	40	2437502228,37	75601637255,53	0,05	112200502,49	5919312906,91

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

Таблица 22 – Cash Flow при ставке дисконтирования 10%

Год	Пе-риод	Денежные по-токи	Нарастающим ито-гом	Коэф-т диск-я	Дисконтирован-ные денежные потоки	Нарастающим итогом
2022	0	-2200000000,00	-2200000000,00	1,00	-2200000000,00	- 2200000000,00
2023	1	716183272,95	-21283816727,05	0,91	651075702,68	- 21348924297,32
2024	2	1432366545,90	-19851450181,14	0,83	1183774004,88	- 20165150292,44
2025	3	2094623258,86	-17756826922,29	0,75	1573721456,69	- 18591428835,74
2026	4	2701742372,37	-15055084549,91	0,68	1845326393,26	- 16746102442,48
2027	5	2701742372,37	-12353342177,54	0,62	1677569448,42	- 15068532994,06
2028	6	2701742372,37	-9651599805,17	0,56	1525063134,93	- 13543469859,14
2029	7	2701742372,37	-6949857432,79	0,51	1386421031,75	- 12157048827,39
2030	8	2701742372,37	-4248115060,42	0,47	1260382756,14	- 10896666071,25
2031	9	2701742372,37	-1546372688,05	0,42	1145802505,58	-9750863565,67
2032	10	2701742372,37	1155369684,33	0,39	1041638641,44	-8709224924,23
2033	11	2701742372,37	3857112056,70	0,35	946944219,49	-7762280704,75
2034	12	2701742372,37	6558854429,07	0,32	860858381,35	-6901422323,39
2035	13	2701742372,37	9260596801,45	0,29	782598528,50	-6118823794,89
2036	14	2701742372,37	11962339173,82	0,26	711453207,73	-5407370587,16
2037	15	2701742372,37	14664081546,19	0,24	646775643,39	-4760594943,77
2038	16	2437502228,37	17101583774,57	0,22	530471503,45	-4230123440,33
2039	17	2437502228,37	19539086002,94	0,20	482246821,32	-3747876619,01
2040	18	2437502228,37	21976588231,31	0,18	438406201,20	-3309470417,81
2041	19	2437502228,37	24414090459,69	0,16	398551092,00	-2910919325,82
2042	20	2437502228,37	26851592688,06	0,15	362319174,54	-2548600151,27
2043	21	2437502228,37	29289094916,43	0,14	329381067,77	-2219219083,51
2044	22	2437502228,37	31726597144,81	0,12	299437334,33	-1919781749,18
2045	23	2437502228,37	34164099373,18	0,11	272215758,48	-1647565990,69
2046	24	2437502228,37	36601601601,55	0,10	247468871,35	-1400097119,34
2047	25	2437502228,37	39039103829,93	0,09	224971701,23	-1175125418,12

Окончание таблицы 22

2048	26	2437502228,37	41476606058,30	0,08	204519728,39	-970605689,73
2049	27	2437502228,37	43914108286,67	0,08	185927025,81	-784678663,92
2050	28	2437502228,37	46351610515,05	0,07	169024568,92	-615654095,01
2051	29	2437502228,37	48789112743,42	0,06	153658699,01	-461995395,99
2052	30	2437502228,37	51226614971,79	0,06	139689726,38	-322305669,62
2053	31	2437502228,37	53664117200,17	0,05	126990660,34	-95315009,27
2054	32	2437502228,37	56101619428,54	0,05	115446054,86	-79868954,42
2055	33	2437502228,37	58539121656,91	0,04	104950958,96	25082004,54
2056	34	2437502228,37	60976623885,29	0,04	95409962,69	120491967,23
2057	35	2437502228,37	63414126113,66	0,04	86736329,72	207228296,95
2058	36	2437502228,37	65851628342,03	0,03	78851208,84	286079505,79
2059	37	2437502228,37	68289130570,41	0,03	71682917,12	357762422,91
2060	38	2437502228,37	70726632798,78	0,03	65166288,29	422928711,21
2061	39	2437502228,37	73164135027,15	0,02	59242080,27	482170791,48
2062	40	2437502228,37	75601637255,53	0,02	53856436,61	536027228,08