Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II»

*На правах рукописи*

Нгуен Минь Фыонг

# ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА РАЗВИТИЯ СОЛНЕЧНОЙ ГЕНЕРАЦИИ В СРВ

Специальность 5.2.3. Региональная и отраслевая экономика
(экономика промышленности)

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата экономических наук

Научный руководитель:
доктор экономических наук, профессор
Пономаренко Т.В.

Санкт-Петербург - 2026

## ОГЛАВЛЕНИЕ

**ВВЕДЕНИЕ..... 4**

**ГЛАВА 1 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОЦЕНКИ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И ПОТЕНЦИАЛА ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В УСЛОВИЯХ «ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПЕРЕХОДА»..... 12**

1.1 Концепция энергетической трилеммы и проблемы возобновляемой энергетики ..... 12

1.2 Анализ государственного регулирования развития возобновляемой и солнечной энергетики ..... 28

1.3 Исследование научных подходов к экономической, экологической и социальной оценке возобновляемых источников энергии ..... 32

1.4 Выводы по главе 1 ..... 36

**ГЛАВА 2 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ И ПЕРСПЕКТИВ РАЗВИТИЯ ВИЭ В СРВ ..... 39**

2.1 Прогнозирование структуры энергетического баланса в СРВ в контексте экономического роста ..... 39

2.2 Анализ современного состояния энергетического сектора СРВ ..... 50

2.3 Анализ деятельности энергетических компаний СРВ в области производства и использования возобновляемых источников энергии ..... 60

2.4 Методический подход к оценке уровня приоритетности различных источников ВИЭ ..... 71

2.5 Выводы по главе 2 ..... 84

**ГЛАВА 3 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИЧЕСКОГО ПОДХОДА К ПЛАНИРОВАНИЮ РАЗВИТИЯ СОЛНЕЧНОЙ ГЕНЕРАЦИИ В СРВ..... 87**

3.1 Сравнительный анализ проектов солнечных электростанций в СРВ..... 87

3.2 Инвестиционная оценка проектов СЭС во Вьетнаме..... 91

3.3 Методический подход к выбору проектов и оценке источников СЭС в энергетической системе ..... 98

3.4 Выводы по главе 3 ..... 107

**ГЛАВА 4 ВЛИЯНИЕ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПОДДЕРЖКИ НА РАЗВИТИЕ СЭС ВО ВЬЕТНАМЕ.....110**

4.1 Анализ факторов при создании объектов солнечной генерации в зарубежных странах.....110

4.2 Анализ методов и инструментов государственной поддержки проектов СЭС в зарубежных странах.....117

4.3 Экономическое обоснование и выбор инструментов государственной поддержки СЭС в СРВ..... 126

4.4 Расчет параметров инструментов государственной поддержки проектов СЭС на примере СЭС XuanThienEaSup..... 143

4.5 Выводы по главе 4..... 148

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ..... 150**

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ..... 152**

**ПРИЛОЖЕНИЕ А Показатели эффективности и оценочная информация, собранная автором для крупных СЭС во Вьетнаме..... 179**

**ПРИЛОЖЕНИЕ Б Акт внедрения результатов кандидатской диссертации202**

# ВВЕДЕНИЕ

## Актуальность темы исследования

Социально-экономическое развитие Социалистической республики Вьетнам (СРВ) сопровождается устойчивым ростом потребления электроэнергии: средние темпы роста ВВП и электроэнергии составили 6% и 11%, соответственно. Одновременно усиливаются риски энергетической безопасности страны вследствие дефицита ископаемых энергетических ресурсов: недостаточное качество и сложные горно-геологические условия угольных месторождений, незначительные объемы добычи нефти и газа. Экологические вызовы также нарастают: общий объем выбросов CO2 увеличился с 285,9 MtCO2 в 2019 г. до 384,911 MtCO2 в 2023 г.

Масштабный потенциал возобновляемых источников энергии (ВИЭ) используется пока недостаточно, поэтому ускоренное развитие ВИЭ, прежде всего, солнечной генерации, становится ключевым направлением улучшения структуры энергобаланса. По данным энергетической статистики, в 2023 г. общая установленная мощность электростанций во Вьетнаме достигла 80 555 МВт, при мощности солнечной генерации – 16353 МВт. При этом, в структуре производства электроэнергии доля СЭС составила 9,1% (при доминировании угля – 46% и гидроэнергетики – 28,83%).

Однако быстрый рост установленных мощностей СЭС выявил системные ограничения – сетевые «узкие места» и вынужденные ограничения генерации: в отдельных провинциях неиспользованная мощность СЭС достигала порядка 1000 МВт, а «потери» оценивались до 24 млн кВт·ч в сутки. Международное финансирование проектов ВИЭ заявлено на уровне 15,5 млрд долл. США. Это усиливает практическую значимость научно обоснованных подходов к экономической оценке направлений развития, выбору приоритетных объектов и обоснованию инструментов государственной поддержки солнечной генерации, обеспечивающих энергетическую безопасность, доступность электроэнергии и экологическую устойчивость.

**Степень разработанности темы исследования**

Вопросы развития солнечной генерации и механизмов ее стимулирования относятся к числу активно исследуемых направлений современной энергетической экономики. В научной литературе и материалах международных организаций рассматриваются политика «энергетического перехода», инструменты государственного регулирования в электроэнергетике, вопросы энергетической устойчивости и методология оценки эффективности инвестиционных проектов ВИЭ.

Существенный вклад в разработку теоретико-методологических основ анализа энергетической трилеммы внесли российские ученые Б.Н. Порфирьев, А.А. Широв, В.А. Крюков, А.М. Мастепанов и другие, исследующие взаимосвязи энергетической безопасности, структурной трансформации экономики, ресурсных ограничений и климатической повестки. В зарубежной литературе концептуальные и прикладные подходы к оценке уязвимости, устойчивости и надежности энергосистем развивали B.K. Sovacool,A. Cherp, J. Jewell, C. Winzer, D. Yergin и другие. Аналогичные вопросы применительно к СРВ изучали D. Nong, T.N. Do, C.T. Nguyen, C.P. Nguyen, X.H. Nghiem и другие.

Проблемы развития «зелёной» энергетики, включая экономическую оценку ВИЭ, повышение энергоэффективности, декарбонизацию, исследованы российскими учеными И.А. Башмаковым, Г.А. Стройковым, А.Е. Череповицыным, Т.В. Пономаренко, Н.В. Ромашевой, О.В. Новиковой, Л.Н. Проскуряковой, Г.В. Ермоленко и многими другими. Существенный вклад в системное понимание интеграции ВИЭ и построения низкоуглеродных энергосистем внесли H. Lund, B.V. Mathiesen, C. Breyer, K. Hansen, обосновавшие модели высоко- и полностью декарбонизированных энергосистем и оценившие их технико-экономические и социальные эффекты. Во вьетнамской научной литературе вопросы развития «зелёной» энергетики и интеграции ВИЭ разрабатывают L.H. Lam, M.P.Vu, P.T.Le, V.N.Nguyen и H.T. Nguyen.

Вопросы государственной поддержки ВИЭ и СЭС, включая механизмы договоров поставки мощности, тарифного стимулированияи поддержки проектов в

изолированных энергозонах, исследовали российские ученые Д.А.Чернышев, А. Широв, К. Колпаков, П.Н. Васильев, Н.В. Петроваи другие. В международной литературе ключевой вклад в анализ инструментов государственной поддержки внесли A. Coussa, P. Gugler, J. Reidy, Y. Shi, L. Ding, C. He, F. Zhang. Во вьетнамских исследованиях механизмы государственной поддержки солнечной и иной возобновляемой генерации анализируются в работах K.T. Tran, N. Le, P.V. Nguyen, отражающих результаты применения FIT-механизмов, условия развития сетевой и распределённой солнечной генерации, а также институциональные предпосылки расширения ВИЭ.

Таким образом, в литературе сформирована обширная теоретическая и эмпирическая база в отношении энергетической трилеммы, развития «зелёной» энергетики и инструментам государственной поддержки ВИЭ. Однако комплексный анализ их взаимосвязи в контексте выбора и экономической оценки проектов солнечной генерации в условиях Вьетнама остаётся недостаточно изученным.

**Объект исследования** - объекты солнечной энергетики во Вьетнаме.

**Предмет исследования** – методы экономической оценки проектов солнечной генерации в энергетической системе СРВ с учетом государственной политики.

**Цель работы** – разработка методического подхода и инструментария экономической оценки развития солнечной генерации в СРВ.

**Идея исследования:** разработанный методический подход к экономической оценке и планированию развития солнечной генерации в СРВ основан на разработке экономико-математической модели долгосрочного прогноза спроса на электроэнергию и структуры энергетического баланса, многокритериальной оценке проектов СЭС и экономическом обосновании параметров государственной поддержки в рамках «энергетического перехода» и декарбонизации.

**Задачи исследования**:

1. Выявить, проанализировать и оценить влияние внутренних и внешних факторов на энергогенерацию и развитие возобновляемых источников энергии, в том числе солнечной генерации, в СРВ.

2. Разработать экономико-математическую модель прогноза энергопотребления в СРВ и прогнозной структуры энергобаланса.

3. Разработать методический подход к оценке СЭС с применением мультикритериального анализа.

4. Выполнить комплексную оценку объектов СЭС для условий СРВ, включая оценку социально-экологического воздействия.

5. Проанализировать методы и инструменты государственной поддержки солнечной энергетики в зарубежных странах.

6. Обосновать меры государственного стимулирования солнечной генерации в условиях СРВ, взаимосвязанные с государственной энергетической политикой.

**Научная новизна работы:**

1. Разработана экономико-математическая модель прогнозирования спроса на электроэнергию с применением сценарного подхода и структуры энергетического баланса в СРВ с учетом ВИЭ.

2. Разработан комплексный подход к экономической оценке возобновляемых источников энергии в СРВ на основе интеграции экономических, экологических и социальных критериев, учитывающий специфические особенности национальной энергосистемы Вьетнама, включая территориальную неоднородность ресурсного потенциала, ограничения пропускной способности электросетевой инфраструктуры и социальные эффекты реализации проектов ВИЭ.

3. Предложен методический подход к планированию развития СЭС в энергической системе СРВ, основанный на применении метода многокритериального анализа, позволяющий ранжировать объекты СЭС и выбрать их лучшие параметры.

4. Обоснован и адаптирован к условиям Вьетнама инструментарий государственной поддержки солнечной энергетики для обоснования долгосрочных

решений государственной энергетической политики в контексте обязательств Вьетнама по декарбонизации и реализации целей справедливого энергетического перехода.

**Соответствие паспорту специальности**

Полученные научные результаты соответствуют паспорту специальности 5.2.3. Региональная и отраслевая экономика (экономика промышленности) по пункту 2.14. «Проблемы повышения энергетической эффективности и использования альтернативных источников энергии».

**Теоретическая и практическая значимость работы**

Результаты диссертационной работы расширяют теоретические представления об экономической оценке и планировании развития возобновляемой энергетики, в частности, СЭС, в условиях «энергетического перехода» за счет адаптации подходов энергетической трилеммы и интеграции экономических, технических, экологических и социальных критериев при обосновании приоритетов развития солнечной генерации в СРВ. Разработанная модель прогнозирования спроса на электроэнергию и реструктуризации энергобаланса формирует основу для сценарного анализа устойчивого развития энергетики и оценки последствий декарбонизации для развивающихся стран.

Практическая значимость заключается в возможности применения предложенных методических решений (модель прогнозирования, методический подход к оценке приоритетности источников ВИЭ, методика оценки проектов СЭС с применением многокритериального анализа, организационно-экономический инстументы выбора инструментов господдержки) при подготовке и актуализации документов стратегического планирования. Результаты могут быть использованы Министерством промышленности и торговли СРВ (MOIT), Государственной регулирующей комиссией по электроэнергетике, Vietnam Electricity Group (EVN), генерирующими и сетевыми компаниями, а также инвесторами и проектными организациями при выборе мест размещения, параметров подключения и финансовых моделей проектов солнечной генерации.

Результаты диссертации использованы в Совете Управления Проектом Северной энергетической компании – Филиале Северной энергетической корпорации - Вьетнамская электрическая группа (EVN) (акт внедрения от 20.08.2025 г., Приложение Б).

**Методы исследования**

Использовались методы инвестиционного, мультикритериального, статистического анализа, экономико-математического моделирования, а также анализа иерархий и прогнозирования.

**Положения, выносимые на защиту**

1. Долгосрочный прогноз потребности СРВ в электроэнергии, связанный с темпами роста ВВП, и необходимость «энергетического перехода» и снижения углеродоемкости производства энергии должны определять изменение структуры энергетического баланса с учётом потенциала развития ВИЭ с приоритетным развитием солнечной генерации.

2. Предложенный методический подход к комплексной технико-экономической и социально-экологической оценке конкурирующих возобновляемых источников энергии позволяет ранжировать источники ВИЭ (солнечную, ветровую, гидро- и биоэнергетику в СРВ), обосновывать оптимальную структуру «зелёной генерации» и определять лучшие параметры СЭС.

3. Экономически обоснованные параметры инструментов государственной поддержки направления солнечной энергетики, включая «зеленый тариф» и кредитное финансирование, должны применяться для реализации социально значимых проектов крупных СЭС и обеспечивать достижение целей энергетического перехода.

**Степень достоверности результатов исследования** обеспечивается использованием корректных методов научных исследований, анализом большого количества статистических материалов, национальных данных СРВ из официальных источников и международных авторитетных отчетов. Использованы документы государственного планирования, отчеты Vietnam Electricity Group

(EVN), предприятий электроэнергетической отрасли и Главного статистического управления Вьетнама.

Результаты исследования подтверждаются публикациями в рецензируемых научных изданиях, а также апробацией на российских и международных научно-практических мероприятиях.

**Апробация результатов диссертации** проведена на 8 научно-практических мероприятиях с докладами, в том числе на 5 международных, за последние 3 года принято участие в 8 научно-практических мероприятиях с докладами, в том числе на 5 международных:

1. IX International conference «Management, economics, ethics, technics - MEET 2023» (5-6$^{th}$ of October 2023, Saint Petersburg).

2. X International conference «Management, economics, ethics, technics - MEET 2024» (10-11 October 2024, Saint Petersburg).

3. XI Всероссийской (с международным участием) научной конференции «Менеджмент, экономика, этика, техника: MEET-2025» (30-31 октября 2025, Санкт-Петербург).

4. The 1$^{st}$ International Conference of Petroleum, Mining, Geology, Geoscience, Energy, and Environmental Technology - ICPMGET (24-25 July 2024, Jakarta).

5. Международной научно-практической конференции «Интеллектуальная инженерная экономика и индустрия 5.0» (25-28 апреля 2024, Санкт-Петербург).

6. XX Всероссийской конференции-конкурсе студентов выпускного курса и аспирантов «Актуальные проблемы недропользования» (1-7 декабря 2024, Санкт-Петербург).

7. Научной конференции студентов и аспирантов «Полезные ископаемые России и их освоение» (21-25 октября 2024, Санкт-Петербург).

8. 17$^{th}$ Global Conference on Business and Social Sciences – GCBSS (21-21 th August 2025, Bali).

**Личный вклад автора** заключается в постановке целей работы, формулировании задач исследования, выборе объектов и определении методов исследования, обзоре литературы, проведении анализа состояния развития

солнечной генерации в СРВ, разработке модель, сборе исходных данных и выполнении экономических расчетов.

**Публикации.** Результаты диссертационной работы освещены в 5 печатных работах (пункты списка литературы № 23, 24, 139, 140, 152), в том числе в 2 статьях – в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук, в 2 статьях – в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования Scopus.

**Структура работы**

Диссертация состоит из оглавления, введения, четырех глав с выводами по каждой из них, заключения, списка литературы, включающего 232 наименования, и 2 приложений. Диссертация изложена на 205 страницах машинописного текста, содержит 23 рисунка и 33 таблицы.

**Благодарности.** Автор выражает благодарность научному руководителю – д.э.н., профессору Т.В. Пономаренко, заведующему кафедрой организации и управления, д.э.н., профессору А.Е. Череповицыну, а также всему коллективу кафедры организации и управления Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II за помощь в подготовке диссертации.

# ГЛАВА 1 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОЦЕНКИ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И ПОТЕНЦИАЛА ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В УСЛОВИЯХ «ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПЕРЕХОДА»

## 1.1 Концепция энергетической трилеммы и проблемы возобновляемой энергетики

Необходимость реализации целей устойчивого развития в национальной экономике и энергетике, обеспечения реализации принципов энергетической трилеммы при достижении высоких темпов экономического роста национальной экономики развивающихся стран обусловливает трансформацию энергетического баланса, обоснование выбора источников генерации энергии и их оптимизацию [17, 39, 40].

Цели устойчивого развития, связанные с энергетикой, включают:

- доступ к чистой и доступной энергии (ЦУР 7): обеспечение всех людей доступом к надежной, устойчивой и современно организованной энергии [41].

- достойная работа и экономический рост (ЦУР 8): содействие устойчивому, инклюзивному экономическому развитию, полной и продуктивной занятости, а также достойным условиям труда для всех [42].

- индустрия, инновации и инфраструктура (ЦУР 9): создание устойчивой инфраструктуры, поддержка инклюзивной и экологически чистой индустриализации, а также стимулирование инновационных процессов [44].

- устойчивые города и сообщества (ЦУР 11): формирование инклюзивных, безопасных, жизнеспособных и устойчивых городов и населенных пунктов [45].

- ответственное потребление и производство (ЦУР 12): обеспечение устойчивых моделей производства и потребления [46].

- меры по борьбе с изменением климата (ЦУР 13): принятие срочных мер для борьбы с изменением климата и его последствиями через регулирование выбросов и поддержку развития возобновляемых источников энергии [47].

- жизнь в океане (ЦУР 14): сохранение и устойчивое использование океанов, морей и морских ресурсов для достижения устойчивого развития [48].

- жизнь на земле (ЦУР 15): защита, восстановление и содействие устойчивому использованию наземных экосистем, эффективное управление лесами, борьба с опустыниванием, а также предотвращение и восстановление деградации земель и утраты биоразнообразия [49].

Концепция энергетической трилеммы сформировалась в начале XXI века как попытка системно описать устойчивость национальных энергетических систем в условиях роста спроса на энергию, ужесточения экологических требований и усиления социального неравенства [50, 51, 53]. Поэтому Всемирный энергетический совет (World Energy Council, WEC) предложил рассматривать энергетику через призму трех взаимосвязанных измерений: энергетической безопасности, энергетического равенства (справедливости) и экологической устойчивости и разработал Индекс мировой энергетической трилеммы для сравнительной оценки стран [52, 54, 55].

Содержание энергетической трилеммы заключается в том, что ни одна из указанных целей не может быть достигнута отдельно от других целей [139, 140]. Обеспечение энергетической безопасности (достаточности ресурсов, надежности поставок, устойчивости к внешним шокам) часто требует значительных инвестиций и диверсификации структуры энергобаланса [19, 28, 29]. Повышение энергетического равенства предполагает доступность энергии для всех групп населения по приемлемой цене, снижение энергетической бедности и выравнивание региональных диспропорций [3, 4, 5]. Экологическая устойчивость связана с сокращением выбросов парниковых газов, внедрением «чистых» технологий, повышением энергоэффективности и минимизацией негативного влияния энергетики на окружающую среду [1, 2, 6]. Смысл трилеммы – в нахождении баланса между этими тремя измерениями, а не в максимизации только одного из них [7, 8, 9].

На основе концепции «Мировой энергетической трилеммы» (ЭТ) (разработанный WEC и консалтинговой компанией Oliver Wyman Group) предложены двенадцать показателей для следующих четырех измерений: энергетическая безопасность, энергетическая справедливость, экологическая

устойчивость и государственное регулирование [10, 11, 12]. Для каждого из критериев сформирован набор количественных индикаторов (структура энергобаланса, доля импорта, уровень доступа к электроэнергии, тарифы, объемы выбросов $CO_2$, доля ВИЭ и т.п.), которые агрегируются в интегральную оценку [13, 14, 15]. На этой основе страны ранжируются по уровню достижения целей устойчивой энергетики и по степени сбалансированности энергетической политики [16, 18, 20].

Перспективы развития концепции энергетической трилеммы связаны с ее адаптацией к новым вызовам – геополитической нестабильности, быстрым технологическим изменениям, появлению децентрализованных и распределенных источников энергии, усилению роли потребителя [21, 22, 25].

Индекс глобальной энергетической трилеммы представляет собой сравнительный анализ энергетических систем 127 стран в каком году, оценивая их эффективность по 4 ключевым критериям:

- энергетическая безопасность отражает способность страны надежно удовлетворять текущие и будущие потребности в энергии, справляться с системными шоками и быстро восстанавливаться после них с минимальными перебоями в поставках. Этот критерий включает в себя эффективность управления как внутренними, так и внешними источниками энергии, а также надежность и устойчивость энергетической инфраструктуры [26, 27];

- энергетическое равенство оценивает возможность страны обеспечить всеобъемлющий доступ к надежной, доступной и разнообразной по источникам энергии для бытовых и коммерческих нужд. Этот критерий охватывает базовый доступ к электричеству, экологически чистым видам топлива и технологиям для приготовления пищи, уровень потребления энергии, необходимый для обеспечения благосостояния, а также доступность электроэнергии, газа и топлива [78, 80, 43];

- экологическая устойчивость энергетических систем касается их перехода к снижению и предотвращению потенциального экологического ущерба и последствий изменения климата. В этом критерии акцентируется внимание на

производительности и эффективности процессов производства, передачи и распределения энергии, а также на декарбонизации и качестве воздуха [56, 63, 142];

- гибкость управления, которая отражает способность институтов и рынков страны обеспечивать устойчивое проведение политики энергоперехода: предсказуемость регулирования, качество управления и исполнения решений, инвестиционный климат, доступ к финансированию, инновационный потенциал, а также готовность энергосистемы к увеличению доли ВИЭ (сетевое развитие, гибкость, накопители и управление спросом). Чем выше показатель, тем быстрее страна может улучшать показатели трилеммы без ухудшения доступности энергии и надёжности снабжения.

Индекс выгод и потерь геополитики GeGaLo оценивает геополитическое положение 156 стран в контексте перехода на ВИЭ [225]. Вьетнам занимает 98-е место из 156, если учитывать вес ископаемого топлива в зависимости от управления и конфликтов, но поднимается на 58-е место [139, 140], когда все показатели суммируются с равными весами. Это показывает, что Вьетнам имеет потенциал для улучшения своего геополитического положения в эпоху ВИЭ [23, 89, 95], особенно если управление и снижение конфликтов, связанных с ископаемым топливом, будут эффективно реализованы [136, 137, 141]. Разница в рейтингах также отражает важность перехода на возобновляемые источники энергии для повышения энергетической безопасности и снижения зависимости от традиционных источников энергии [74, 91, 93].

Для СРВ использование подходов энергетической трилеммы позволяет не только оценить текущее положение страны в мировом рейтинге, но и формировать долгосрочную стратегию сбалансированного развития энергетики с учетом ограниченности ископаемых ресурсов, необходимости борьбы с изменением климата и задач повышения доступности энергии для населения [70, 71, 72].

Энергетическая безопасность определяется количеством энергии, необходимой промышленности и домохозяйствам с учетом прогнозных темпов роста национальной экономики, энергетическое равенство - себестоимостью энергии и способностью приобрести ее компаниями и населением, экологическая

устойчивость связана с нейтрализацией экологического ущерба [59, 60, 61]. Поэтому актуальной задачей является возможная, технологически и экономически обоснованная диверсификация источников энергии в энергетическом балансе [62, 64, 65]. Решение этой задачи связано с определением потребности в энергетических ресурсах как в настоящем, так и в будущем, наличием и доступностью разнообразных источников энергии, развитием научно-технического прогресса и исследований в области добычи и переработки ископаемых источников энергии, а также внедрением возобновляемых источников энергии [67, 68, 69].

*Основные показатели энергетической трилеммы во Вьетнамском энергетическом секторе*

В таблице 1.1 представлены показатели, обеспечивающие баланс безопасности, равенства и окружающей среды энергетики Вьетнама по оценке Мирового энергетического совета [139, 224].

Таблица 1.1 – Оценочные показатели СРВ по энергетической трилемме (составлено автором на основе [224])

| | **2019** | **2020** | **2021** | **2022** | **2023** |
|---|---|---|---|---|---|
| **1. Энергетическая безопасность** | 62.91 | 61.45 | 58.57 | 57.95 | 61.88 |
| **2. Энергетическое равенство** | 68.58 | 68.59 | 63.72 | 64.67 | 70.46 |
| **3. Экологическая устойчивость** | 64.96 | 65.37 | 57.21 | 57.1 | 57.7 |
| **Итого** | 196.45 | 195.41 | 179.5 | 179.72 | 190.04 |
| **Ранг в мире** | 91 | 65 | 61 | 61 | 56 |

Вьетнам по индексу мировой энергетической трилеммы за период 2018 – 2023 гг. в целом улучшил своё положение, что свидетельствует о росте эффективности и устойчивости энергетической системы. В 2022 – 2023 гг. динамика была положительной: после периода стрессов (рост цен на топливо, засуха и дефицит мощности) усилились меры по наращиванию генерации и сетевой инфраструктуры, а также по повышению энергоэффективности и развитию ВИЭ, что отразилось на интегральной оценке. При этом невысокое место в рейтинге указывает на сохраняющиеся ограничения: необходимость повышения качества государственного регулирования, более сбалансированной структуры энергобаланса, ускорения модернизации сетей и механизмов гибкости, а также снижения зависимости от угольной генерации.

*Основные факторы, определяющие значения показателей энергетической трилеммы во Вьетнаме, по направлениям*

1. Энергетическая безопасность

Энергетическая безопасность считается основой политики экономического развития Вьетнама. Приоритет был отдан быстрому и устойчивому развитию энергетики и сделан шаг вперед в области защиты экологической среды, обеспечения национальной обороны и безопасности, а также реализации социального прогресса и справедливости в качестве ключевой задачи [84, 86, 87].

Развитие национальной энергетики соответствовало режиму социалистической рыночной экономики и тенденциям международной интеграции; в настоящее время страна быстро строит синхронизированный, конкурентный и прозрачный энергетический рынок, диверсифицируя формы собственности и методы ведения бизнеса [88, 90]; планируется применять рыночные цены на все виды энергии, поощряются и создаются благоприятные условия для участия всех секторов экономики, особенно частного сектора, в развитии энергетики; ликвидируются все формы субсидий, монополий, недобросовестной конкуренции и непрозрачности в энергетической отрасли [90, 94].

2. Энергетическое равенство

Правительство Вьетнама поощряет частные инвестиции путем внедрения прозрачных механизмов управления и ценообразования, а также посредством стратегических государственных инвестиций в базовую инфраструктуру [85, 92, 96]. Происходит устойчивый переход к низкоуглеродной экономике, устойчивой к изменению климата [97, 100, 101].

Энергетический переход был справедливым и инклюзивным для работников, сообществ и тех, на кого это повлияло, благодаря созданию новых экономических возможностей, созданию рабочих мест и переквалификации, а также наращиванию потенциала, сил и укреплению системы социальной защиты [97, 105, 107].

3. Устойчивая окружающая среда

Усилия по ограничению повышения средней глобальной температуры на 1,5°C выше доиндустриального уровня, как это предусмотрено Парижским

соглашением об изменении климата [139, 147, 148], получили множество решений в СРВ и применяются в соответствии со стратегией [102, 103, 104]. Это включает в себя инновационные, справедливые и устойчивые подходы к декарбонизации экономики и достижению инклюзивного энергетического перехода между странами, обеспечивая при этом достижение климатических целей [107, 108, 109].

Помимо климатических целей, справедливый энергетический переход также является катализатором достижения Целей устойчивого развития (ЦУР) [110, 111, 113]. Трансформация энергетических систем создала новые рабочие места и расширила доступ к чистой и современной энергии [112, 148, 149].

Энергетический переход (энергопереход) – это структурная трансформация энергетической системы, охватывающая производство, передачу, распределение и конечное потребление энергии, направленная на снижение углеродоёмкости экономики и повышение устойчивости энергоснабжения.

Содержательно энергопереход включает (i) постепенное сокращение роли ископаемого топлива и рост доли низкоуглеродных источников (ВИЭ, при необходимости – атомной энергетики), (ii) электрификацию конечного спроса (транспорт, промышленность, здания), (iii) повышение энергоэффективности и снижение энергоёмкости ВВП, (iv) развитие сетевой инфраструктуры, цифровизацию и инструменты гибкости (управление спросом, накопители, межсистемные связи), (v) обеспечение социальной справедливости и управляемости перехода в части занятости, тарифов и доступа к энергии. Для развивающихся стран энергопереход обычно реализуется поэтапно, сочетая климатические цели с приоритетами энергетической безопасности и экономического роста.

Сценарий NetZero (чистого нулевого баланса выбросов) в энергетике представляет собой траекторию развития, при которой суммарные антропогенные выбросы парниковых газов, связанные с энергетическим сектором, к определённому горизонту (как правило, к 2050 г.) снижаются до уровня, который полностью компенсируется удалением углерода (природным или технологическим). Такой сценарий предполагает ускоренное внедрение ВИЭ, рост

энергоэффективности, электрификацию конечного спроса, развитие инфраструктуры сетей и накопителей, а также ограничение и последующий вывод наиболее углеродоёмких мощностей, прежде всего угольной генерации.

*Основные проблемы энергетического сектора Вьетнама по направлениям энергетической трилеммы*

Энергетическая безопасность в СРВ иногда нарушается, периодически возникает дефицит электроэнергии, особенно летом в сельских и горных районах, в часы пик с 11-13 часов и с 18-20 часов [110, 148, 149].

Энергетическое равенство не гарантировано для всех граждан, т.к. в сельской местности доля домохозяйств, использующих электроэнергию, по состоянию на 31 декабря 2023 года достигла 99.26%; но около 0.74% сельских домохозяйств до сих пор не имеют доступа к электричеству [150, 151, 152].

Необходимость повышения качества и устойчивости окружающей среды Вьетнама связано с увеличением выбросов CO2: 285.9 миллиона тонн в 2019 году; 2020 год – 251.1 млн тонн; 2021 год – 266.1 млн тонн; 2022 г. – 381.1 млн тонн; 2023 год – 384.911 млн тонн [155, 157, 200]. Поэтому Вьетнам должен продолжать инвестировать в энергетический переход [170, 178, 164].

Правительство Вьетнама предложило несколько направлений улучшения показателей энергетической трилеммы:

1. Мероприятия по экономии электроэнергии, например, отключение рекламных вывесок и снижение освещения в часы пик, использование электросберегающих устройств и отключение электроэнергии, когда она не используется [165, 199, 190];

2. Применение 6-ступенчатых тарифов на электроэнергию, с учетом диапазонов энергопотребления в кВт-ч: 0-50, 51-100, 101-200, 201-300, 301-400, свыше 400 кВтч – тарифы для промышленности составляют, соответственно: 0.0695, 0.07126, 0.08276, 0.10421, 0.11646, 0.12028 долл./кВтч [110, 155, 157].

В структуре энергетического баланса Вьетнама доминируют уголь (46%) и гидроэнергетика (28.83%), для обеспечения долгосрочной национальной энергетической безопасности структура энергетического баланса должна

изменяться за счет развития возобновляемых источников энергии (ВИЭ) [202, 203, 204].

Угольная генерация в СРВ в средне- и долгосрочном периоде обладает ограниченными перспективами. Во-первых, угольные станции характеризуются высокой углеродоёмкостью и становятся ключевым препятствием для выполнения климатических обязательств и целей по достижению нейтральности. Во-вторых, рост доли ВИЭ и снижение стоимости солнечных и ветровых технологий постепенно ухудшают сравнительную экономику новых угольных проектов, особенно при учёте затрат на модернизацию сетей, экологические требования и риски устаревания активов. В-третьих, зависимость от импорта угля и волатильность мировых цен создают риски для энергетической безопасности и тарифной стабильности. Поэтому дальнейшее развитие ВИЭ (солнечная, ветровая, биомасса), а также повышение энергоэффективности и развитие инструментов гибкости должны рассматриваться как приоритетное направление модернизации энергосистемы Вьетнама.

В соответствии с Национальным планом развития энергетики на период 2021–2030 годов, Видением до 2050 года (The Power Development Plan VIII - PDP), к 2030 году общая мощность электростанций для удовлетворения внутреннего спроса должна составить 168 420 МВт, включая 46 320 МВт СЭС [139, 140, 145]. К концу 2023 года общая мощность источников всей энергетической системы составила 80 555 МВт (уголь – 26744 MW, газ – 7169 MW, нефть – 1127 MW, ГЭС – 22878 MW, СЭС – 16353 MW, ВЭС – 5799 MW, биомасса – 483 MW), при этом мест с перспективами строительства крупных плотин ГЭС практически не осталось, а высококачественные угольные источники все сложнее эксплуатировать. Потенциал развития энергетического сектора Вьетнама к 2030 году планируется увеличить на 88 тыс МВт (СЭС на 30 тыс МВт, ВЭС на 12 тыс МВт, биомасса на 16 тыс МВт, новые источники ВИЭ на 00 тыс МВт) [139].

Наряду с целями по сокращению выбросов углекислого газа солнечная энергия обладает большим потенциалом замены традиционных источников энергии [139]. Кроме того, во Вьетнаме наблюдается растущий интерес к

распределенной солнечной энергетике, которая позволяет домохозяйствам и малым предприятиям устанавливать солнечные панели и использовать полученную энергию для собственных нужд (Ding L. 2021) [79]. Это направление также поддерживается правительством, что открывает новые возможности для устойчивого развития (Tran, Q. T., и др. 2021) [206].

В последние годы в некоторых странах существенно увеличилась доля ВИЭ в энергетическом балансе [210, 217, 220]. Благодаря многочисленным преимуществам ВИЭ, страны способствуют их развитию [221, 223, 226]. Автором собрана информация и выполнено сравнение энергетических показателей ряда стран, успешно развивающих ВИЭ. В таблице 1.2 представлены основные технико-экономические показатели, характеризующие энергетический сектор в США, Китае, Германии, Японии, Таиланде, Австралии и Вьетнаме в 2023 г.

Таблица 1.2 – Технико-экономические показатели, объемы и структура производства электроэнергии из ВИЭ в некоторых странах в 2023 г. (составлено автором на основе [218, 222, 223])

| **Показатель/ Страна** | **США** | **Китай** | **Германия** | **Япония** | **Таиланд** | **Австралия** | **Вьетнам** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **ВВП (миллиард долларов США)** | 27356 | 17890 | 4457 | 4210 | 2223 | 1740 | 433.7 |
| **Численность населения (миллион чел.)** | 334.91 | 1422.6 | 84.7 | 124.4 | 71.7 | 26.62 | 98.19 |
| **ВВП на душу населения (текущий доллар США/чел.)** | 81632 | 12576 | 52727 | 33842 | 7297 | 64547 | 4316 |
| **Отношение ВВП на душу населения к цене 1 МВт электроэнергии** | 453.5 | 157.2 | 101.4 | 135.37 | 66 | 293.4 | 54 |
| **Население (миллионы людей)** | 335 | 1410 | 84 | 124 | 70 | 27 | 100 |
| **Потребление электроэнергии (миллиард кВтч)** | 4065 | 9220 | 463 | 908.12 | 383.65 | 188 | 280 |

*Продолжение Таблицы 1.2*

| **Показатель/ Страна** | **США** | **Китай** | **Германия** | **Япония** | **Таиланд** | **Австралия** | **Вьетнам** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Производство электроэнергии из ВИЭ (миллиард кВтч)** | 922.76 | 1475.2 | 240.76 | 227.03 | 72.9 | 65.8 | 119.8 |
| **Доля ВИЭ в энергетическом балансе, %** | 22.7 | 16 | 51.8 | 25 | 19 | 35 | 42.8 |
| **Доля ГИЭ, %** | 10.2 | 6.7 | 4.14 | 7 | 3.7 | 6 | 29 |
| **Доля ВЭС, %** | 5.7 | 2.25 | 26.42 | 1 | 1.5 | 12 | 4.4 |
| **Доля СЭС, %** | 4.05 | 6.2 | 12.43 | 11.2 | 2.7 | 16.47 | 9.1 |
| **Доля биомассы, %** | 1.1 | 0.75 | 7.77 | 5.5 | 9.8 | 0.5 | 0.3 |

По показателю ВВП на душу населения наблюдается значительный разброс значений: максимальное значение у США (81632 долл/чел), минимальное у Вьетнама (4316 долл/чел), то есть в 19 раз ниже. По потреблению электроэнергии – максимум у Китая, минимум у Австралии (в 49 раз). По показателю «отношение среднего дохода на душу населения к средней цене электроэнергии» максимальное значение в США, при этом, Вьетнам и Таиланд являются странами с наиболее низкими значениями.

Германия, Вьетнам и Австралия в структуре производства энергии имеют высокую долю ВИЭ. В Германии уровень производства электроэнергии из ВИЭ в 3.24 раза выше, чем в Китае, в 2.73 раза выше, чем в Таиланде, в 2.28 раза выше, чем в США и в 2.07 раза выше, чем в Японии.

Вьетнам является страной с высоким уровнем использования ВИЭ (42,8%), при этом с максимальным уровнем использования гидроэнергетики (29%). Вьетнам инвестировал в систему из 1500 крупных и малых плотин гидроэлектростанций [141, 142, 143]. В Германии доля энергии, получаемой от ветра, составляет значительную часть энергобаланса (26.42%), функционирует около 30 000 ветряных турбин, среди которых крупнейшая - «HornseaOne» с мощностью 1218 МВт. Австралия характеризуется высоким уровнем использования солнечной энергии (12.43%) и насчитывает более 2500 СЭС, самой крупной из которых является «BiggerSolar» с мощностью около 1200 МВт [166, 167, 168]. В Таиланде

доля электроэнергии, производимой из биомассы, составляет 9.8%, работает около 80 электростанций, крупнейшей является «Nakhon Ratchasima Biomass Power Plant» мощностью около 9.9 МВт [73, 128, 170].

Проведенный анализ глобальных тенденций показал, что, несмотря на быстрый рост мощностей ВИЭ, их развитие сопровождается рядом серьезных проблем [176, 179, 181]. В мировом масштабе ключевыми остаются технические сложности интеграции ВИЭ в энергосистему (неустойчивость выработки, необходимость резервных мощностей и систем накопления энергии), недостаточная пропускная способность сетевой инфраструктуры, высокие капитальные затраты и неопределенность регуляторной среды [159, 174, 175]. Во многих странах инвесторы сталкиваются с изменением правил поддержки (изменение тарифов, отмена льгот, пересмотр государственных программ), что повышает риски и тормозит реализацию проектов [160, 161, 162]. Кроме того, сохраняются проблемы социального принятия – протесты против строительства ВЭС и ЛЭП, конкуренция за земельные ресурсы, конфликты с традиционными отраслями [139, 182, 183].

Производство ВИЭ по видам используемых ресурсов в исследуемых странах показано на рисунке 1.1. Анализ автора показал, что в настоящее время Китай лидирует по инвестициям в солнечную энергетику с общей установленной мощностью до 571.64 миллиард кВтч, за ним следуют США (164.63 миллиард кВтч) и Япония (101.71 миллиард кВтч). В последние 5 лет (2018-2023) Китай, Австралия и Германия продемонстрировали значительный рост доли ВИЭ в энергетических системах. Каждая страна определяет подходы и стратегии, направленные на увеличение использования различных источников ВИЭ, включая солнечную, ветровую, гидроэнергию и энергию биомассы в зависимости от конкретных факторов. Это не только способствует снижению зависимости от ископаемых видов топлива, но и помогает в борьбе с изменением климата в глобальном масштабе [212, 215, 223].

Для СРВ применительно к развитию ВИЭ характерны как общие мировые проблемы, так и специфические национальные особенности. Быстрый ввод

солнечных и ветровых мощностей в отдельных регионах опережал развитие сетевой инфраструктуры, что привело к перегрузке линий электропередачи, вынужденному ограничению выработки и снижению экономической эффективности проектов. Наблюдалась высокая зависимость инвесторов от механизма фиксированных «зеленых» тарифов, при этом пересмотр условий поддержки создавал дополнительные финансовые риски. Проблемами являются недостаток систем хранения энергии, ограниченные возможности локализации производства оборудования, нехватка квалифицированных кадров и управленческих компетенций [200, 207, 208].

Таким образом, при высоком потенциале ВИЭ Вьетнам сталкивается с задачей перехода от количественного наращивания мощностей к качественному этапу – обеспечению надежной интеграции ВИЭ в энергосистему, совершенствованию регулирования и созданию устойчивой, предсказуемой инвестиционной среды [139].

Учитывая дефицит ископаемых энергоресурсов и переход к зеленой энергии, способствующей снижению выбросов парниковых газов в окружающую природную среду, необходима диверсификация энергоресурсов в энергетической системе Вьетнама. Угольная генерация производит максимальные выбросы углекислого газа по сравнению с другими источниками, что требует внедрения технологий «чистого угля», снижения или отказа от угольной генерации. Недостаточное количество и качество вьетнамского угля, сложные горно-геологические условия [207, 208] стимулирует приоритетное использование возобновляемых источников энергии. Следует отметить, что темпы роста экономики Вьетнам составляют примерно 6-7% в год, что требует решения задачи увеличения производства энергии за счет различных источников.

Меры государственного регулирования энергетики направлены на сбалансированную структуру топливно-энергетического баланса с максимальной энергоэффективностью, минимальными издержками и снижением нагрузки на окружающую природную среду. Возобновляемые ресурсы обладают огромным

потенциалом, и в период 2023-2050 годов ожидается улучшение энергетического баланса.

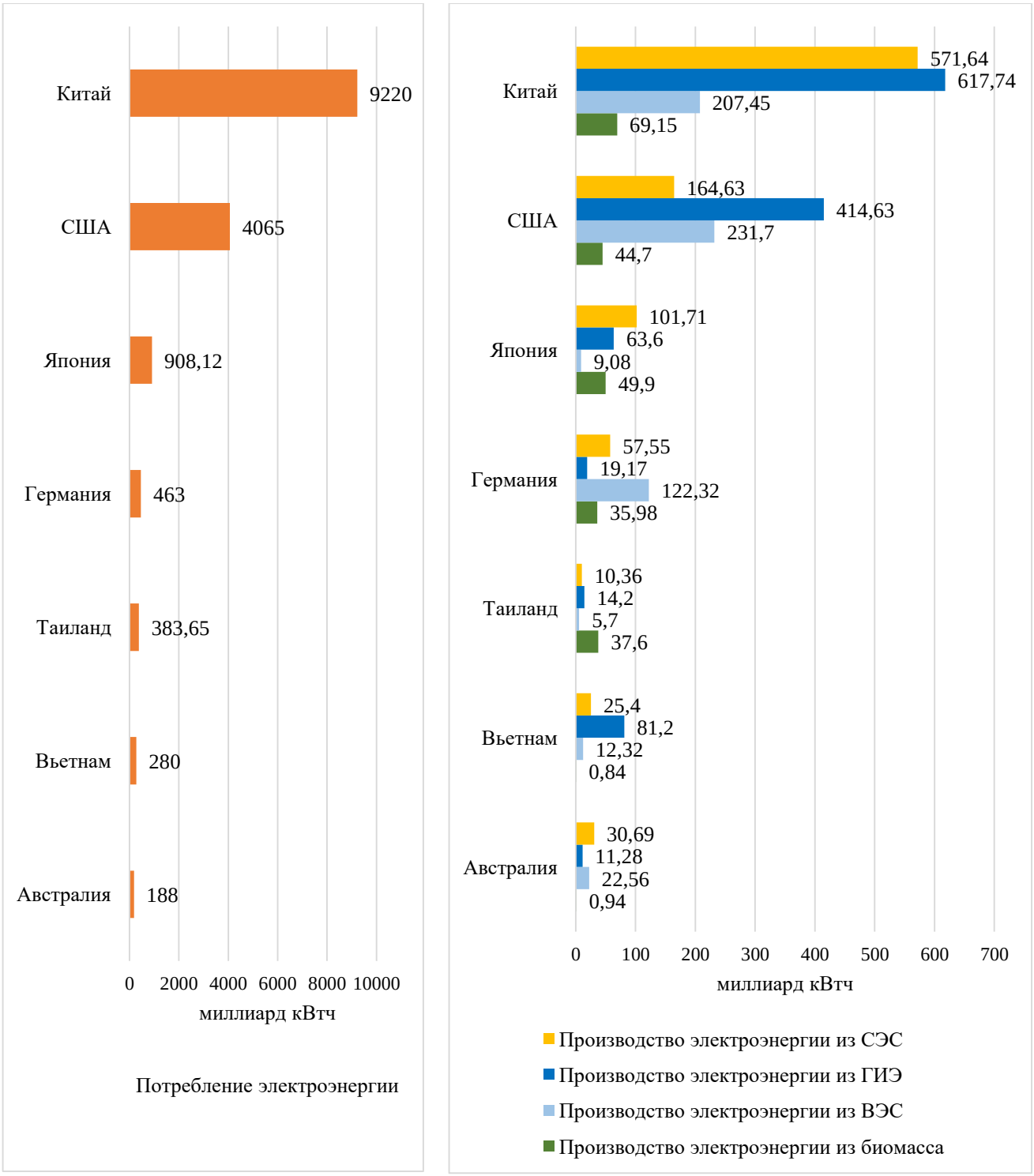



Рисунок 1.1 – Производство ВИЭ в странах в 2023 г. (составлено автором на основе [218, 222, 223])

Преимущества и потенциал возобновляемых источников энергии:

- энергия из возобновляемых источников не производит выбросов углекислого газа, в отличие от ископаемых видов топлива, помогает

минимизировать воздействие на окружающую среду и способствует уменьшению изменения климата.

- ВИЭ имеют низкие материальные затраты и эксплуатационные расходы, что обеспечивает стабильные тарифы и снижает зависимость от цен на импортируемое топливо.

- инвестиции в технологии и инфраструктуру ВИЭ создадут возможности для развития отрасли возобновляемой энергетики, создания рабочих мест и содействия экономическому развитию.

- использование возобновляемых источников энергии помогает диверсифицировать энергоснабжение, снизить зависимость от ископаемой энергии и повысить стабильность энергосистемы.

Однако в проектах ВИЭ существует множество проблем, которые ограничивают их вклад в устойчивое развитие энергетики. К числу наиболее существенных относятся высокие первоначальные капитальные затраты, длительный период окупаемости, сложность доступа к долгосрочному и доступному финансированию, а также технологические риски, связанные с переменностью выработки солнечных и ветровых электростанций.

Во многих странах строительство мощностей ВИЭ опережает развитие сетевой инфраструктуры, что приводит к перегрузке линий электропередачи, вынужденному ограничению генерации и, как следствие, к снижению доходов инвесторов и росту системных издержек.

Дополнительные сложности создают административные барьеры, длительные процедуры согласования проектов, неопределенность государственной политики и отсутствие долгосрочных гарантий для частного капитала.

Примеры, подтверждающие эти выводы, наблюдаются как в мировой практике, так и во Вьетнаме. В ряде стран Европейского союза и в Австралии уже реализованные или запланированные проекты ветроэнергетики сталкиваются с пересмотром условий поддержки, ростом стоимости подключения к сетям и задержками в выдаче разрешительной документации, что приводит к приостановке и отмене части проектов.

Во Вьетнаме также быстрый рост установленных мощностей солнечных и ветровых электростанций в 2020–2021 гг. в отдельных провинциях вызвал перегрузку сетей и необходимость ограничения выработки, что существенно снизило фактическую выработку по сравнению с проектными показателями. В таких условиях для повышения эффективности использования ВИЭ требуется не только дальнейшее совершенствование тарифной и инвестиционной политики, но и комплексное развитие сетевой инфраструктуры, систем хранения энергии, а также механизмов долгосрочного планирования и управления энергетическим балансом.

На основе стратегического анализа состояния, проблем и возможностей энергетического сектора, разработанных прогнозов экономического развития и спроса на энергию во Вьетнаме, автор определил устойчивое развитие национального энергетического комплекса на основе следующих принципов:

1. Содействие энергосбережению. Правительству необходимо постепенно переходить от добровольных стимулов к внедрению энергосбережения к обязательным, устанавливая целевые показатели энергосбережения для каждой отрасли с механизмами вознаграждений и штрафов для достижения этих целей. Для этого необходимо применять передовую науку и технику, современные технологии, экономить сырье и снижать затраты, снижать токсичные выбросы в окружающую среду, стимулировать развитие машиностроения.

2. Развивать возобновляемую энергетику и технологии хранения энергии. Рост применения альтернативных и возобновляемых источников энергии, включая гидроэнергию, ветровую, солнечную, биомассу и геотермальную энергию, способствует снижению привычного потребления энергии и уменьшению негативного влияния на природу.

3. Поддержка исследований и разведки энергетических ресурсов, а также развитие энергетического сектора в гармонии с охраной окружающей среды. Энергетическая система должна быть зеленой, чистой, экономичной и эффективной.

4. Внедрить ценовую политику на электроэнергию в соответствии с рыночным механизмом. Необходимо усовершенствовать оптовые и розничные цены на электроэнергию для обеспечения принципов рыночного механизма, правильных и полных расчетов и создания финансовых ресурсов для реинвестирования в энергетику.

5. Усилить координацию между министерствами, филиалами и на местах, а также проводить работу по изменению мышления и осведомленности в области производства и использования энергии для обеспечения энергетической безопасности.

## 1.2 Анализ государственного регулирования развития возобновляемой и солнечной энергетики

Автором была проанализирована политика ряда стран, добившихся значительных успехов в развитии солнечной энергетики (Китай, Япония, США, Германия, Австралия) или обладающих сходством с Вьетнамом (например, Таиланд сопоставим с Вьетнамом по уровню экономического развития и структуре спроса на электроэнергию, климатическим условиям и солнечному ресурсу, а также по институциональной среде стран АСЕАН (сходные регуляторные механизмы поддержки ВИЭ и вызовы интеграции распределённой генерации в сеть) [185-187]. Министерство энергетики Вьетнама прогнозирует, что в стране возможен дефицит электроэнергии, поскольку развитие новых электростанций отстает от быстро растущего потребления энергии в стране [190]. Поэтому Вьетнам фокусируется на возобновляемых источниках энергии для удовлетворения будущего спроса на электроэнергию и планирует стать экспортером электроэнергии в регионе в период с настоящего момента до 2030 года [189, 192, 195].

Политика солнечной энергетики в мире демонстрирует разнообразие подходов и успешных практик, которые могут быть полезны для Вьетнама [110, 200]. Стратегии, направленные на развитие солнечной энергетики, должны учитывать местные условия и потребности, а также интегрировать инновационные решения для повышения эффективности и устойчивости. Важно продолжать

исследования в этой области для выявления лучших практик и оптимизации существующих стратегий [23].

Согласно исследованию International Renewable Energy Agency (IRENA, 2020) [222] и Cheah S.K.A. (2022) [70], многие страны, такие как Германия, Китай и США, внедрили успешные модели политики солнечной энергетики, включая системы фиксированных тарифов (FIT), аукционы и налоговые льготы. Германия, например, стала пионером в области солнечной энергетики, внедрив FIT в 2000 году – 0.06 доллар/кВтч, что привело к значительному росту установленных мощностей (John, J. 2024) [215].

Китай, будучи крупнейшим производителем солнечных панелей, также разработал комплексную стратегию, включающую субсидии и поддержку исследований и разработок (Coussa, A. 2024) [75]. Исследование Ding, L. и др. (2021) [79] подчеркивает, что китайская политика направлена на снижение затрат на солнечную энергетику и увеличение доли ВИЭ в энергетическом балансе страны (16%). В Китае сумма поддержки (FIP - Feed in premium) составила 0.17 доллар/кВтч в 2019 году (Chen, Y. и др. 2023) [71, 72, 73].

В Соединенных Штатах политика солнечной энергетики варьируется в зависимости от штата, с акцентом на налоговые льготы и программы поддержки для домохозяйств и бизнеса (Lazard, 2021) [109]. Субсидии из бюджета на ВИЭ в США составляют около 24 миллиардов долларов в год [182], начиная с 1970-х гг., особенно после нефтяного кризиса 1973 года (Rana M.B. и Allen M.M.C. 2024) [175].

Австралия – страна с высокой долей использования энергии солнца (12.43%), работает более 2500 солнечных электростанций, крупнейшая – «Bigger Solar» мощностью около 1200 МВт (Oskar Lindberg, 2022 [160, 161]). Страна применила множество инструментов поддержки, таких как экологические стимулы или снижение налогов: например, тариф FIT составлял 0,41 доллар/кВтч от 2009 году (Lee Miller, 2018) [111]; применялась программа «Схема малой возобновляемой энергетики» (Small-scale Renewable Energy Scheme - SRES), по которой малые СЭС могут получить налоговые льготы, позволяющие снизить затраты на установку на 20-40% от инвестиций системы (Vishnu, C.R. и John, J. 2024) [215].

Япония является развитой научно-технической державой в мире (Najjarpour M. и др. 2024) [134, 135], правительство Японии издало Закон о субсидиях (FIT) для приобретения ВИЭ с 0.27 доллар/кВтч в 2012 году до 0.13 доллар/кВтч в 2020 году (Barbosa J.P. 2020) [62]. По плану к 2030 году в структуре ВИЭ энергетика будет занимать 22-24%, ископаемое топливо 56% и атомная энергетика 20 – 22% (Shi, Y. и др. 2022) [189].

Это разнообразие подходов позволяет учитывать местные условия и потребности конкретной страны при выборе и обосновании мер государственного регулирования и поддержки (Salim, A.M. и Abu Dabous, S. 2023) [182].

Сегмент солнечных фотоэлектрических систем, вероятно, будет иметь наибольшую долю рынка как в мире, так и во Вьетнаме: технология обладает высокой модульностью (от крышных установок до крупных СЭС), короткими сроками строительства и масштабируемостью, а также демонстрирует устойчивое снижение удельных капитальных затрат по мере развития цепочек поставок и повышения КПД модулей. Дополнительным драйвером выступают распределённые решения для промышленности и домохозяйств, позволяющие снижать пиковую нагрузку, уменьшать потери в сетях и повышать энергетическую автономность потребителей при росте цен на электроэнергию и ограничениях сетевой инфраструктуры [209, 216, 219]. Согласно статистике возобновляемой энергетики IRENA за 2023 год, установленная мощность солнечных фотоэлектрических систем во Вьетнаме уже составляет 16 353 МВт в 2023 году. У Минпромторга (MOIT) [200] есть дополнительный план по увеличению установленной мощности солнечных фотоэлектрических систем. С 2023 года правительство Вьетнама запустило Энергетическую стратегию стоимостью 135 миллиардов долларов, согласно которой половина крыш жилых домов страны будет оборудована фотоэлектрическими системами (план до 2050 года). Кроме того, страна ввела в эксплуатацию солнечный фотоэлектрический парк PhongHoa мощностью 50 МВт компаний STEAG Solar Energy Solutions и Thai Dat Construction [24, 200].

Увеличение мощности ветроэнергетики связано с реализацией множества крупных проектов [156, 158, 164]. Правительство установило цели и политику по поощрению инвестиций в ветроэнергетику для удовлетворения энергетических потребностей и сокращения выбросов парниковых газов[147].

Для быстрого развития технологий ВИЭ создается самостоятельное производство оборудования во Вьетнаме:

- солнечные панели для 60% рынка производятся во Вьетнаме силами 8 компаний: First Solar в Ку Чи; HT Solar в Хайфоне; IREX Solar в Вунгтау; Vina Solar в Лаокае; IC Energy в Куангнаме; Trina Solar в Бакзянге; JA Solar в Бакзянге; Canadian Solar в Хайфоне [140, 178, 208].

- ветрогенераторы для 18 – 22% рынка производятся во Вьетнаме, включая завод ветряных турбин General Electric в Хайфоне [164, 213].

- переработка биомассы в настоящее время на 100% зависит от импорта из стран: Китай, Япония, Америка, Австралия, Германия. Ожидается, что в период 2023-2030 годов во Вьетнаме будет реализовано более 7 проектов по производству собственного оборудования [139].

Во Вьетнаме СЭС начали активно развиваться с 2017 года, когда правительство внедрило политику FIT для солнечных проектов (Nguyen XP 2021) [145]. Исследование Nguyen и др. (2020) [139] показывает, что эта политика привела к резкому увеличению установленных мощностей с 2000 года (0 MW) до 2023 года (16353 MW), что также способствовало привлечению иностранных инвестиций.

Однако, несмотря на успехи, Вьетнам сталкивается с несколькими вызовами, включая недостаточную инфраструктуру и необходимость в модернизации сетей для интеграции возобновляемых источников энергии (World Bank 2021) [177, 222]. Исследование Tran и др. (2021) [207] подчеркивает важность разработки долгосрочной стратегии, которая бы учитывала как экономические, так и экологические аспекты.

Одним из финансовых механизмов обеспечения перехода к зеленой энергии и устойчивой энергетике представляет собой международное партнерство справедливого энергетического перехода (JETP) [139]. В рамках Партнерства более

состоятельные страны предоставляют финансирование развивающимся государствам, зависимым от угля, чтобы поддержать их переход к поэтапному отказу от угольной энергетики и переходу на чистые источники энергии, одновременно минимизируя социальные последствия. Основная цель JETP заключается в сокращении разрыва между развитыми и развивающимися странами в процессе перехода к устойчивой энергетике.

Южная Африка, Индонезия и Вьетнам стали первыми тремя странами, получившими финансирование [153]. В частности, Вьетнам получил согласие на финансирование в декабре 2022 года после длительного переговорного процесса. Это партнерство поддержит Вьетнам финансами, технологиями и наращиванием потенциала. Это также будет способствовать совершенствованию политики и регулирования страны для увеличения частных инвестиций в возобновляемые источники энергии. Первоначальный фонд на ближайшие три-пять лет составляет 15,5 миллиардов долларов [146].

С 2024 года СРВ формирует «дорожную карту» подготовки проектов и привлечения финансирования (гранты, льготные кредиты, частный капитал) для ускорения энергоперехода. В практическом плане средства RMP ориентированы на три группы задач: (1) развитие и модернизация сетевой инфраструктуры и систем гибкости для увеличения доли ВИЭ; (2) ускоренный ввод новых мощностей ВИЭ и энергоэффективных технологий в промышленности и зданиях; (3) управляемое сокращение роли угольной генерации (ранний вывод/конверсия отдельных блоков), включая меры «справедливого перехода» – поддержку работников и регионов, зависящих от угля, повышение компетенций и институциональные реформы рынка электроэнергии.

## 1.3 Исследование научных подходов к экономической, экологической и социальной оценке возобновляемых источников энергии

Можно выделить несколько основных научных подходов к оценке экономических, экологических и социальных аспектов развития ВИЭ [120, 121, 227].

Первый подход базируется на классических инвестиционных критериях – чистой приведённой стоимости (NPV), внутренней норме доходности (IRR), сроке окупаемости, индексе прибыльности (PI). Он позволяет оценивать финансовую привлекательность проектов с позиции инвестора, но лишь частично учитывает внешние эффекты и долгосрочные социально-экологические результаты [125, 129, 133].

Второй подход связан с широким использованием показателя приведённой стоимости электроэнергии (LevelizedCostofEnergy, LCOE), который агрегирует капитальные и операционные затраты, технические параметры (солнечная радиация, ветровой потенциал) и коэффициент использования установленной мощности (КИУМ). Преимущество LCOE заключается в возможности сопоставления проектов различных технологий и масштабов на единый базовой основе «стоимости 1 кВт·ч», однако этот показатель не отражает издержек интеграции ВИЭ в сеть, стоимости резервных и балансирующих мощностей, а также ущерба от выбросов и других внешних эффектов [46, 116, 229].

Третий подход опирается на методы мультикритериального анализа (AHP, TOPSIS, PROMETHEE, ELECTRE и др.), позволяющие учитывать одновременно экономические, технические, экологические и социальные критерии. В рамках этих методов формируется система показателей, нормируются их значения, задаются веса по степени важности, после чего производится ранжирование альтернатив или выбор оптимального варианта [110, 199]. Мультикритериальные модели позволяют учесть территориальные особенности ресурсов, состояние сетевой инфраструктуры, экологическую чувствительность регионов и социально-экономические приоритеты государства [40, 154, 173].

Наконец, в современной литературе активно развиваются интегрированные подходы, комбинирующие эконометрические модели спроса на энергию, сценарный анализ (например, сценарии NetZero) и мультикритериальные методы [117, 138, 228]. Такие модели дают возможность оценивать не только эффективность отдельных проектов, но и долгосрочные траектории развития

энергетического сектора, в том числе влияние ВИЭ на макроэкономические показатели, занятость и выполнение климатических обязательств [118, 119, 123].

Множество исследований российских, вьетнамских и зарубежных авторов [25, 30, 31] посвящено проблемам энергетического перехода и конкретным механизмам улучшения энергетического баланса в различных странах с учетом их специфики.

В статье Нгуена Х.П. и др.[43] исследуются направления развития возобновляемой энергетики во Вьетнаме до 2050 г. и выполнен анализ Государственной программы «О стратегических направлениях развития национальной энергетики Социалистической Республики Вьетнам до 2020 г., в долгосрочной перспективе - до 2050 г.», где определены основные направления развития топливно-энергетического комплексаВьетнама. Доказано, что комплекс возобновляемых источников энергии Вьетнама признается одним из ключевых факторов устойчивого социально-экономического развития страны. Далее обосновано, что для достижения устойчивого развития необходимо провести экономические реформы с учетом развития технологий в области зеленой энергетики, выбора новых источников энергии и технологий, способствующих повышению эффективности использования энергии.

Автором диссертации выполнен анализ проекта «Carbon Trust, Asia Group Advisors и Climate Smart Ventures», часть 4 которого посвящена технико-экономическому анализу механизма энергетического перехода (ETM) во Вьетнаме[153]. В проекте представлен анализ электроэнергетической системы, рынка электроэнергии, угольных электростанций и развития ВИЭ. Выделены и оценены факторы развития энергетической системы: оценка критериев генераторной установки; рейтинг выбывающих из эксплуатации угольных электростанций; скорость вывода из эксплуатации угольных электростанций; детальный финансовый анализ; определение установок для пилотного механизма преобразования энергии. Однако, по нашему мнению, исследовательская информация ограничена, и большая часть данных несколько устарела.

В статье Нгуен, K.Q. [46] показано, что Вьетнам обладает многообещающим потенциалом ветровой энергетики и имеющиеся земельные площади могут быть использованы для развития ветроэнергетики. Несмотря на экологические, экономические и социальные выгоды, которые может принести ветроэнергия, ее эксплуатация во Вьетнаме остается ограниченной, в первую очередь, из-за необходимости государственной поддержки и эффективной инфраструктуры для устойчивого развития возобновляемых источников энергии. Следовательно, важнейшим приоритетом является установление целей развития ВИЭ и реализация необходимых мер для их достижения. Предлагаются два основных инструмента: введение «зеленых» тарифов и предоставление инвестиционных стимулов.

В статье «Прошлое, настоящее и неустойчивое будущее гидроэнергетики во Вьетнаме»[89] проанализировано развитие гидроэнергетики. Авторы отмечают, что гидроэнергетика Вьетнама находится на высоком уровне развития, в Азии уступает только Китаю и Японии, далее опыт реализации 720 гидроэнергетических проектов во Вьетнаме проанализирован с точки зрения как положительного, так и отрицательного воздействия на окружающую среду.

В статье Чан Тхиен Куонг и др. [207] выполнены исследования возможности производства электроэнергии из биомассы, в частности, рисовой соломы во Вьетнаме. Это – возможность получить возобновляемую энергию из крупнейшего источника избыточной биомассы во Вьетнаме, а также многих других источников, таких как жом сахарного тростника, скорлупа кофейных зерен, сельскохозяйственные отходы и древесная мульча. Результаты исследования показали, что текущая мощность производства энергии из рисовой соломы составляет 2565 МВт, при этом в 24 из 63 провинций потенциал мощности превышает 30 МВт. В исследовании также были проанализированы ограничения и препятствия и предложены корректирующие меры для развития отечественной энергетической отрасли из биомассы.

Исследование Nguyen и др. (2021) [144] подчеркивает важность разработки долгосрочной стратегии развития ВИЭ в стране, которая бы учитывала как экономические, так и экологические аспекты. Кроме того, во Вьетнаме наблюдается

растущий интерес к распределенной солнечной энергетике, которая позволяет домохозяйствам и малым предприятиям устанавливать солнечные панели и использовать полученную энергию для собственных нужд (Ding L. и др. 2021) [79]. Это направление также поддерживается правительством, что открывает новые возможности для устойчивого развития (Thai H.T.N. и др., 2021) [199]. При этом, Вьетнам сталкивается с несколькими вызовами, включая недостаточную инфраструктуру и необходимость в модернизации сетей для интеграции возобновляемых источников энергии (World Bank 2021) [222].

Несмотря на теоретические исследования о существующих проблемах энергетической отрасли Вьетнама в настоящее время, ещё недостаточно исследований комплексного и гибкого подхода к планированию и прогнозированию энергетического перехода от угля к солнечной, ветровой, биомассе и другим экологически чистым источникам энергии до 2050 года с учетом темпов экономического роста экономики[143, 144, 145].

## 1.4 Выводы по главе 1

Структура национального энергетического баланса СРВ определяется требованиями энергетической устойчивости, представленными в Энергетической Трилемме [112, 114, 139]:

- энергетическая безопасность зависит от истощения ископаемых энергоносителей, высокого уровня импорта, роста цен на ископаемые источники энергии и возможности эффективного использования ВИЭ.

- энергетическая справедливость определяется доступностью электроэнергии и зависит от затрат на производство энергии и мер государственного субсидирования.

- экологическая устойчивость определяется выполнением обязательств по декарбонизации и Целей устойчивого развития (ЦУР), т.е., достигается при снижении выбросов парниковых газов.

В результате анализа объемов производства ВИЭ в странах – лидерах отрасли выявлены значительные различия в масштабах и темпах развития ВИЭ, что в значительной мере зависит от уровня экономики страны и обоснованности мер

государственного регулирования. Лидирующие позиции по объемам производства ВИЭ в абсолютном выражении занимают Китай и США, где объемы производства в несколько раз превышают значения показателей других исследуемых стран.

Успешные примеры Китая и Германии демонстрируют, как сочетание инновационных технологий, государственной поддержки и активного участия частного сектора может привести к значительным успехам в развитии солнечной энергетики [115, 196, 229]. Эти практики могут служить основой для разработки эффективных стратегий в странах, где ВИЭ еще находится на начальном этапе развития.

Вьетнам добился успехов в реализации ветровых, солнечных и гидроэнергетических проектов, а также имеет программы поддержки и поощрения использования ВИЭ [140].

Дополнительно следует отметить, что успешность энергоперехода во Вьетнаме определяется не только наличием ресурсного потенциала ВИЭ, но и качеством институциональной среды: предсказуемостью тарифной политики, прозрачностью процедур подключения к сети, механизмами распределения рисков между государством и инвесторами, а также темпами модернизации сетевой инфраструктуры. При высоком росте спроса именно ограничения сети и недостаток гибкости (резервов, управления спросом, накопителей) становятся «узким местом» для масштабирования солнечной и ветровой генерации.

Проведённый обзор показывает, что мировая практика опирается на сочетание инструментов: долгосрочные планы развития электроэнергетики, конкурентные механизмы отбора проектов (аукционы), целевые меры поддержки распределённой генерации и энергоэффективности, а также механизмы финансирования справедливого перехода. Для Вьетнама это особенно актуально в контексте международных инициатив, которые создают возможности привлечения капитала и технологий, но требуют высокой готовности регуляторной системы и качественной подготовки проектов.

Таким образом, ключевой вывод главы 1 состоит в том, что дальнейшее улучшение показателей энергетической трилеммы возможно только при

интегрированном подходе: одновременном развитии ВИЭ, сетевой инфраструктуры и инструментов гибкости, повышении энергоэффективности и совершенствовании государственного регулирования. Это обосновывает необходимость построения моделей прогнозирования спроса на электроэнергию и разработки методического подхода к планированию развития солнечной генерации, что и определяет логику последующих глав диссертации.

# ГЛАВА 2 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ И ПЕРСПЕКТИВ РАЗВИТИЯ ВИЭ В СРВ

## 2.1 Прогнозирование структуры энергетического баланса в СРВ в контексте экономического роста

В соответствии с Планом [178, 139, 200], темп прироста ВВП Вьетнама на период 2023-2025 планировался на уровне 6,5-7%. Фактическив 2023 году ВВП Вьетнама вырос на 5.05%; в 2024 году на 7.09%; в 2025 году на 8,02%.

В диссертации разработан методический подход к прогнозированию спроса на электроэнергию и трансформации структуры энергобаланса Вьетнама до 2050 года с учётом сценариев экономического роста. В отличие от многих работ, ограничивающихся описанием трендов, в диссертации связаны макроэкономические параметры (ВВП), динамика электропотребления и требования к структуре генерации.

Вклад других авторов, рассмотренный в главе 1, заключается в разработке отдельных инструментов (эконометрические оценки, сценарные траектории, мультикритериальные методы выбора технологий), тогда как автор диссертации интегрировал эти элементы в единую процедуру прогнозирования для условий СРВ, выполнил расчёты по выбранным сценариям и сформировал набор исходных предпосылок для последующей оценки приоритетности инвестиций в ВИЭ.

Прогнозная модель спроса на электроэнергию построена в следующей последовательности:

1) сбор информации по сценариям, выбор сценария экономического роста («Высокие темпы роста ВВП», «Низкие темпы роста ВВП», «Нулевой рост ВВП» и «Снижение ВВП») и построение прогнозной траектории ВВП до 2050 г.;

2) оценка связи (коэффициента эластичности) между ростом ВВП и ростом электропотребления и построение прогноза спроса;

3) определение требуемых мощностей генерации по сценарию «Высокие темпы роста ВВП» по наиболее вероятному, наихудшему и наилучшему вариантам;

4) построение прогнозной структуры энергобаланса по источникам, включая ВИЭ.

Рост экономики во Вьетнаме прогнозируется до 2050 года, при этом, по мнению [139], возможны 4 сценария:

1. «Высокие темпы роста ВВП»: рост до 2050 года с различными темпами, в том числе 5,9% в период 2025-2030 гг., 5,1% в период 2030-2040 гг., 3,96% в период 2040-2050 гг.;

2. «Низкие темпы роста ВВП»: рост до 2050 года с более низкими темпами, в том числе 3,5% в период 2023-2025 гг., 3% в период 2025-2030 гг., 2,5% в период 2030-2040 гг., 2% в период 2040-2050 гг.;

3. «Нулевой рост ВВП»: отсутствие изменений ВВП в период 2023-2050 гг.;

4. «Снижение ВВП»: снижение ВВП, в том числе на 2% в период 2023-2025 гг., на 2,5% в период 2025-2030 гг., на 3% в период 2030-2040 гг., на 3,5% в период 2040-2050 гг.

Эти прогнозы учитывают две основные группы факторов:

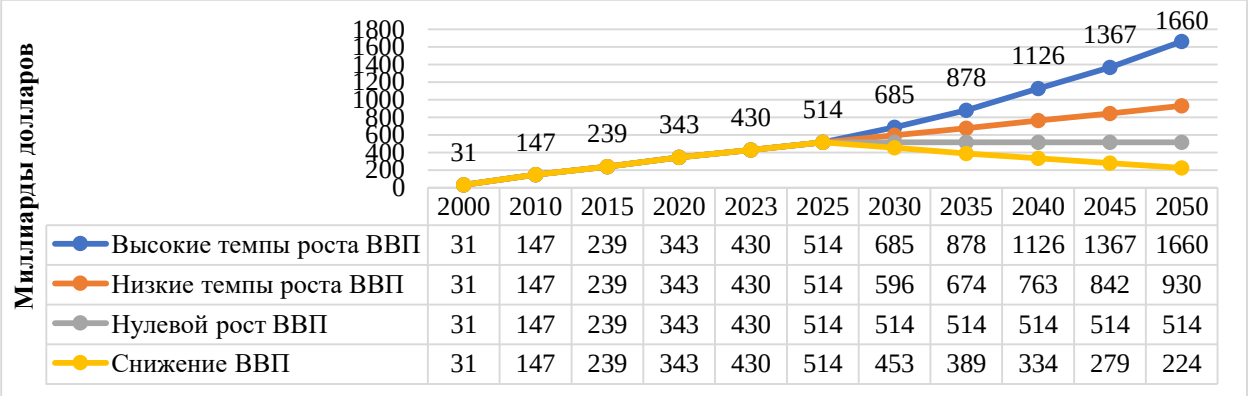
- первая группа включает экономические аспекты, которые оказывают прямое влияние на процесс роста (капитал, трудовые ресурсы, природные богатства и технологии);

- вторая группа охватывает неэкономические аспекты, которые косвенно способствуют или препятствуют экономическому развитию (социокультурные элементы, социально-политические структуры, этнические характеристики, религиозные факторы и участие общества).

В 2023 году ВВП Вьетнама увеличился на 5,05%, инфляция находилась на низком уровне 3,25%, уровень безработицы снизился, что способствовало увеличению потребительских расходов [177]. В 2024 году, по оценке Генерального статистического управления Вьетнама, ВВП страны увеличился на 7,09 % по сравнению с предыдущим годом, а его объем достиг примерно 11,5 квадриллиона донгов (около 476 млрд долл. США). Тем самым был превышен целевой ориентир Национального собрания, составлявший 6–6,5 % годового роста. Одновременно среднегодовой индекс потребительских цен составил 3,63 %, что укладывается в

установленный инфляционный коридор и свидетельствует о сохранении макроэкономической стабильности на фоне ускорения экономической динамики [218].

С учетом текущего состояния оцененных факторов [140, 178], авторы предполагают, что наиболее вероятным является сценарий «хороших темпов роста» («устойчивый рост»). ВВП Вьетнама демонстрировал стабильный рост на протяжении многих лет, что способствовало улучшению торговли в последние годы. Согласно предполагаемым темпам роста в рамках сценария «Устойчивый рост», ожидается, что ВВП Вьетнама достигнет 685 миллиардов долларов США в 2030 году, 1126 миллиардов долларов США в 2040 году и 1 миллиардов долларов США к 2050 году (рисунок 2.1).




| | 2000 | 2010 | 2015 | 2020 | 2023 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Высокие темпы роста ВВП | 31 | 147 | 239 | 343 | 430 | 514 | 685 | 878 | 1126 | 1367 | 1660 |
| Низкие темпы роста ВВП | 31 | 147 | 239 | 343 | 430 | 514 | 596 | 674 | 763 | 842 | 930 |
| Нулевой рост ВВП | 31 | 147 | 239 | 343 | 430 | 514 | 514 | 514 | 514 | 514 | 514 |
| Снижение ВВП | 31 | 147 | 239 | 343 | 430 | 514 | 453 | 389 | 334 | 279 | 224 |

Рисунок 2.1 – Фактический (до 2023 г.) и прогнозный (по оценкам авторов) ВВП Вьетнама (составлено автором на основе [178, 200])

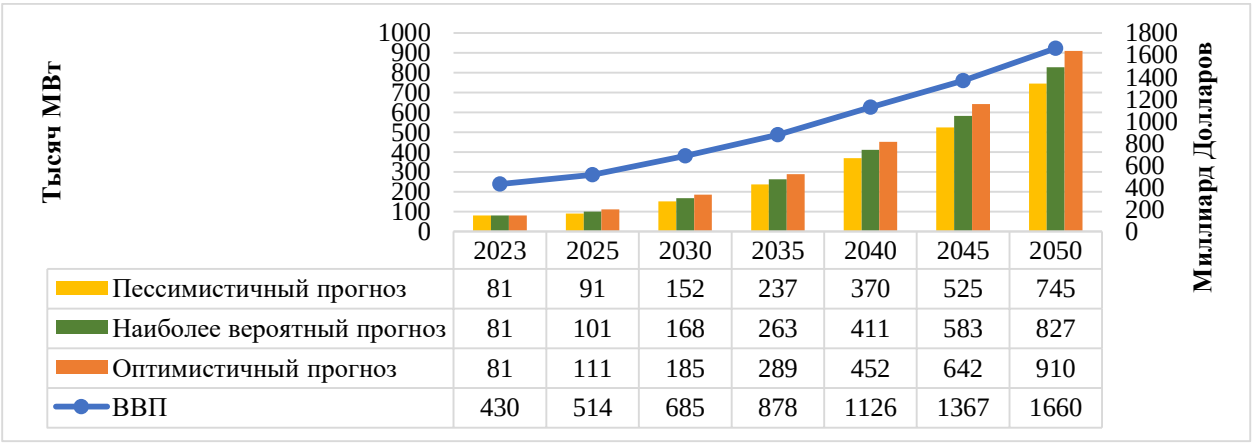
*Прогнозы потребления электроэнергии по сценарию ВВП «Хорошие темпы роста»*

Выбор сценария «Высокие темпы роста ВВП» обусловлен тем, что он наилучшим образом соответствует долгосрочной траектории развития Вьетнама как экспортно-ориентированной экономики с устойчивым притоком инвестиций и быстрым ростом промышленности и сферы услуг. В последние годы страна демонстрировала способность сохранять макроэкономическую стабильность и восстанавливаться после внешних шоков, а официальные стратегические документы закрепляют ориентир на ускоренную модернизацию и рост добавленной стоимости. Следовательно, для целей планирования энергетики целесообразно

рассматривать именно «базовый оптимистичный» сценарий, так как он формирует более жёсткие требования к надёжности энергоснабжения и темпам ввода новых мощностей.

Данные анализа показывают, что спрос на электроэнергию увеличивается пропорционально уровню благосостояния населения. Средний темп роста объема спроса на электроэнергию во Вьетнаме составил 11% в течение периода 10 лет до пандемии Covid-19 [178, 218]. По фактическим данным, спрос на электроэнергию во Вьетнаме в 2023 году составил 80,56 тыс. МВт [178].

Прогноз потребления электроэнергии рассчитан по темпам роста, заданным при прогнозировании ВВП по сценарию «Высокие темпы роста ВВП» (рисунок 2.2). Авторы считают, что спрос на электроэнергию колеблется в трех определенных диапазонах: «Пессимистичный прогноз» (-10%), «Наиболее вероятный прогноз» и «Оптимистичный прогноз» (+10 %) [139].




| | 2023 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Пессимистичный прогноз | 81 | 91 | 152 | 237 | 370 | 525 | 745 |
| Наиболее вероятный прогноз | 81 | 101 | 168 | 263 | 411 | 583 | 827 |
| Оптимистичный прогноз | 81 | 111 | 185 | 289 | 452 | 642 | 910 |
| ВВП | 430 | 514 | 685 | 878 | 1126 | 1367 | 1660 |

Рисунок 2.2 – Прогнозы потребления электроэнергии, соответствующие развитию ВВП в период 2023-2050 гг., по трем вариантам (составлено автором на основе [178, 200])

Построено автором на основе «Национальной электроэнергетической системы Вьетнама», «Экономики Вьетнама» [177, 178] и принятых допущений. В качестве базовых допущений в расчётах приняты:

1) темпы роста ВВП по сценарию «Высокие темпы роста ВВП» ($g_{GDP,t}$),

2) коэффициент эластичности спроса на электроэнергию по отношению к ВВП (ε), отражающий опережающий рост электропотребления в развивающейся экономике,

3) корректирующие коэффициенты для формирования вариантов спроса (±10%).

Темп роста спроса на электроэнергию в году $t$определяется как (1):

$$g_{E,t} = \frac{g_{GDP,t}}{\varepsilon}, \quad (1)$$

где $g_{E,t}$ – темп роста спроса на электроэнергию в году $t$(доля/коэффициент, обычно в относительных единицах; при необходимости может выражаться в %);

$\varepsilon$ – коэффициент эластичности спроса на электроэнергию по отношению к ВВП (безразмерная величина);

$g_{GDP,t}$ – темп роста ВВП в году $t$по выбранному сценарию (в относительных единицах или в %).

Прогноз объёма спроса на электроэнергию задаётся рекуррентным соотношением (2):

$$E_{t+1} = E_t \cdot (1 + g_{E,t}), \quad (2)$$

где $E_t$ – объём спроса (потребления) электроэнергии в году $t$;

$g_{E,t}$– темп роста спроса на электроэнергию в году $t$.

Подставляя выражение для $g_{E,t}$, получаем эквивалентную форму (3):

$$E_{t+1} = E_t \cdot \left(1 + \frac{g_{GDP,t}}{\varepsilon}\right), \quad (3)$$

В базовом варианте используется оценка $\varepsilon$, полученная по фактическим данным.

Для построения альтернативных траекторий спроса применяются корректирующие коэффициенты (4-5):

$$E_{t+1}^{\min} = 0.9 \cdot E_{t+1}; \quad (4)$$

$$E_{t+1}^{\max} = 1.1 \cdot E_{t+1}, \quad (5)$$

где $E_{t+1}$ – базовый прогноз спроса на электроэнергию в году $t + 1$, рассчитанный по формуле;

$E_{t+1}^{\min}$ – «Пессимистичный прогноз» вариант прогноза спроса на электроэнергию в году $t + 1$(на 10% ниже базового);

$E_{t+1}^{\max}$ – «Оптимистичный прогноз» вариант прогноза спроса на электроэнергию в году $t + 1$(на 10% выше базового).

Увеличение мощности по производству электроэнергии связано с оптимизацией на существующих электростанциях и строительству новых электростанций с учетом изменения структуры энергобаланса [219]. Поэтому далее проанализирована структура существующего энергобаланса, разработана прогнозная структура энергобаланса с учетом источников ВИЭ.

*Прогноз реструктуризации электроснабжения Вьетнама 2023-2050 гг.*

Для составления прогнозных энергетических балансов собраны следующие исходные данные и рассчитаны показатели:

- удельные затраты на производство электроэнергии из различных источников (расчетный показатель);

- данные по энергоэффективности и выбросам CO2 на электростанциях различных типов (исходные данные);

- прогнозы энергопотребления во Вьетнаме до 2050 года по вариантам (авторские прогнозы);

- плановая информация по выводу из эксплуатации энергетических станций на ископаемом топливе и вводу в эксплуатацию новых электростанций на ВИЭ (исходные данные).

*Расчет удельных затрат на производство электроэнергии из различных источников*

Исходные данные по затратам на производство электроэнергии для угля, газа, гидро- и ветроресурсов собраны из «Национального плана развития электроэнергетики» [139], который включает затраты на строительство, страхование, техническое обслуживание и транспортировку для выработки 1 кВтч электроэнергии.

Для других возобновляемых источников (солнечная энергия и биомасса) использовались данные, основанные на «Политике в области возобновляемых источников энергии во Вьетнаме» [140] и затратах в 2023 году в отдельных странах (Корея, Индонезия, Малайзия, Таиланд) [93]. Эти данные можно использовать по аналогии, поскольку эти азиатские страны имеют схожие с Вьетнамом характеристики с точки зрения экономических и социальных характеристик.

Удельная стоимость энергоресурсов (угля и газа) для производства электроэнергии определена с учетом расхода и цен следующим образом.

Из одной тонны кускового угля марки 5a.1 TCVN вырабатывается 2419 кВтч электроэнергии [222]. Цена на уголь TCVN, установленная правительством в 2023 году, составила 134 долл./т, тогда стоимость сырья (угля) для производства 1 кВтч электроэнергии составляет 0.0554 Долл. Импортный уголь (в основном австралийский антрацит, южноафриканский уголь и полубитуминозный уголь) имел среднюю цену за 1 тонну в 2023 году в размере 146 Долл.,т и обеспечивает в среднем генерацию 2460 кВтч [178], т.к. их качественные характеристики лучше. Однако импортный уголь дороже за счет налога на импорт (10%), а также затрат на транспортировку, а также цены связаны с рыночными рисками [136].

Согласно контракту на импорт природного газа газотурбинных электростанций Вьетнамского национального диспетчерского центра электросистемы, цена на газ в 2023 году составит 2974 Долл. /млн БТЕ [178]. Стоимость сырья (газа) для производства 1 кВтч электроэнергии составляет 0.027 долл.

Суммарные затраты на производство 1 кВтч электроэнергии из ветровых источников составляют 0.05 доллара. Полные расходы на выработку 1 кВтч электроэнергии на гидроэлектростанциях с плотинами составляют 0,068 доллара [46, 164].

Сравнение стоимости производства электроэнергии из различных источников энергии во Вьетнаме представлено в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Ориентировочная стоимость производства 1 кВтч электроэнергии из различных источников энергии во Вьетнаме (по данным автора)

| **Тип источника энергии** | **Уголь** | **Уголь импорт** | **Газовые турбины** | **Гидро** | **Солнечная** | **Ветер** | **Биомасса** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Стоимость сырья для производства электроэнергии (Долл. /кВтч) | 0.0554 | 0.0593 | 0.027 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Общая стоимость производства электроэнергии (Долл. /кВтч) | 0.0865 | 0.0974 | 0.071 | 0.068 | 0.0611 | 0.05 | 0.101 |

Анализ полученных затрат показывает, что стоимость производства 1 кВтч электроэнергии с помощью энергии ветра является самой низкой и составляет 0.05 долл. /кВтч. Дешевыми источниками энергии являются солнечная энергия (0.0611 долл./кВтч) и гидроэлектроэнергия – 0.068 Доллара/кВтч. Газовая и угольная энергия имеют средние затраты. Биомасса в настоящее время является источником энергии с самой высокой стоимостью, поскольку электростанции имеют недостаточную мощность [227, 228]. С экономической, социальной и экологической позиций это показывает, что возможность расширения видов энергоресурсов, использования электростанций для использования зеленой энергии вполне осуществима, и в период 2025-2030 годов будут построены и введены в эксплуатацию новые объекты.

Эффективность производства энергии определяется несколькими показателями, среди которых коэффициент использования установленной мощности электростанций (КИУМ) является ключевым критерием и представляет собой отношение среднеарифметической мощности к установленной мощности электроустановки за определённый период времени [148]. Известно, что КИУМ составляет для угольных электростанций около 63.8%, газовых – около 42.5%, нефти около 7.8%, гидро – около 39.8%, солнечной генерации – около 21.5%, ветрогенерации – около 45%, биомассы - около 27.47% [150]. Эти данные приняты для дальнейших расчетов.

Хорошо видно, что на долю угольных и гидроэлектростанций в настоящее время приходится большая часть энергии, поставляющих электроэнергию в энергосистему Вьетнама, но в большинстве исследований считается, что перспективы развития угольной и гидроэнергетики невелики [136, 149, 151].

Текущая мощность энергоисточников во Вьетнаме, виды электростанций и выработка энергии представлены в таблице 2.2 по данным [222].

Таблица 2.2 – Мощность и количество электростанций во Вьетнаме (2023 г.) (составлено автором на основе [222])

| **Тип источника энергии** | **Мощность (МВт)** | **Очень крупные электростанции (>1000 МВт)** | **Крупные электростанции (>400 МВт)** | **Средние электро-станции** | **Малые электростан-ции (<50 МВт)** |
|---|---|---|---|---|---|
| 1. Уголь | 26 744 | 9 | 16 | 12 | 1 |

*Продолжение Таблицы 2.2*

| Тип источника энергии | Мощность (МВт) | Очень крупные электростанции (>1000 МВт) | Крупные электростанции (>400 МВт) | Средние электро-станции | Малые электростан-ции (<50 МВт) |
|---|---|---|---|---|---|
| 2. Газовые турбины | 7169 | 2 | 8 | 1 | - |
| 3. Нефть | 1 127 | - | - | - | 2 |
| 4. Импорт | - | - | - | - | - |
| 5. Другие | - | - | - | - | - |
| 6. Возобновляемая энергия | 42 709 | 3 | 7 | 121 | 420 |
| а. Гидро | 22 878 | 3 | 2 | 36 | 333 |
| б. Солнечная | 16 353 | - | 4 | 67 | 62 |
| в. Ветрогенератор | 5 799 | - | 1 | 16 | 11 |
| г. Биомасса | 483 | - | - | 2 | 14 |
| Итого | 80 555 | 14 | 31 | 134 | 423 |

В перспективе до 2030 года в соответствии с Планом [200] будут построены 6 угольных электростанций общей мощностью 5660 МВт: Лонг Фу 1, Ан Кхань – Бакзянг, На Дуонг 2, Ву Анг 2, Куанг Трач 1, Ван Фонг 1. После 2030 года Вьетнам не будет строить угольных электростанций, а сосредоточится на инвестировании в возобновляемые источники энергии.

Что касается гидроэлектроэнергии, то все речные территории Вьетнама, большие и малые, полностью эксплуатируются, количество гидроэлектростанций очень велико, в разных масштабах эксплуатируется около 375 гидроэлектростанций. Гидроэнергетика Вьетнама хорошо развита и занимает третье место в Азии после Китая и Японии [165, 201].

До 2030 года прогнозируется увеличение общей установленной мощности с 80 555 до 168420 тыс. МВтч, дефицит энергии должен компенсироваться с учетом требований энергетической Трилеммы (таблица 2.3).

Таблица 2.3 – Прогноз роста общей производственной мощности и производства электроэнергии во Вьетнаме в 2023-2030 гг. (составлено автором на основе [178, 200])

| Источник | Мощность (МВт) | | Количество произведенной электроэнергии (тыс. МВтч) | |
|---|---|---|---|---|
| | 2023 г. | 2030 г. | 2023 г | 2030г |
| 1. Уголь | 26 744 | 37970 | 129577 | 212 210 |
| 2.Газ | 7169 | 15140 | 26315 | 56 366 |
| 3. Нефть | 1 127 | - | 1 267 | - |
| 4. Гидро | 22 878 | 23970 | 80904 | 83 571 |
| 5. Солнце | 16 353 | 46 320 | 25702 | 87 239 |

*Продолжение Таблицы 2.3*

| **Источник** | **Мощность (МВт)** | | **Количество произведенной электроэнергии (тыс. МВтч)** | |
|---|---|---|---|---|
| | **2023 г.** | **2030 г.** | **2023 г** | **2030г** |
| 6. Ветер | 5 799 | 18140 | 11367 | 71 508 |
| 7. Биомассса | 483 | 16 680 | 853 | 40138 |
| 8. Прочие | - | 10 200 | - | - |
| ИТОГО | 80555 | 168420 | - | - |

Правительство отдает приоритет солнечной энергии, энергии ветра, биомассе и другим новым экологически чистым источникам энергии, строится множество новых электростанций, использующих чистую энергию (зеленую энергию) [95]. Новым проектам в области возобновляемых источников энергии, включая комбинированные программы по хранению энергии, такие как «аккумулирующая гидроэнергетика» или «водородная тепловая энергия», Правительством уделяется первостепенное внимание. Например, новыми проектами в период 2017 – 2023 годов являются 133 солнечные электростанции, но они не все построены.

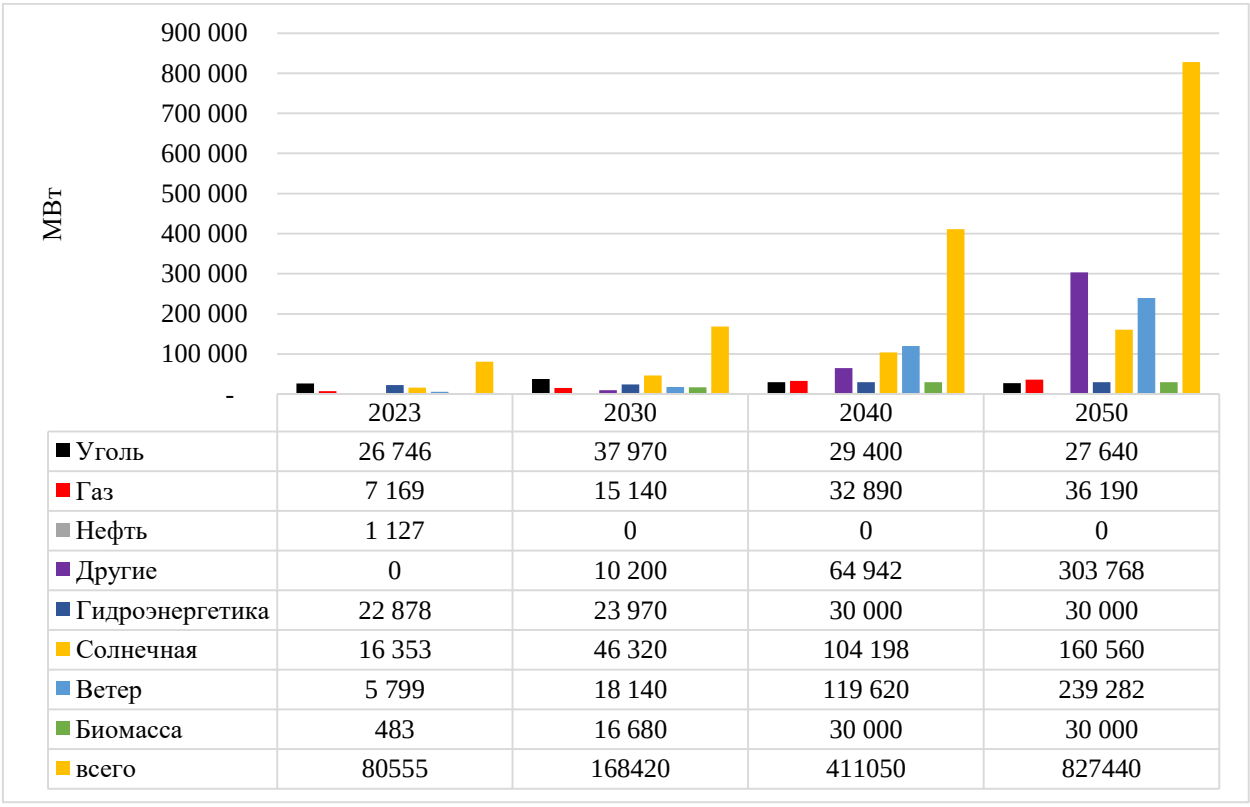
Наряду с этим необходима эффективная эксплуатация и использование источников ископаемой энергии в сочетании с импортом: постепенное сокращение доли угольной тепловой энергии, приоритетное внимание развитию внутренней газовой энергетики и развитие источников СПГ, включая импорт. Важное место занимает энергетический переход, с учетом мирового развития технологий, тенденций в области экономичных и эффективных технологий хранения энергии [150, 157].

Структура энергоресурсов в энергетическом балансе Вьетнама будет существенно меняться в период 2025-2050 годов. Вьетнам не будет строить новые угольные электростанции после 2030 года, чтобы обеспечить сокращение выбросов углекислого газа и выполнение обязательств на COP 26 (конференция Организации Объединенных Наций по изменению климата 2021 года). В настоящее время некоторые угольные электростанции все еще используют старые технологии, которые не отвечают требованиям конверсии, поэтому производственные мощности резко снизятся.

Источники ВИЭ активно поддерживаются правительством и будут занимать значительную долю. Доля электрической мощности из возобновляемых источников

энергии (включая гидроэнергетику) достигнет около 62.41% (105 тыс. МВт) к 2030 году, стремясь к доле ВИЭ более 47% с условиями обязательств в соответствии с Партнерством по справедливому энергетическому переходу (JETP) с Вьетнамом, целевым показателем более 65% к 2050 году.

На рисунке 2.3 представлена структура мощности по производству электроэнергии во Вьетнаме по источникам, включая ВИЭ и ископаемые ресурсы.




| | 2023 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|
| Уголь | 26 746 | 37 970 | 29 400 | 27 640 |
| Газ | 7 169 | 15 140 | 32 890 | 36 190 |
| Нефть | 1 127 | 0 | 0 | 0 |
| Другие | 0 | 10 200 | 64 942 | 303 768 |
| Гидроэнергетика | 22 878 | 23 970 | 30 000 | 30 000 |
| Солнечная | 16 353 | 46 320 | 104 198 | 160 560 |
| Ветер | 5 799 | 18 140 | 119 620 | 239 282 |
| Биомасса | 483 | 16 680 | 30 000 | 30 000 |
| всего | 80555 | 168420 | 411050 | 827440 |

Рисунок 2.3 – Прогнозная структура мощностей по производству электроэнергии во Вьетнаме (составлено автором на основе [200, 218])

Необходимость повышения качества и устойчивости окружающей среды СРВ связана с увеличением выбросов CO2 со средним за 2019-2023 гг. темпом 9,5%, что значительно превышает темпы роста ВВП (4,68%) и темпы роста энергопотребления (8,6%). Углеродоемкость производства энергии во Вьетнаме в 2023 году составила около 1,54 кг CO2/кВт·ч, что обусловлено значительной угольной генерацией, несмотря на рост установленной мощности ВИЭ. Прогнозы, основанные на изменении структуры энергоснабжения к 2030 году, указывают на то, что углеродоемкость оценивается в 0,92 кг CO2/кВт·ч. Поэтому Вьетнам продолжает инвестировать в энергетический переход.

Для реализации значительных структурных изменений в энергобалансе Вьетнама должны быть разработаны и реализованы Стратегические планы и программы, а также механизмы их реализации.

## 2.2 Анализ современного состояния энергетического сектора СРВ

*Производство электроэнергии и структура энергетического баланса во Вьетнаме*

Общая мощность источников всей системы составила в 2023 году 80 555 МВт (уголь – 26744 MW, газ – 7169 MW, нефть – 1127 MW, ГЭС – 22878 MW, СЭС – 16353 MW, ВЭС – 5799 MW, биомасса – 483 MW), при этом точек с потенциальными перспективами строительства крупных плотин ГЭС практически не осталось, а высококачественные угольные источники все сложнее эксплуатировать и резервировать [122, 124, 194]. К 2030 году планируется увеличить мощность до 88 тыс МВт (СЭС + 20 тыс МВт, ВЭС+ 12 тыс МВт, биомасса + 16 тыс МВт, новые источники ВИЭ + 10 тыс МВт) [139, 140, 222].

Необходимость использования различных источников ВИЭ связана с поиском сбалансированной стратегии развития энергетики в зависимости от потенциала топливных и возобновляемых источников, уровня развития технологий, энергетической безопасности и доступности энергии для населения с учетом мер государственной поддержки [178, 222]. Это подчеркивает необходимость сбалансированного подхода к развитию национальной энергосистемы с учетом экономических, экологических и социальных аспектов.

На рисунке 2.4 представлены различные источники энергии во Вьетнаме и объемы генерации энергии.

Угольные и гидроэлектростанции являются двумя крупнейшими источниками электроэнергии во Вьетнаме (рисунок 2.5). Другие источники энергии в настоящее время составляют небольшую долю, но их темпы роста быстро растут в соответствии с потребностями экономики и необходимостью диверсификации энергетического баланса.

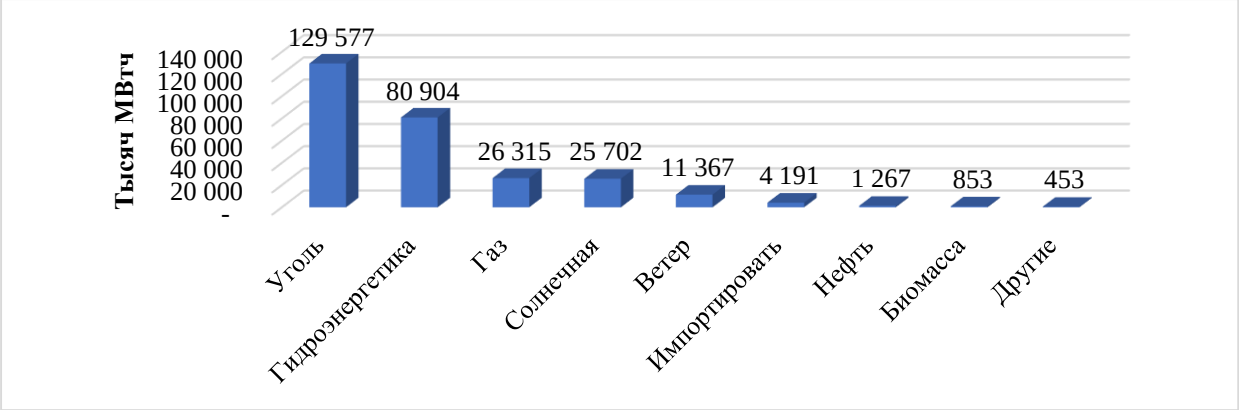
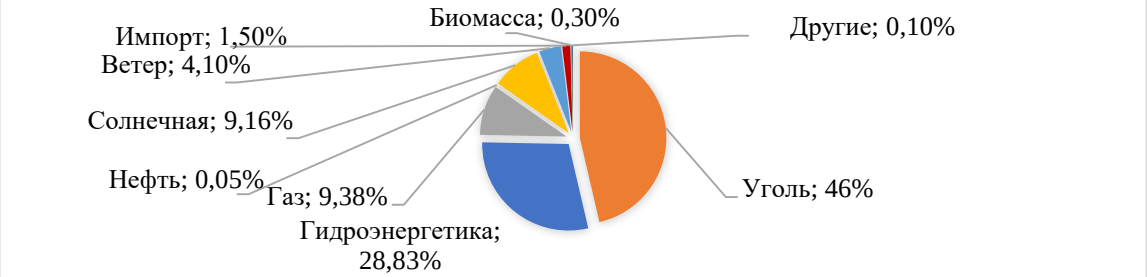
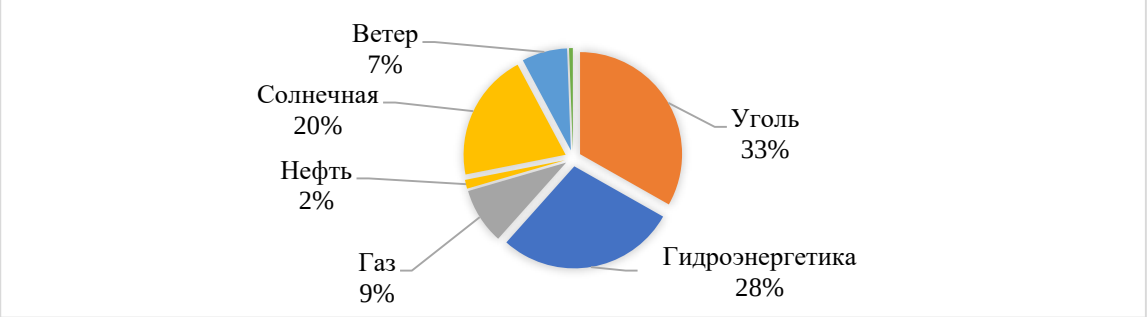



Рисунок 2.4 – Производство электроэнергии по источникам во Вьетнаме в 2023 г. (тыс. МВтч) (составлено автором на основе [178])




Производство электроэнергии, %




Электрическая мощность, %

Рисунок 2.5 – Структура производства электроэнергии во Вьетнаме в 2023 г. (составлено автором на основе [178, 222])

*Источники ископаемой энергии*

1. Уголь

Угольная тепловая энергетика занимает наибольшую долю в структуре поставок электроэнергии и в период экономического развития (2005-2020 гг.) активно инвестировалась государством [143, 144]. Угольные электростанции сосредоточены в районах вблизи угольных шахт. В настоящее время в эксплуатации находятся 38 угольных электростанций мощностью около 24,7 ГВт. [146, 149].

Большая часть мощностей угольных электростанций принадлежит государственным корпорациям, таким как VietnamElectricityGroup (57%), VietnamPetroleumGroup – PVN (11%) и VietnamOilandGasGroupVinakomin (7%). Угольные электростанции во Вьетнаме классифицируются по технологиям сжигания и параметрам пара [143, 144].

В последние годы охране окружающей среды на угольных электростанциях стало уделяться значительное внимание, в том числе с точки зрения инвестиций. В настоящее время на всех угольных электростанциях установлены системы электрофильтров (ЭФ) с эффективностью пылеочистки более 99%. В 2023 году угольные электростанции выбросили около 106 миллионов тонн углекислого газа, что составляло 84% от общего объема выбросов электроэнергетического сектора [136, 190]. В настоящее время технология улавливания $CO_2$до сих пор не применяется на угольных электростанциях Вьетнама, поскольку уровень готовности этих технологий во Вьетнаме очень низок [130, 149, 190].

Около 63% от общего количества угля во Вьетнаме в 2023 году потреблено в электроэнергетике, почти 35% использовалось в промышленном производстве (производство железа и стали, цемента, бумаги, горнодобывающая и химическая промышленность) [222].

Из страны, экспортирующей уголь на протяжении десятилетий, Вьетнам с 2015 года превратился в нетто-импортера угля [136]. Импорт угля постоянно увеличивается, чтобы удовлетворить спрос на уголь для новых угольных электростанций, введенных в эксплуатацию в последние годы [137]. В 2022 году Вьетнам импортировал рекордные 54.8 миллиона тонн, что превышает общий объем внутренней добычи угля в 11.5 миллиона тонн. Причина в том, что после 2020 года цены на уголь значительно снизились, а спрос на уголь подходящего качества со стороны тепловых электростанций также достиг рекордного уровня.

Запасы угля представлены на рисунке 2.6.

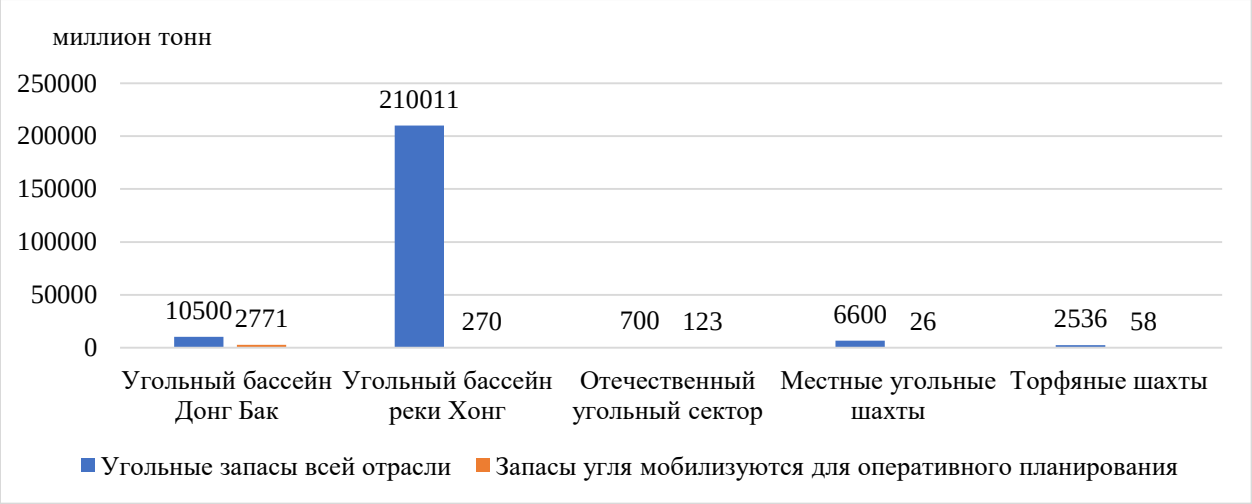



Рисунок 2.6 – Запасы (ресурсы и резервы) угля Вьетнама по данным на 2023 г. (составлено автором на основе [222])

Уголь является доступным и дешевым первичным источником энергии, широко используемым в производстве электроэнергии и тяжелой промышленности во Вьетнаме, но его использование приводит к высокой интенсивности выбросов углекислого газа [222]. Правительство Вьетнама предприняло конкретные действия для достижения целей в области противодействия изменению климата посредством введения ряда новых политик, принятых за последние два года, в том числе Решение Правительства об утверждении Национальной стратегии по изменению климата на период до 2050 года [141, 143]. Согласно государственным планам по развитию электроэнергетики Вьетнама [200] новые теплоэлектростанции не будут строиться после 2030 года. Для угольных электростанций, которые на тот момент времени еще смогут эксплуатироваться, уголь будет конвертироваться в биомассу и аммиак. Для станций со сроком службы более 40 лет работа будет остановлена, если конверсия окажется невозможной.

Во Вьетнаме имеется 82 угольных электростанций, но в эксплуатации находятся только 38, из которых шесть станций используют импортный уголь. [136, 190]. Качественные характеристики угля по видам показаны в таблице 2.4.

Из данных таблицы 2.4 видно, что вьетнамская угольная продукция имеет более высокую зольность и меньшее содержание сухого вещества, чем импортная. Это указывает на то, что качество вьетнамского угля, используемого для электростанций Вьетнама, ниже импортного [106, 104, 222].

Таблица 2.4 – Сравнение видов угля на ТЭС Вьетнама (составлено автором на основе [199, 202, 222])

| Технические характеристики | Единица измерения | Виды угля | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 5a.1 (TCVN) | 6a.1 (TCVN) | Австралийский антрацитовый уголь | Южноафриканский уголь | Полубиту-минозный уголь |
| Удельная энергоемкость | Ккал/кг | 5600 | 4800 | 5044 – 5843 | 5204 | 4797 |
| Остаточный процент золы | % | 29 | 37.5 | 26.51 – 29.41 | 22.94 – 23.39 | 9.8 |
| Влажность | % | 8.5 | 8.5 | 9.09 – 10.46 | 10.81 -11.27 | 30 |
| Содержание серы | % | 0.65 | 0.65 | 0.66 | 0.59 – 0.65 | 0.85 |
| Процент сухого вещества | % | 6.5 | 6.5 | 13.36 -16.12 | 5.67 - 12 | 25-50 |

Приняв обязательство по достижению углеродной нейтральности к 2050 году, EVN решил прекратить разработку новых проектов по производству угольной энергетики и снизить зависимость от этого источника энергии. Во Вьетнаме действуют 6 угольных электростанций, заменяющих уголь сжиженным газом: Бак Лиу, Дунг Кват 1-2, Гань Дау, Нефтехимическая ТЭЦ Лонг Шон, Фу Йен, Шон Ми 1-6.

Таким образом, сокращение использования угля во Вьетнаме станет необратимой тенденцией. В энергетическом секторе прогнозируются и другие тенденции, такие как постепенный переход на зеленую энергетику, энергетические инновации, внедрение энергетики замкнутого цикла и т.п.

В 2030 г. на вьетнамском рынке угля предполагается переход к рыночным отношениям, а цены на уголь и добыча угля будут зависеть от рыночного спроса [136].

2. Газ (Природный газ)

Газ играет важную роль, поскольку он является одним из альтернативных видов топлива в переходном процессе, более экологичен, может использоваться, пока не будут полностью построены инфраструктура, технологии и финансовые

механизмы для возобновляемых источников энергии. Кроме того, в будущем газ все еще может стать долгосрочным дополнительным источником топлива [93, 218].

Ообъединение сжигания природного газа и водорода может стать одним из самых экологичных, чистых и экономичных шагов для электроэнергетики [144]. При работе на топливе с низким или нулевым уровнем выбросов, таком как водород, в сочетании с технологией улавливания и секвестрации углерода, современные газовые турбины производят электроэнергию с чрезвычайно низкими выбросами углерода или вообще без них [144, 157]. Газотурбинные модификации LM2500 работают более 6 миллионов часов в год на водородосодержащих топливных смесях с содержанием водорода до 95%. В мире существует множество убедительных примеров использования водорода, особенно в Японии, Австралии и Южной Корее. В то же время доказано, что газовые турбины GE работают на водороде, что открывает перед энергетическими компаниями множество возможностей по сокращению выбросов [157]. К 2023 году месторождения природного газа Вьетнама исчерпаны, и потребуется импорт газа [222].

3. Нефть

В 2023 году, по данным Vietnam Oil and Gas Group PVN, запасы нефти Вьетнама увеличатся на 16.97 млн тонн, а добыча нефти достигла 10.84 млн тонн, что на 24% больше плана года [218]. Также в 2023 году Вьетнам экспортировал 2.7 млн тонн сырой нефти и импортировал 10.2 млн тонн сырой нефти на два крупнейших нефтеперерабатывающих завода Вьетнама, Нги Шон и Дунг Кват. Крупнейшим рынком поставок сырой нефти во Вьетнаме является Кувейт, на долю которого приходится почти 90%. Несмотря на высокий уровень добычи нефти, технология переработки нефти не освоена, поэтому нефтяные ТЭЦ во Вьетнаме имеют много ограничений, поэтому в 2023 году выработка электроэнергии от нефтяных электростанций составила всего 1267 тыс.МВтч. Из-за множества трудностей, проблем и воздействия на окружающую среду тепловая энергетика, работающая на нефтяном топливе, не станет будущим направлением развития энергетической промышленности правительства Вьетнама.

В целом, Вьетнам накопил опыт и технологии в разработке и использовании ископаемой энергии. Котельные системы, электростанции и системы передачи были разработаны для эффективной эксплуатации и использования [222]. Ископаемая энергия широко используется на протяжении десятилетий [146]. Хотя ископаемая энергия сегодня играет важную роль в электроснабжении Вьетнама [95, 134, 135], переход к возобновляемым источникам энергии связан с влиянием следующих факторов:

- использование ископаемой энергии приводит к выбросам CO2, что приводит к изменению климата и загрязнению окружающей среды. Это создает давление со стороны международного сообщества и требует от Вьетнама снизить свою зависимость от ископаемой энергии;

- цена на ископаемую энергию может измениться в зависимости от рыночных факторов и ситуации на глобальном рынке. Это может вызвать ценовую неопределенность и повлиять на стабильность энергетического сектора;

- истощение высококачественных источников ископаемой энергии, проблема неспособности инфраструктуры обеспечить эксплуатацию источников и необходимость импорта.

Ископаемые источники энергии (уголь, газ, нефть) постепенно теряют свое место в политике правительства по обеспечению электроэнергией на фоне роста возможностей ВИЭ во Вьетнаме. Развитие отрасли возобновляемой энергетики и инвестиции в технологические исследования и разработки создадут для Вьетнама возможности обеспечить экологически чистое и устойчивое электроснабжение в будущем.

*Источники возобновляемой энергии*

1. Гидроресурсы и гидрогенерация

Гидроэлектростанции производят 29% общей энергии, мощность гидроэлектростанций Вьетнама составляет около 22544 МВт, из которых 60% сосредоточено на Севере, 27% – в Центральном регионе и 13% – в Южном регионе [201]. К 2023 году общее количество введенных в эксплуатацию гидроэнергетических проектов составило 374 объекта.

Благодаря своему географическому положению в тропическом климате, который характеризуется жаркой и влажной погодой, значительным количеством осадков (около 1800-2000 мм в год) и развитой речной сетью, насчитывающей более 3450 рек, Вьетнам располагает обширными ресурсами для гидроэнергетики [144]. Страна простирается с севера на юг, имея береговую линию свыше 3400 км и перепады высот от более чем 3100 м до уровня моря, что создает значительный потенциал для получения энергии благодаря разнообразию рельефа [145]. По данным мирового опыта в области гидроэнергетики, будущая мощность гидроэлектростанций во Вьетнаме может варьироваться от 30 000 до 38 000 МВт, а выработка электроэнергии может составлять от 100 до 110 миллионов мегаватт-часов [201].

2. Источники солнечной энергии и солнечная генерация

Солнечная энергия во Вьетнаме имеет большой потенциал из-за близости к страны экватору и существования засушливых и солнечных районов, таких как южно-центральные провинции. Интенсивность солнечной радиации колеблется от 897 до 2108 кВтч/м2/год, что эквивалентно от 2.46 до 5.77 кВтч/м2/день. Самая высокая интенсивность радиации сосредоточена в Центральном нагорье и южных провинциях, таких как Даклак, Зялай, Нячанг, Ниньтхуан, Биньтхуан, Тайнинь и Биньфуок [141].

План развития энергетики Вьетнама VIII [200] направлен на увеличение доли солнечной энергии в возобновляемых источниках энергии до 25% в течение 8 лет. Это также позволит сократить использование импортируемой угольной энергии.

3. Источники ветрогенерации и ветроэнергетика

Ветроэнергетика во Вьетнаме принадлежит к развивающейся сфере [146]. Хотя строительство ВЭС началось только в 2012 году с ветровой электростанции Туйфонг (сейчас называется Бинь Тхань), до 2023 года было реализовано более 28 проектов с установленной мощностью от 20 до 400 МВт [213].

Вьетнам, благодаря своим географическим характеристикам, включая более 3000 км береговой линии и тропический муссонный климат, широко изучен и признан страной, обладающей значительным ветроэнергетическим потенциалом в

регионе. На более чем 39% территории Вьетнама среднегодовая скорость ветра превышает 6 м/с на высоте 65 м, на более чем 8% превышает 6 м/с [146]. Технический потенциал береговой ветроэнергетики около 42 ГВт подходит для крупномасштабных ветроэнергетических проектов [142].

Многие энергетические компании и международные инвесторы участвовали в проектах по ветроэнергетике во Вьетнаме. Международное сотрудничество помогает улучшить качество технологий и обеспечить устойчивость проектов. Несмотря на прогресс, остаются инфраструктурные проблемы, включая развитие передающих сетей для соединения районов с высокими ветровыми ресурсами с центрами потребления энергии.

Правительство Вьетнама применяет политику стимулирования и преференций, такую как снижение налогов и финансовая поддержка, для стимулирования инвестиций в ветроэнергетические ресурсы.

Потенциал прибрежного ветра намного выше, чем потенциал ветра на суше (таблица 2.5) из-за протяженности прибрежной зоны, а морской ветер обычно имеет более высокие скорости и более устойчив. Морская ветровая и сетевая инфраструктура менее ограничена проблемами землепользования. Технический потенциал морских проектов во Вьетнаме оценивался с использованием глобальных карт ветров на высоте 100 м и в пределах 200 км от побережья, а также данных морского дна GEBCO [145]. В морской зоне от 0 до 200 км от побережья Вьетнама общий технический потенциал морской ветроэнергетики составляет 475 ГВт, в том числе 261 ГВт на суше и 214 ГВт на море [146].

Таблица 2.5 – Потенциал ветроэнергетики во Вьетнаме (составлено автором на основе [146])

| **Регион** | **Потенциал береговой ветроэнергетики (ГВт)** | **Потенциал ветроэнергетики на море (ГВт)** |
|---|---|---|
| Северо-Восточный | 4.6 | 64.5 |
| Северо-Западный | 2.8 | - |
| Дельта Красной реки | 1.5 | 66.7 |
| Северный Центральный | 0.3 | 113 |
| Южно-Центральный | 16.8 | 78.8 |
| Хайлендс | 12.5 | - |

*Продолжение Таблицы 2.5*

| Регион | Потенциал береговой ветроэнергетики (ГВт) | Потенциал ветроэнергетики на море (ГВт) |
|---|---|---|
| Юго-Восточный | 3.3 | 27.1 |
| Дельта Меконга | 0.2 | 259.7 |
| Итого | 42 | 609.8 |

4. Источники биотоплива и производство энергии

Вьетнам начал использовать энергию биомассы с 2010 года, но пока недостаточно. По данным Министерства промышленности и торговли, во Вьетнаме действуют 16 электростанций, работающих на биомассе, общей установленной мощностью 350 МВт. [207].

Вьетнам имеет большой потенциал для развития энергетики биомассы с общим потенциалом до 50 миллионов тонн нефтяного эквивалента (ТНЭ). Среди них к основным источникам биомассы относятся: древесина и побочные продукты лесного хозяйства (около 40% общего потенциала, что эквивалентно 20 миллионам тонн условного топлива) и сельскохозяйственные отходы (солома, жом сахарного тростника и навоз), составляют около 30% от общего потенциала, что эквивалентно 15 миллионам тонн условного топлива). Городские отходы (бытовые и промышленные отходы) также составляют около 30% от общего потенциала, что эквивалентно 15 миллионам тонн условного топлива.

Однако производство энергии из биомассы во Вьетнаме по-прежнему сталкивается с некоторыми проблемами [206, 207], в том числе:

Инвестиционные затраты на проекты по производству энергии из биомассы относительно высоки. Это связано с тем, что ресурсы биомассы часто разбросаны, и их трудно собирать и транспортировать. Кроме того, технологии производства энергии из биомассы все еще относительно новы.

Инфраструктура для производства энергии из биомассы во Вьетнаме ограничена. Это связано с тем, что электростанции, работающие на биомассе, предприятия по переработке биотоплива и системы распределения энергии биомассы до сих пор не развиваются синхронно. Политика поддержки развития энергетики из биомассы во Вьетнаме все еще не завершена. В стране

функционирует одна тепловая электростанция, которая использует отходы вместо угля – это ТЭЦ Фу Тхо.

Вьетнам обладает значительными возможностями для применения возобновляемых источников энергии, включая гидроэнергетику, солнечную и ветровую энергию, а также биомассу. В стране много рек, солнечных площадей и сильных ветров, а также развитая сельскохозяйственная система, которая обеспечивает ресурсы для роста возобновляемой энергетики [142, 143, 144].

Обновлённые статистические данные показывают, что в 2024 г. энергосистема Вьетнама характеризовалась одновременным ростом спроса и усилением требований к устойчивости. По данным EVN, суммарное производство и закупка электроэнергии составили 308,732 млрд кВт·ч (против в 2023 г. рост около 9.6%), при этом выработка возобновляемыми источниками энергии достигла 39 641 млрд кВт·ч (12.8% от общего объёма производства и закупки) [178, 218]. Объём продаж электроэнергии увеличился до 276 029 млрд кВт·ч (рост около 9.1% к 2023 г.), а потери в сетях составили 6.16%. Уровень электрификации домохозяйств достиг 99.83% (в сельской местности – 99.74%) [218].

## 2.3 Анализ деятельности энергетических компаний СРВ в области производства и использования возобновляемых источников энергии

Энергетический сектор СРВ включает государственные и частные компании по генерации, передаче и распределению электроэнергии (EVN и его дочерние общества), независимых производителей (IPP), а также компании нефтегазового комплекса, вовлечённые в газовую генерацию и поставки топлива, при регулирующей роли Министерства промышленности и торговли и профильных регуляторов.

Вьетнамская электрическая группа (EVN) – одно из крупнейших государственных предприятий, отвечающее за обеспечение, развитие и управление электроэнергетической отраслью по всей стране. EVN была создана в 1995 году в результате реструктуризации электроэнергетических предприятий СРВ [219, 222].

EVN играет ключевую роль в обеспечении электроэнергией, эксплуатации энергосистемы и обеспечении национальной энергетической безопасности. Эта

группа также вкладывает средства в строительство электростанций, а также в развитие сетей передачи и распределения по территории страны. Кроме того, EVN занимается исследованием и внедрением новых энергетических технологий, включая возобновляемые источники (ВЭС и СЭС), с целью удовлетворения потребностей в устойчивом развитии (таблица 2.6).

Таблица 2.6 – Основные технико-экономические показатели Vietnam Electricity Group (EVN) в 2019-2023 гг. (составлено автором на основе [23, 24, 139, 140])

| **Показатели** | **2019** | **2020** | **2021** | **2022** | **2023** |
|---|---|---|---|---|---|
| Произведено и закуплено электроэнергии (млн кВтч) | 231100 | 239120 | 246400 | 261200 | 271100 |
| Коммерческая электроэнергия (млн кВтч) | 209770 | 216950 | 225300 | 236400 | 251250 |
| Доля электроэнергии, используемой для передачи и распределения (%) | 6.5% | 6.35% | 6.3% | 6.25% | 6.05% |
| Нормальная прибыль на собственный капитал (%) | 0.35% | 6.21% | 7.26% | (4.7%) | (5.6%) |

Следует отметить, что EVN добилась прогресса в производстве и поставках электроэнергии, при этом, необходимо дальнейшее повышение эффективности управления и сокращение потерь в системе для обеспечения устойчивого развития в будущем.

Основные направления деятельности EVN: производство и торговля электроэнергией; импорт и экспорт электроэнергии; инвестиции и управление капиталом в энергетических проектах; управление, эксплуатация, ремонт и техническое обслуживание электромеханического оборудования и энергетических объектов; консультации по управлению проектами.

Кроме этого, EVN работает в смежных секторах:

- производство электрооборудования;

- строительство и монтаж электроустановок;

- услуги по автоматизации и управлению; предоставление услуг в области информационных технологий (исследования, разработки, внедрение, консультирование и обучение) внутри страны и за рубежом, управление частными телекоммуникационными системами;

- импорт и экспорт топлива, сырья, материалов и оборудования для электроэнергетики;

- строительство и шеф-монтаж телекоммуникационного и информационно-технологического оборудования; производство строительных материалов, изоляционных материалов, теплоизоляционных материалов, средств охраны труда;

- консультации по управлению проектами; консультации по планированию инвестиционных проектов, консультации по тендерам, смета и надзор за строительством телекоммуникационных работ - проектов в области информационных технологий, промышленности и строительных работ;

- финансовые инвестиции и управление государственным капиталом, переданным VietnamElectricityGroup для энергетических проектов;

- сотрудничество в области подготовки и развития кадров с зарубежными странами.

Совет по стратегии развития EVN выполняет экспертно-аналитическую функцию при формировании и реализации стратегии группы: готовит предложения по долгосрочным и среднесрочным планам, оценивает тенденции развития электроэнергетики, прогнозирует спрос и предложение, формирует предложения по инвестициям в генерацию и сети, включая проекты ВИЭ и меры по повышению энергоэффективности. Система внутреннего аудита и финансового надзора обеспечивает контроль финансовой устойчивости и соблюдение корпоративных процедур. Функциональные департаменты (планирование; финансы и бухгалтерия; юридическое сопровождение; рынок электроэнергии; производство и техническая эксплуатация; наука, технологии и экология; телекоммуникации и ИТ; международные отношения; безопасность) обеспечивают подготовку решений и операционную поддержку руководства. Блоки управления инвестициями, строительством и тендерами отвечают за проектный цикл – от планирования и отбора подрядчиков до контроля реализации.

Вьетнамская электрическая группа (EVN) является компаний с ограниченной ответственностью, состоящая из одного члена, принадлежащая государству. В структуру входит 36 дочерних подразделений, 38 дочерних компаний, а также 14 кооперативных компаний.

На рисунке 2.7 показано изменение численности сотрудников EVN за прошедшие годы.

Рисунок 2.7 – Численность работников EVN в 2019-2023 гг. (составлено автором на основе [23, 24, 139, 140])

За рассматриваемый период снижение численности работников EVN можно объяснить цифровизацией и автоматизацией производства (дистанционное управление подстанциями, внедрение ИТ-систем), а также реструктуризацией и повышением производительности труда, что сокращает потребность в обслуживающем персонале при росте объёмов производства.

К дочерним подразделениям относятся основные энергетические активы компании, производящие энергию на ТЭС и ГЭС (например, Гидроэнергетическая компания Хоа Бинь; Лалийская гидроэлектрическая компания; Трианская гидроэнергетическая компания).

Несколько дочерних и зависимых обществ включают компании со 100% уставным капиталом, принадлежащим EVN (например, Энергетическая корпорация 1; Национальная энергопередающая корпорация; Северная энергетическая корпорация).

Компании, в уставном капитале которых более 50% принадлежит EVN (например, Энергетическая корпорация 2 – Акционерное общество; Электрогенерирующая корпорация 3 – Акционерное общество; Акционерное общество «Электростроительное и консалтинговое общество» 1).

Несколько компаний, в уставном капитале которых менее 50% принадлежит EVN (акционерные общества – Компания Dong Anh Electrical Equipment, «Электростроительное и консалтинговое общество» 3, Энергетическое акционерное общество «Винь Тан 3»), имеющие большую самостоятельность в хозяйственной деятельности.

На рисунке 2.8 показана организационная и управленческая структура EVN.

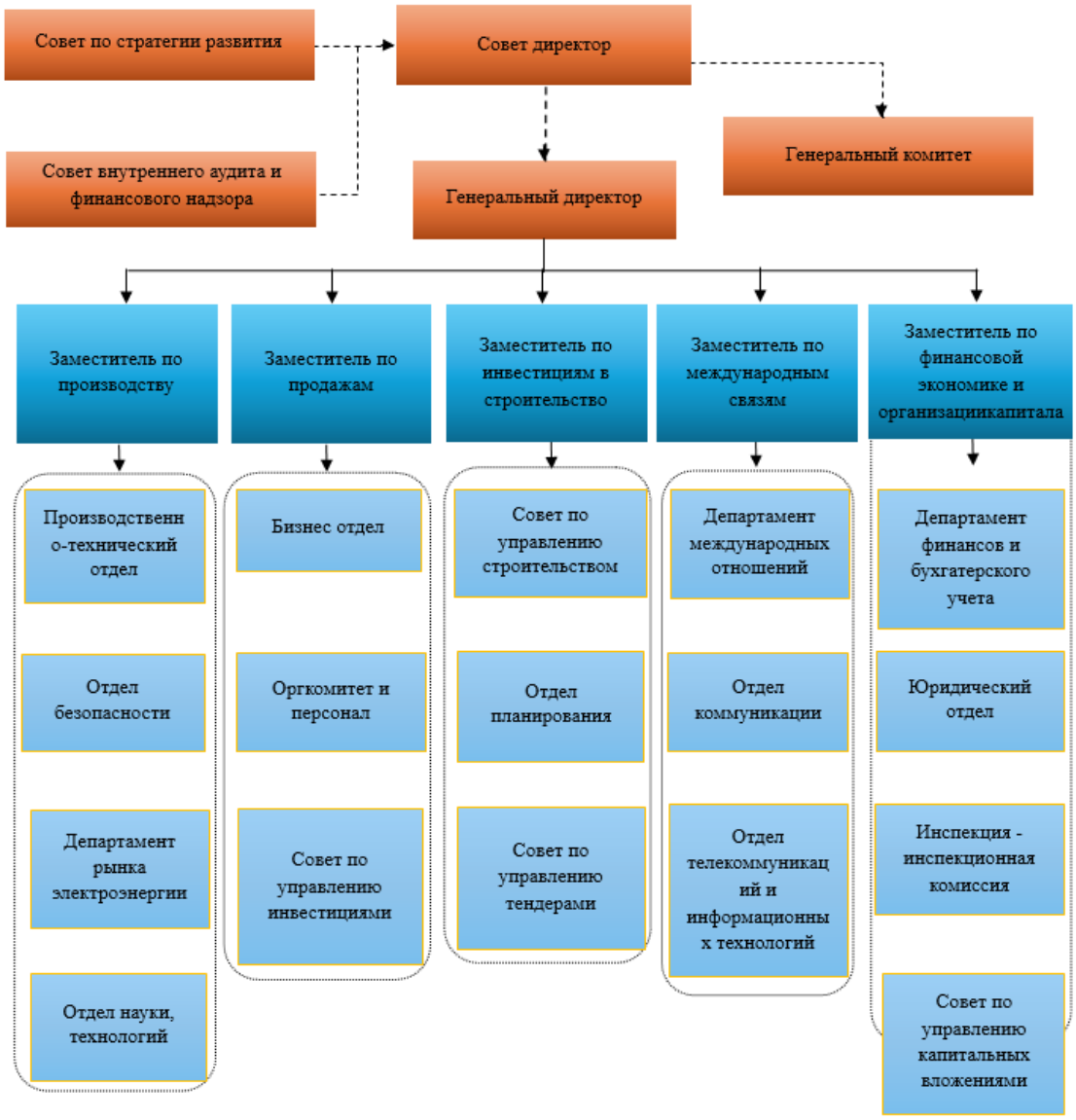



Рисунок 2.8 – Организационная структура управления EVN (составлено автором на основе [23, 24, 139, 140])

ГЭС Сон Ла является мощнейшей, введена в эксплуатацию в 2012 году. Установленная мощность около 2400 МВт обеспечивается 6 энергоблоками. Общий объем инвестиций в проект достиг 60 196 миллиардов донгов, что значительно превышает первоначальную оценку в 42 476,9 миллиардов донгов. Годовое производство электроэнергии составляет около 10 246 ГВтч, а операционная эффективность 88-89%. Ожидаемый срок окупаемости проекта составляет от 15 до 20 лет в зависимости от цен на электроэнергию и эксплуатационных расходов. EVN эксплуатирует более 50 ГЭС различной мощности (таблица 2.7).

Таблица 2.7 – Мощность ГЭС в EVN 2023 г. (составлено автором на основе [23, 24, 139, 140])

| № | гидроэлек-тростанция | мощ-ность | | гидроэлек-тростанция | мощ-ность | № | гидроэлек-тростанция | мощ-ность |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Сон Ла | 2400 | 19 | Донг Най 3 | 180 | 37 | Бан Ра | 18 |
| 2 | Хоа Бинь | 1920 | 20 | Ан Кхе – Канак | 173 | 38 | Чием Хоа | 16 |
| 3 | Лай Чау | 1200 | 21 | Сон Бунг 4 | 156 | 39 | Текущая река 3 | 14 |
| 4 | Иали | 720 | 22 | Кхе Бо | 100 | 40 | Нам Хот | 14 |
| 5 | Хоой Куанг | 520 | 23 | Сон Бунг 2 | 100 | 41 | Рао Мун 4 | 14 |
| 6 | Хам Туан — Да Ми | 475 | 24 | Плей Кронг | 100 | 42 | Да Кронг 1 | 12 |
| 7 | Три Ан | 400 | 25 | Чампа | 48 | 43 | То Буонг – Донг Хуа | 10.1 |
| 8 | Туен Куанг | 342 | 26 | Бинь Дьен | 44 | 44 | Нам Кау 2 | 10 |
| 9 | Донг Най 4 | 340 | 27 | Хуонг Сон | 33 | 45 | Кхе Нги | 8 |
| 10 | План | 320 | 28 | Муонг Хум | 32 | 46 | Нам Кхат | 7,5 |
| 11 | Дай Нинь | 300 | 29 | Река Куанг | 32 | 47 | Нам Пай | 7,5 |
| 12 | Буон Куоп | 280 | 30 | Нам Си Луонг 1 | 30 | 48 | Роанг | 7.2 |
| 13 | Трунг Сон | 260 | 31 | Чау Тон | 27 | 49 | Сим Ванг 2 | 6.6 |
| 14 | Бан Чат | 220 | 32 | Да Кронг 4 | 24 | 50 | Ван Фонг | 6 |
| 15 | Река Ба Ха | 220 | 33 | Сап Вьетнам | 21 | 51 | На Лоа | 6 |
| 16 | Серепок 3 | 220 | 34 | Нам Си Луонг 3 | 21 | 52 | На Тау | 6 |
| 17 | А Выонг | 210 | 35 | Нам Си Луонг 4 | 20 | 53 | А Выонг 3 | 4,8 |
| 18 | Сон Транх 2 | 190 | 36 | Нам Кан 2 | 19 | - | - | - |

ГЭС Сон Ла удовлетворяет около 10% потребности страны в электроэнергии в периоды пиковой нагрузки. Значение станции заключается в ее вкладе в экономическое развитие региона и страны, создание тысячи рабочих мест, снижение выбросов парниковых газов по сравнению с традиционными источниками энергии, такими как уголь.

ТЭС имеют высокую мощность, EVN управляет и эксплуатирует 14 угольных электростанций (таблица 2.8), расположенных в 3 регионах (Север – Центр – Юг).

Таблица 2.8 – ТЭЦ под управлением группы EVN 2023 г. (составлено автором на основе [23, 24, 139, 140])

| № | ТЭЦ | Мощность, МВт | № | ТЭЦ | Мощность, МВт | № | ТЭЦ | Мощность, МВт |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Дуйен Хай-1 | 1244 | 6 | Винь Тан-4 | 1200 | 11 | Тай Бинь-1 | 600 |
| 2 | Дуйен Хай-3 | 1244 | 7 | Монг Дуонг-1 | 1080 | 12 | Расширение тепловой электростанции Уонг Би II | 330 |
| 3 | Винь Тан-2 | 1244 | 8 | Дуйен Хай-3 расширен | 660 | 13 | Расширение тепловой электростанции Уонг Би I | 300 |
| 4 | Хайфон 1-2 | 1200 | 9 | Винь Тан-4 расширен | 600 | 14 | Тепловая электростанция Уонг Би I | 105 |
| 5 | Куанг Трач-1 | 1200 | 10 | Нги Сон-1 | 600 | - | - | - |

ВЭС достаточно мощные, компания управляет 6 ветроэлектростанциями (таблица 2.9).

Таблица 2.9 – ВЭС под управлением группы EVN 2023 г. (составлено автором на основе [23, 24, 139, 140])

| № | ВЭС | Мощность, МВт | № | ВЭС | Мощность, МВт | № | ВЭС | Мощность, МВт |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Винь Тан 2 | 1244 | 3 | Монг Дуонг 1 | 1080 | 5 | Винь Тан 4 MR | 600 |
| 2 | Винь Тан 4 | 1200 | 4 | Уонг Би MR | 630 | 6 | Ан Кхань (Теплоэлектростанция Кханьхоа) | 120 |

Солнечные электростанции (СЭС) во Вьетнаме представлены как крупными сетевыми проектами (utility-scale), так и распределённой крышной генерацией. Крупные СЭС, как правило, имеют мощность десятки и сотни МВт и располагаются в регионах с высоким солнечным потенциалом; они дают значимый вклад в валовую выработку, но требуют расширения сетей и мероприятий по регулированию режима. Крышные фотоэлектрические системы, напротив, имеют меньшую единичную мощность (от нескольких кВт у домохозяйств до нескольких МВт у промышленных объектов), строятся быстро и позволяют снижать нагрузку

на распределительные сети в часы пик, повышая энергообеспеченность потребителей.

В настоящее время во Вьетнаме реализовано 103 000 проектов солнечной энергетики на крышах общей установленной мощностью 9,5 ГВт. Акционерное общество «Консалтинговое электростроительное строительство» 1–2–3–4 (PECC 1–2–3–4) реализует проекты электроснабжения на крышах в ряде регионов. Было зарегистрировано 12 765 проектов солнечной энергетики на крыше для продажи электроэнергии EVN с общей выработкой электроэнергии 30,5 млн кВтч.

В таблице 2.10 представлены солнечные электростанции, находящиеся в управлении группы EVN.

Таблица 2.10 – СЭС под управлением группы EVN 2023 г. (составлено автором на основе [23, 24, 139, 140])

| № | СЭС | Мощность, МВт | № | СЭС | Мощность, МВт | № | СЭС | Мощность, МВт |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Дау Тиенг 1,2,3 | 450 | 2 | Фу Май | 47 | 3 | Муйне | 40 |

*Анализ стратегии развития EVN* [109, 110]

Автором выполнен анализ Стратегии развития Vietnam Electricity Group до 2030 года и Видения до 2045 года.

Целями развития определены следующие:

1. Улучшение финансовых показателей:

- ставка самоинвестирования (доходность капитала)> 30;

- соотношение долга к собственному капиталу < 3;

- возможность краткосрочной оплаты ≥ 1 год.

2. Гарантированное обеспечение электроснабжения и построение интеллектуальной энергосистемы.

3. Обеспечение электроснабжения отдаленных районов и островов.

4. Снижение потери электроэнергии до уровня развитых стран АСЕАН (4–6% выработки, что соответствует диапазону, характерному для более развитых энергосистем региона по сопоставимым международным оценкам; для Вьетнама

уже достигнут уровень около 6,16% в 2024 г., дальнейшее улучшение возможно за счёт модернизации сетей и цифровизации учёта).

5. Активное участие в развитии рынка электроэнергии.

6. Разработка передовых систем диспетчеризации и широкое применение технологий интеллектуальных сетей.

7. Полное дистанционное, беспилотное управление:

- 100% трансформаторных подстанций 110 кВ в период 2021-2025 гг;

- 100% станций 220 кВ в период 2025 – 2030 гг;

- по индексу доступа к электроэнергии и обслуживанию клиентов войти в тройку лидеров стран АСЕАН в период 2025 – 2045 гг.

8. Экономия электроэнергии не менее 2% от годовой выработки в период 2020 – 2025 гг.

- реализовать программы регулирования электрической нагрузки (ДР), снижающие пиковую мощность энергосистемы не менее чем на 1000 МВт (к 2025 году) и 2000 МВт (к 2030 году);

- к 2025 году: полная трансформация в цифровое предприятие;

- к 2030 году: создать 1 научно-технологическую организацию с 1-2 лабораториями. В период 2030–2045 годов лабораторные мощности в регионе достигнут передового уровня.

9. Повышение производительности труда в среднем на 8-10%/год.

Ориентация на устойчивое развитие энергетического сектора СРВ и энергетическую трилемму включает несколько направлений:

1) инвестирование в развитие источников энергии и сетей в соответствии с утвержденным планом;

2) управление электроэнергетической системой и рынком электроэнергии;

3) повышение эффективности бизнеса и качества обслуживания клиентов;

4) улучшение финансового положения EVN и эффективное инвестирование;

5) развитие человеческих ресурсов и творческого потенциала для содействия устойчивому развитию, модернизации и процессу международной интеграции Группы;

6) совершенствование научного и технологического потенциала Группы;

7) содействие внедрению корпоративной культуры, развитие бренда EVN;

8) защита окружающей среды и реагирование на изменение климата, с учетом внутренних и внешних ресурсов EVN;

9) расширение международной интеграции и сотрудничества в устойчивом развитии;

10) развитие консультирования EVN по энергетическому строительству для всех типов отечественных и зарубежных энергетических проектов.

Помимо Вьетнамской электрической группы (EVN), важную роль в развитии электроэнергетики страны играют многочисленные независимые производители электроэнергии (IPP), компании с участием других государственных корпораций и частные инвесторы (таблица 2.11).

Таблица 2.11 – Частные компании, работающие в сфере солнечной энергетики во Вьетнаме (составлено автором на основе [140, 141, 151, 157, 177, 178, 201, 218, 222])

| **Частные компании** | **Год основания** | **Уставный капитал (млн ДОЛЛ.)** | **Основные сферы деятельности** | **Ключевые проекты в солнечной энергетике** | **Формы и инструменты государственной поддержки здесь это рано, лучше перенести в 4 главу** |
|---|---|---|---|---|---|
| Trung Nam Group | 2004 | 1200 | Энергетика (ВИЭ), инфраструктура, недвижимость | СЭС TrungNam (450 МВт, Ниньтхуан), гибрид СЭС + ВЭС + ЛЭП | FIT-тарифы (2019–2020), гарантированный выкуп EVN, налоговые льготы по CIT |
| TTC Energy | 1979 | 900 | СЭС, биомасса, агроэнергетика | СЭС TTCKrôngPa (600 МВтп), СЭС Phong Điền | FIT-тарифы, освобождение от импортных пошлин на оборудование |
| BIM Group | 1994 | 800 | ВИЭ, недвижимость, туризм | СЭС BIM 330 МВт (Ниньтхуан) | FIT-тарифы, льготы по землеиспользованию, долгосрочный PPA |
| Xuan Cau Holdings | 2000 | 600 | Энергетика, строительство | СЭС XuanCau (BìnhThuận, 120 МВт) | FIT-тарифы, ускоренные процедуры лицензирования |
| T&T Group | 1993 | 700 | Энергетика, финансы, логистика | СЭС T&T Phu Yen, Quang Binh | FIT, государственные гарантии подключения к сети |

*Продолжение Таблицы 2.11*

| **Частные компании** | **Год основания** | **Уставный капитал (млн ДОЛЛ.)** | **Основные сферы деятельности** | **Ключевые проекты в солнечной энергетике** | **Формы и инструменты государственной поддержки здесь это рано, лучше перенести в 4 главу** |
|---|---|---|---|---|---|
| BCG Energy | 2017 | 500 | Солнечная и ветровая энергетика | Более 300 МВт СЭС в Long An, Gia Lai | FIT, налоговые льготы для ВИЭ |
| Ha Do Group | 1990 | 650 | Гидро- и солнечная энергетика | СЭС Ha Do (Ninh Thuan, 50 МВт) | FIT, льготные кредиты от госбанков |
| Nam Cuong Group | 1984 | 450 | Энергетика, строительство | Малые СЭС и rooftopPV | FIT, субсидии на распределённую генерацию |
| Thanh Thanh Cong (TTC Solar) | 2017 | 300 | СЭС, агроэнергетика | Коммерческие и промышленные СЭС | FIT, налоговые льготы, приоритет подключения |
| IREX Solar | 2016 | 120 | Rooftop PV, EPC | Проекты rooftop PV (>100 МВт) | FIT для rooftop PV, Net-metering (2019–2021) |

К числу крупнейших относятся PetroVietnam Power Corporation, объединяющая газовые и тепловые электростанции нефтегазового сектора, и VinacominPower, сосредоточенная на угольной генерации. Существенный вклад вносят также совместные предприятия и проекты, реализуемые по моделям BOT и PPP, в которых участвуют как отечественные, так и иностранные инвесторы. По оценкам международных финансовых организаций, доля независимых генерирующих компаний в общем объёме выработки электроэнергии постепенно выросла с примерно одной пятой в середине 2000-х до 35-40 % (2020-2023), что отражает углубление рыночных механизмов в секторе [202].

Независимые и частные компании играют ключевую роль в развитии солнечной энергетики во Вьетнаме. По оценкам Министерства промышленности и торговли Вьетнама и Всемирного банка, доля негосударственных производителей электроэнергии в общей установленной мощности превысила 40%, при этом в сегменте солнечной и ветровой генерации данный показатель в 2026 гг. Именно частные инвесторы стали основными драйверами быстрого ввода солнечных мощностей в период действия стимулирующих тарифов (FIT), обеспечив более 80 % новых СЭС, введённых в эксплуатацию в 2019–2020 гг.

В целом проведённый анализ показывает, что институциональные реформы, выбор объектов ВИЭ и СЭС, а также инвестиции в сеть являются ключевыми условиями для масштабирования ВИЭ во Вьетнаме. Ускоренное развитие солнечной генерации целесообразно сочетать с повышением гибкости энергосистемы и снижением потерь, что позволит одновременно укреплять энергетическую безопасность и достигать климатических целей.

## 2.4 Методический подход к оценке уровня приоритетности различных источников ВИЭ

Как было показано в предыдущем параграфе, СРВ имеет значительный потенциал для развития источников зеленой энергии, таких как солнечная, ветровая, гидроэнергетика и биомасса, что определяет необходимость детального анализа конкурентоспособности источников ВИЭ [95, 142, 146].

В период с 2017 по 2024 год было завершено множество крупных проектов солнечной энергетики, включая 5 крупнейших проектов мощностью 330-830 МВт [142]. Ветроэнергетика также развивается, особенно в контексте растущего спроса на энергию и требований по защите окружающей среды, мощность ВЭС составляет 150-600 МВт [95]. Сравнить с таблицами Мощность ГЭС 400-2400 МВт, на малые гидроэлектростанции (МГЭС) мощностью 1-10 МВт приходится около 15% от общей мощности гидроэнергетики [146]. Проекты по переработке биомассы имеют мощность 30-95 МВт и работают на разнообразном сырье биогенного происхождения, включая отходы сельского хозяйства (рисовая шелуха, кукурузные стебли, сахарный тростник), древесные отходы, а также отходы животноводства и бытовые органические отходы [201, 207].

Возобновляемые источники энергии в СРВ имеют следующий потенциал и установленную мощность[148, 178, 218]:

- для солнечной энергии потенциал 180000 МВт (включая солнечные электростанции, установленные на крышах, на земле и плавучие), общая мощность в 2023 году составила 16 000 МВт;

- для ветроэнергетики составляет 625 000 МВт (включая наземную и морскую ветроэнергетику), а общая мощность в 2023 году составила 4 948 МВт;

- для гидроэнергии составляет 30 000 МВт (включая станции мощностью более 100 МВт и станции мощностью менее 100 МВт), при этом общая мощность в 2023 году составила 22 878 МВт;

- для биомассы составляет 30 000 МВт, общая мощность в 2023 году составила 483 МВт.

Использование потенциала ВИЭ во Вьетнаме показано на рисунке 2.9.

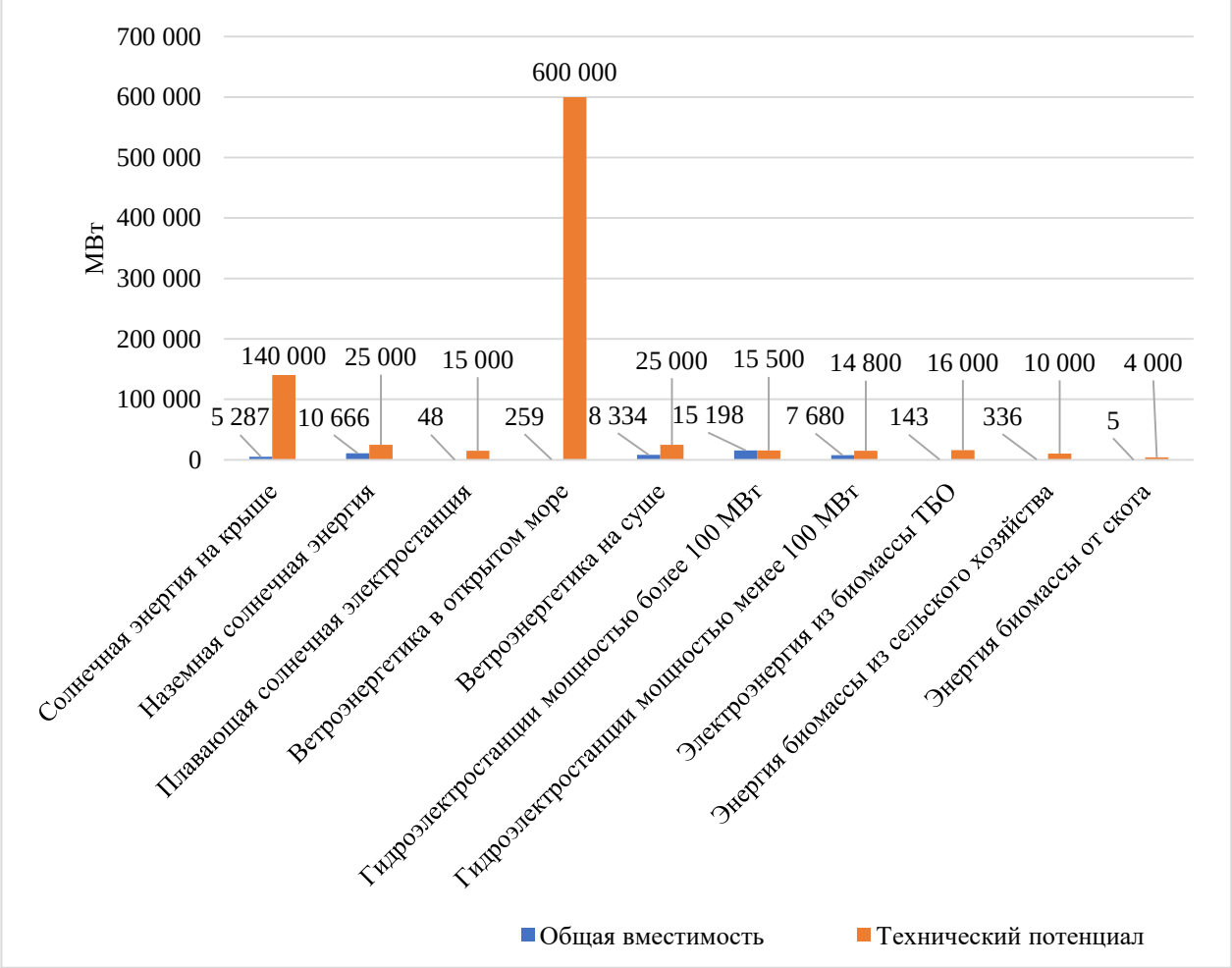



Рисунок 2.9 – Общий потенциал и установленная мощность основных ВИЭ во Вьетнаме в 2023 году (составлено автором на основе [148, 178, 218, 222])

Возобновляемые источники энергии во Вьетнаме представляют большой интерес для частных инвесторов и правительства из-за их эксплуатационного потенциала, конкурентоспособности, эффективности и преимуществ устойчивого развития.

- Солнечная энергия

Суммарная мощность проектов СЭС увеличилась с 1000 МВт в 2017 году до 16000 МВт к концу 2023 года. Удельные инвестиционные затраты снизились примерно на 80% (с 3.5 долл./Вт до 0.9 долл./Вт) с 2013 года до 2023 года.

Технологии производства солнечной энергии развиваются, сложившаяся структура по технологиям СЭС представлена на рисунке 2.10.

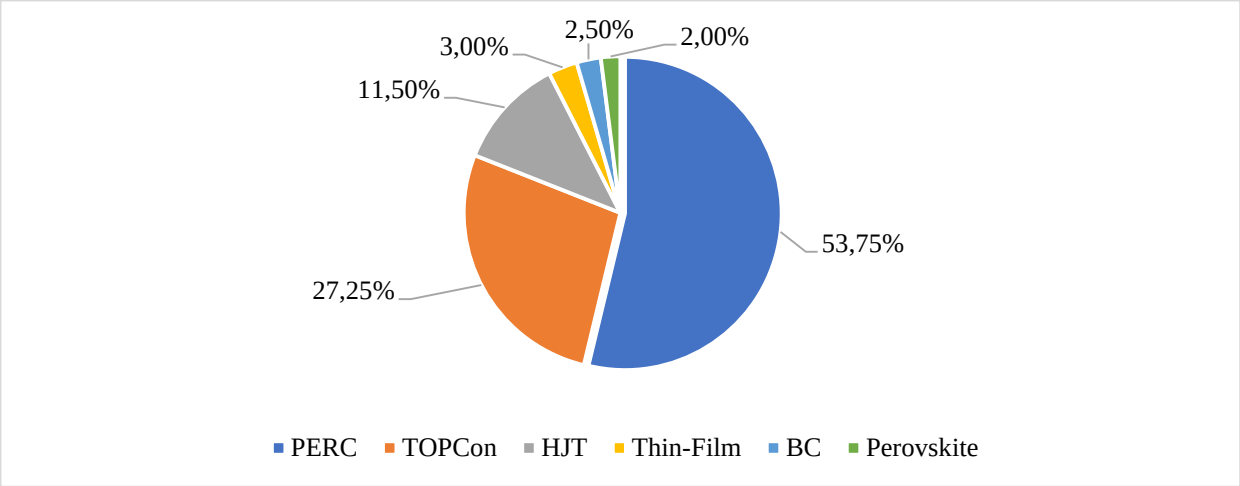



Рисунок 2.10 – Структура мощностей солнечной энергетики по типу технологии, 2023 г. (составлено автором на основе [141, 148, 178, 213, 218, 222])

Инвесторы отдают предпочтение технологии PERC, которая имеет хорошую эффективность преобразования энергии, имеет умеренную стоимость, может хорошо работать в жарком и влажном климате Вьетнама, где много солнечного света.

Технология TOPCon обеспечивает более высокую эффективность, чем PERC, начинает применяться для новых проектов. Спрос на передовые технологии растет, и многие инвесторы ищут более эффективные решения для оптимизации производства электроэнергии.

Технология HJT требует высоких первоначальных инвестиционных затрат, но имеет очень высокий потенциал эффективности и низкое потребление энергии в процессе производства, эта технология хорошо работает в условиях низкой освещенности и высоких температур, что соответствует климату Вьетнама.

Технология BC имеет очень высокую эффективность, но также высокую стоимость производства, что делает ее неподходящей для крупных проектов,

поэтому она применяется в небольших проектах, например, в солнечных электростанциях на крышах, где требуется оптимизация пространства.

Тонкопленочная технология Thin-Film имеет более низкие производственные затраты, что делает ее подходящей для проектов с ограниченным бюджетом. Эту технологию можно применять на различных поверхностях, она подходит без постоянного яркого освещения.

Перовскитная технология находится на экспериментальной стадии, но Вьетнам инвестирует в исследования и разработку новых технологий. Благодаря высокой эффективности и простоте производства перовскит может использоваться в будущем.

Показатели средние показатели эффективности и средней стоимости технологий солнечной энергетики приведены в таблице 2.12.

Таблица 2.12 – Средняя эффективность и средняя стоимость (долл. США/Вт) технологий солнечной энергетики (составлено автором на основе [141, 148, 178, 213, 218, 222])

| **Технология** | **Средняя эффективность (%)** | **Средняя стоимость (долл. США/кВт)** | **Коэффициент эффективности (отношение эффективности (%) к средней стоимости(долл./кВт)** |
|---|---|---|---|
| **PERC** | 20 – 22 | 0.18 – 0.25 | 97.6 |
| **TOPCon** | 23 – 24 | 0.24 – 0.27 | 92.2 |
| **HJT** | 24 – 26 | 0.26 – 0.30 | 89.3 |
| **BC (Bifacial)** | 21 – 23 | 0.23 – 0.26 | 89.8 |
| **Thin-Film** | 12 – 16 | 0.20 – 0.24 | 63.6 |
| **Perovskite** | 18 – 22 (эксперимент) | 0.15 – 0.20 (оцененный) | 114.3 |

Средняя эффективность промышленных солнечных модулей на основе PERC составляет около 20–22%, TOPCon – 23–24%, HJT – 24–26%, а перовскитные элементы демонстрируют перспективы достижения 22% и выше в лабораторных условиях [75, 76]. Себестоимость производства модулей на базе PERC в Китае снизилась с 0,30 до 0,18 долл./Вт в период 2015 – 2023 гг., что обусловлено масштабированием производства и оптимизацией процессов [73].

В развитых странах себестоимость выше – порядка 0,25 – 0,35 долл./Вт, что связано с затратами на инновационные материалы и более строгими

экологическими стандартами. В развивающихся странах себестоимость производства варьируется от 0,20 до 0,28 долл./Вт, при этом использование более дешёвых материалов и менее автоматизированных процессов снижает инвестиционные барьеры [150].

- Ветроэнергетика

Энергия ветра имеет большой потенциал для использования, особенно в прибрежных районах Центрального и Южного Вьетнама. По данным Вьетнамского управления электроэнергетики, к концу 2023 года общая мощность ветроэнергетики достигла около 4948 МВт. Во Вьетнаме много районов с сильными ветрами, средняя скорость ветра во многих прибрежных районах достигает 6-8 м/с [164].

В ветрогенерации применяются 2 вида турбин.

Ветряная турбина с горизонтальной осью вращения (HorizontalAxisWindTurbine - HAWT) имеет преимущество в виде высокого КПД, который может достигать 45% при оптимальных условиях, и конструкции, которая широко применяется во всем мире и во Вьетнаме (80% от общей мощности ветроэнергетики во Вьетнаме), и может изготавливаться с различной мощностью – от малой до большой, однако первоначальные инвестиционные затраты высоки (1 200 000 – 2 500 000 долл./МВт). К проектам, в которых применяется данный тип технологии, относится проект ветроэлектростанции TrungNam (Ниньтхуан, Вьетнам) мощностью 252 МВт [98, 146, 164].

Вертикально-осевая ветровая турбина (VerticalAxisWindTurbine – VAWT) имеет КПД около 30%, а затраты на производство и обслуживание высоки (800 000 – 1 500 000 долл./МВт). Применяется на уровне около 10% от общей мощности ветроэнергетики Вьетнама. Например, эта технология использовалась в проекте ветроэнергетики VAWT в Ханое (тестовый проект небольшой мощности, около 10 кВт) [146, 160].

Технология ветроэнергетики во Вьетнаме развивается быстрыми темпами при участии многих международных инвесторов, общая мощность турбин увеличилась в 5 раз, с 1000 МВт в 2019 году до 4948 МВт в 2023 году.

Правительство проводит политику поощрения инвестиций в ветроэнергетику, однако для привлечения инвестиций необходимы дальнейшие улучшения, при этом в 2024 году тариф FIT для проектов ветроэнергетики составил 0.085 долл./кВт·ч [164].

- Гидроэлектроснабжение

Гидроэнергетика является крупнейшим ВИЭ во Вьетнаме, потенциальная мощность гидроэлектростанций составляет около 30 000 МВт (общая мощность в 2023 году составила 22 878 МВт), из которых 60% сосредоточено на севере, 27% в центральном регионе и оставшиеся 13% на юге Вьетнама, практически все проекты крупных гидроэлектростанций (мощностью более 100 МВт) уже реализованы. Поэтому Вьетнам сосредоточен на развитии проектов средней и малой гидроэнергетики. Стимулирующий тариф для проектов малой гидроэнергетики в 2023 году составил 0.05 долл./кВтч [89].

Используется 3 типа ГЭС.

Русловые гидроэлектростанции (Run-of-RiverHydropower) используют естественный поток реки без необходимости в крупных водохранилищах, вода направляется через турбины для выработки электроэнергии, эффективность обычно составляет от 30% до 70%. Инвестиционные затраты составляют около 1 000 000 – 3 000 000 долл./МВт, средняя себестоимость производства – 0.05 долл./кВтч. На этот тип технологий пришлось 25% (5719 МВт) от общей мощности гидроэнергетики в 2023 году. Примером может служить гидроэлектростанция BanVe (Нгеан, Вьетнам) мощностью 120 МВт и общей стоимостью инвестиций около 240 млн долл. [95, 99, 201].

Резервуарные гидроэлектростанции (ReservoirHydropower) обеспечивают стабильное электроснабжение, смягчение последствий наводнений и возможность регулирования речных стоков, средний КПД гидроэлектростанций обычно составляет от 70% до 90%. Инвестиционные затраты обычно составляют от 1 500 000 до 5 000 000 долл./МВт, при средней себестоимости производства 0.04 долл./кВт·ч. На этот тип технологий пришлось 60% (13 727 МВт) общей мощности гидроэнергетики в 2023 году. Например, общая мощность гидроэлектростанции

SonLa составляет 2400 МВт, а общие инвестиционные затраты около 3000 млн долл. [89, 157].

Гидроаккумулирующая электростанция (PumpedStorageHydropower), эффективность составляет от 60% до 80% из-за потерь энергии при перекачке воды. Инвестиционные затраты обычно выше и составляют от 2 000 000 до 8 000 000 долл./МВт, при средней себестоимости производства 0.05 долл. /кВтч. На этот тип технологий пришлось 15% (3432 МВт) от общей мощности гидроэнергетики в 2023 году. Например, мощность гидроэлектростанции DaNhim (провинции Ламдонг, Вьетнаме) составляет 300 МВт, а общая стоимость инвестиций составляет около 600 млн долл. [89, 106, 148].

Таким образом, гидроэнергетика имеет низкие эксплуатационные расходы (себестоимость производства электроэнергии составляет около 0.04 долл./кВтч) и может обеспечивать стабильное производство электроэнергии, способствуя национальной энергетической безопасности.

- Энергоснабжение из биомассы

Биомасса имеет потенциал для использования до 30 000 МВт, но текущая мощность составляет всего 483 МВт, что свидетельствует о том, что этот источник энергии не используется эффективно. Вьетнам располагает множеством источников биомассы сельскохозяйственного происхождения, таких как солома, стерня, жом и отходы животноводства, что позволяет ему поставлять большое количество сырья для производства энергии [207].

Используется 3 типа технологии.

Технология газификации (Gasification) – это преобразование органических материалов в синтез-газ со средней эффективностью около 60–80%. Себестоимость продукции составляет от 0.05 до 0.15 долл./кВтч. Примером соответствующего завода является биомассовая электростанция Виньфук (мощность 15 МВт, инвестиционные затраты 18 млн долл.) [190, 207].

Анаэробное сбраживание имеет КПД 50-70%. Инвестиционные затраты составляют 1 000 000 – 1 500 000 долл./МВт, себестоимость производства 0.07 – 0.12

долл./кВтч. Например, биомассовая электростанция HungYen (мощность 20 МВт, инвестиционные затраты 25 млн долл.) [110, 207].

Сжигание имеет эффективность составляет 20-30%. Инвестиционные затраты составляют 1 000 000 – 1 500 000 долл./МВт, себестоимость производства 0.08 - 0.2 долл./кВтч. Например, биомассовая электростанция Дананг (мощность 25 МВт, инвестиционные затраты 81.2 млн долл.) [144, 207].

Технологии переработки и преобразования биомассы в энергию продолжают развиваться во Вьетнаме [190, 191]. В настоящее время существуют некоторые заводы, производящие электроэнергию из биомассы, но масштабы их пока невелики. Стоимость производства электроэнергии из биомассы составляет около 0.06 – 0.08 долл./кВтч [110, 207], что может быть конкурентоспособным по сравнению с другими источниками энергии. Использование местного сырья снижает долгосрочные затраты [188, 197, 232], энергия биомассы может создавать рабочие места в сельском хозяйстве и перерабатывающей промышленности, способствуя развитию местной экономики [126, 131, 132].

Для обоснования и выбора направлений развития ВИЭ и приоритетности инвестиций в энергетику СРВ автором разработан методический подход с применением анализа иерархического процесса, включающий:

1. Определение целей – ранжирование направлений инвестиций в ВИЭ с учётом приоритетов энергетической трилеммы Вьетнама;

2. Выбор критериев (технические, экономические, социальные, экологические) и определение весов критериев;

3. Выбор 3 подкритериев по каждому критерию с равными весами;

4. Сбор информации по значениям показателей (подкритериев);

5. Попарное сравнение значений показателей по подкритериям и расчет суммарной оценки каждой технологии по каждому критерию;

6. Расчет итоговых показателей по каждому направлению с учетом весов критериев.

Построенная иерархическая структура оценки технологий использования ВИЭ показана на рисунке 2.11.

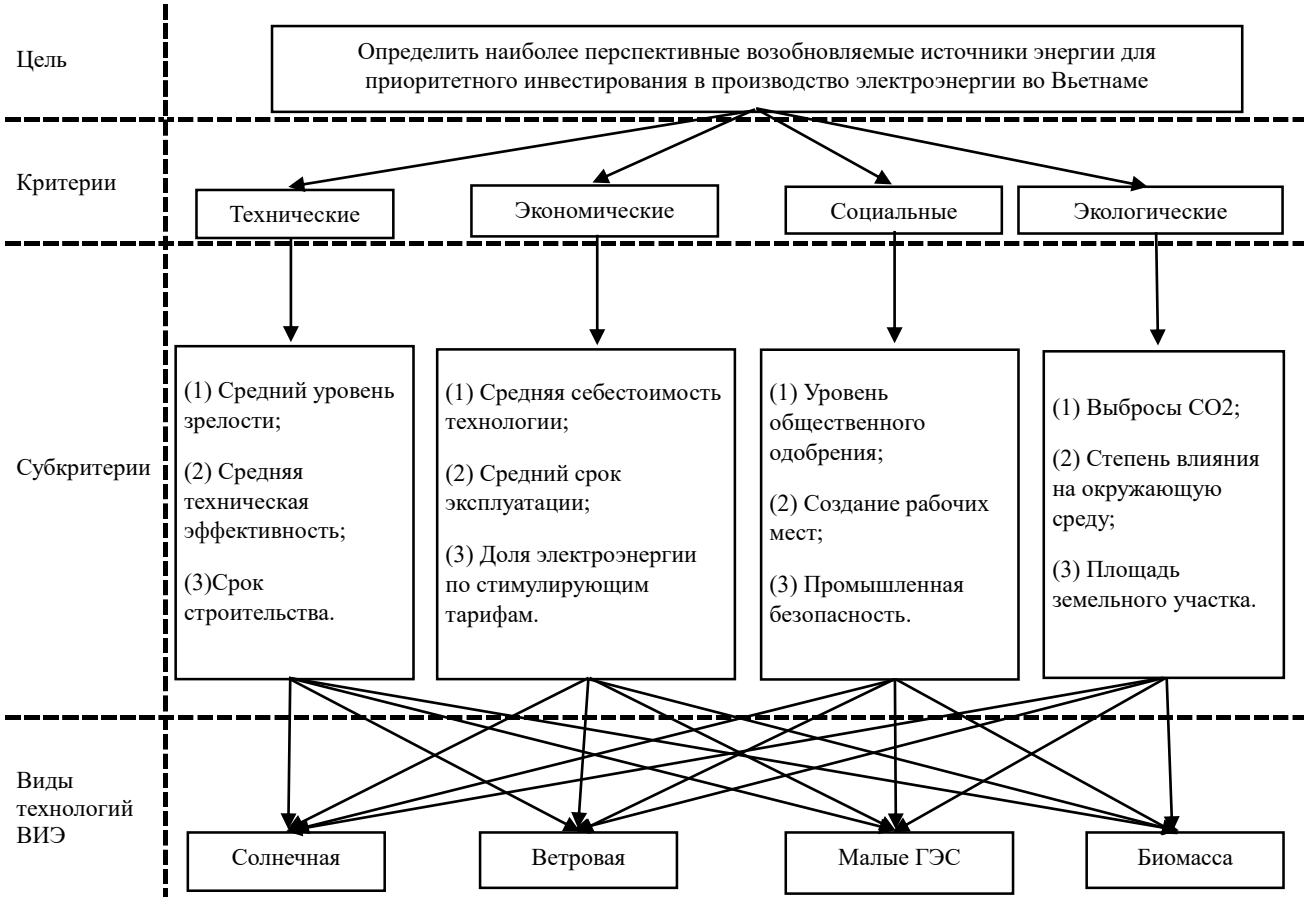



Рисунок 2.11 – Модель анализа иерархического процесса для определения приоритетности инвестиций в ВИЭ во Вьетнаме (составлено автором на основе [15, 47, 48, 142, 183])

Детально разработанный подход представлен далее.

Цель методического подхода заключается в количественном определении приоритетности инвестиций в проекты ВИЭ во Вьетнаме. Для этого формируется иерархия «цель – критерии – субкритерии – альтернативы»: на верхнем уровне располагается задача выбора наиболее предпочтительного направления, на следующем – группы критериев (технические, экономические, социальные, экологические), на нижнем уровне – альтернативы (технологии ВИЭ).

Согласно данным Главного управления охраны труда Вьетнама, в 2022 году на объектах ветроэнергетики было зарегистрировано два несчастных случая, смертельные исходы отсутствовали. В отчете Министерства природных ресурсов и окружающей среды Вьетнама за 2021 год отмечается, что в период с 2015 по 2021 год зафиксировано семь инцидентов, связанных с малыми гидроэлектростанциями, из которых три привели к значительным оползням, затронувшим жилые зоны

населения. Кроме того, согласно данным Министерства промышленности и торговли Вьетнама, в 2020 году на биомассовой электростанции произошел незначительный пожар, вызванный утечкой газа в системе сжигания сырья.

Были определены 4 основных критерия для комплексной технико-экономической оценки конкретного источника энергии по аналогии с энергетической трилеммой. Удельные веса (приоритеты) критериев определены по методу, предложенному Salman и Razman [183], для Малайзии. Выбор этой страны связан с тем, что она имеет много общего с Вьетнамом в плане технологий, экономики, общества и окружающей среды, поэтому коэффициенты для Малайзии применены для принятия решения о выборе типа источника ВИЭ во Вьетнаме. Принятые в дальнейших расчетах значения экономических, технических, экологических и социальных критериев составляют, соответственно, 25.5%, 53.2%, 6.7% и 14.6% [183].

Определены 12 подкритериев оценки ВИЭ с учетом выполненного анализа [183]. Удельные веса подкритериев приняты равными 0,33.

Средние значения технико-экономических показателей и параметрах возобновляемых источников энергии во Вьетнаме собраны по статистическим, аналитическим и другим аналогичным данным за 2023 год (таблица 2.13).

Таблица 2.13 – Средние значения показателей (подкритериев) оценки возобновляемых источников энергии во Вьетнаме (по данным 2023 г.) (составлено автором на основе [22–24, 81, 89, 91, 93, 95, 110, 139–152, 157, 164, 165, 177, 178, 190, 200, 201, 202, 206-208, 213, 218, 219, 222])

| **Критерии \Типы возобновляемой энергии** | | **Солнечная** | **Ветровая** | **Малые ГЭС** | **Биомасса** |
|---|---|---|---|---|---|
| технические | средний уровень зрелости | развиваю-щийся (3) | развиваю-щийся (3) | высокий (5) | развиваю-щийся (3) |
| | средняя техническая эффективность (%) | 21.5 | 37 | 46 | 72 |
| | срок строительства (годы) | 1 | 4 | 3 | 5 |
| Экономичес-кие | средняя стоимость технологии (долл./кВт) | 758 | 1274 | 2881 | 2162 |
| | средний срок эксплуатации (лет) | 25 | 25 | 50 | 35 |
| | доля электроэнергии по стимулирующим тарифам (%) | 70 | 70 | 80 | 65 |

*Продолжение Таблицы 2.13*

| **Критерии \Типы возобновляемой энергии** | | **Солнечная** | **Ветровая** | **Малые ГЭС** | **Биомасса** |
|---|---|---|---|---|---|
| социальные | уровень общественного одобрения | высокий (5) | средний (3) | высокий (5) | средний - высокий (4) |
| | создание рабочих мест (чел./МВт) | 9 | 4 | 6 | 10 |
| | Промышленная безопасность | почти высокая (4.5) | средняя-высокая (4) | средняя (3) | выше среднего (3.5) |
| Экологиче-ские | выбросы CO2 (г CO2-экв./кВтч) | 48 | 12 | 24 | 900 |
| | сила влияния на окружающую среду | малая (4) | малая (4) | средняя (3) | высокая (1) |
| | площадь земельного участка (м2/МВтч/год) | 19 | 99 | 14 | 760 |

По техническим характеристикам наиболее эффективными являются малые ГЭС и биомасса. Малые гидроэлектростанции показывают самую высокую техническую эффективность (46%) и короткий срок строительства (3 года), при этом они обладают наибольшим сроком эксплуатации – 50 лет. ТЭС на биомассе имеет самую высокую эффективность (72%), технологии находятся на стадии развития и требует большего времени на строительство (5 лет), что может ограничивать её широкое внедрение.

С экономической точки зрения наименее затратным видом энергии является солнечная – со средней стоимостью установки 758 долл./кВт и сопоставимым сроком службы (25 лет). Ветровая энергетика имеет высокую эффективность, стоит значительно дороже (1274 долл./кВт), а ГЭС и Малые ГЭС при длительных сроках эксплуатации, являются самыми капиталоёмкими. Важно отметить, что высокая доля электроэнергии, продаваемой по стимулирующим тарифам, указывает на государственную поддержку, что может компенсировать высокие стартовые вложения.

С социальной стороны наибольшее общественное одобрение наблюдается у солнечной энергии и малых ГЭС, что связано с их низким уровнем шума. Биомасса обеспечивает наибольшее количество рабочих мест на 1 МВт установленной мощности, а также занятых при поставках биомассы, что важно в борьбе с безработицей, особенно в сельских районах.

По данным отчета IRENA, уровень серьезных несчастных случаев на производстве на солнечных электростанциях во всем мире составляет <0.05 случая/1000 работников/год, что значительно ниже, чем у ветроэнергетики, гидроэнергетики и биомассы. Согласно данным Министерства промышленности и торговли Вьетнама на конец 2023 года, во Вьетнаме функционировало свыше 100 промышленных солнечных электростанций, при этом не было зарегистрировано ни одного значительного инцидента, связанного с обеспечением безопасности (Nguyen и др., 2024 [139]; Hoang, K.L. 2024 [95]).

С точки зрения экологического воздействия, самыми чистыми источниками являются ВЭС и СЭС, производя минимальные выбросы CO2 (12 и 48 г/кВтч, соответственно) и оказывая слабое воздействие на окружающую среду. Малые ГЭС уступают им по экологическим параметрам, но являются устойчивыми по сравнению с традиционной генерацией. Наименее экологически приемлемой является биомасса, т.к. высокая выработка энергии сопровождается значительными выбросами парниковых газов (900 г CO2–экв./кВтч) и требует больших земельных ресурсов. Это подтверждает необходимость дальнейшей модернизации технологий переработки биомассы и перехода к более чистым видам топлива.

Далее построены 4 матрицы, в которых выполнено парное сравнение для каждого критерия по всем видам источников ВИЭ и их технико-экономическим показателям. Результаты представлены в таблице 2.14.

Таблица 2.14 – Матрицы парных сравнений для критериев оценки технологий ВИЭ (составлено автором на основе данных таблицы 2.16)

| **Технические критерии** | Солнечная | Ветровая | МГЭС | Биомасса | **Экономические критерии** | Солнечная | Ветровая | МГЭС | Биомасса |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Солнечная | 1.00 | 0.97 | 0.69 | 0.99 | Солнечная | 1.00 | 1.23 | 1.73 | 1.55 |
| Ветровая | 1.03 | 1.00 | 0.72 | 0.92 | Ветровая | 0.82 | 1.00 | 1.21 | 1.16 |
| МГЭС | 1.45 | 1.39 | 1.00 | 1.32 | МГЭС | 0.58 | 0.83 | 1.00 | 1.14 |
| Биомасса | 1.01 | 1.09 | 0.76 | 1.00 | Биомасса | 0.65 | 0.86 | 0.88 | 1.00 |
| Итого | **4.49** | **4.45** | **3.16** | **4.23** | Итого | **3.04** | **3.91** | **4.82** | **4.85** |
| **Социальные критерии** | Солнечная | Ветровая | МГЭС | Биомасса | **Экологические критерии** | Солнеч-ная | Ветровая | МГЭС | Биомасса |
| Солнечная | 1.00 | 1.57 | 1.27 | 1.06 | Солнечная | 1.00 | 2.15 | 0.86 | 20.91 |

*Продолжение Таблицы 2.14*

| **Технические критерии** | Солнечная | Ветровая | МГЭС | Биомасса | **Экономические критерии** | Солнечная | Ветровая | МГЭС | Биомасса |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Ветровая | 0.64 | 1.00 | 0.87 | 0.76 | Ветровая | 0.46 | 1.00 | 1.16 | 28.89 |
| МГЭС | 0.79 | 1.15 | 1.00 | 0.9 | МГЭС | 1.17 | 0.86 | 1.00 | 31.6 |
| Биомасса | 0.94 | 1.31 | 1.11 | 1.00 | Биомасса | 0.05 | 0.03 | 0.03 | 1.00 |
| Итого | **3.37** | **5.03** | **4.24** | **3.73** | Итого | **2.68** | **4.05** | **3.05** | **82.4** |

После построения матриц по всем критериям, строится матрица приоритетов технологий производства ВИЭ (альтернативы), представленные на рисунке 2.12.

Основными факторами конкурентоспособности солнечной энергии по сравнению с другими ВИЭ являются: относительно короткий срок строительства (1 года), наименьшая средняя стоимость (758 долл./кВт), высокий уровень общественного восприятия и одобрения солнечной энергии, низкий уровень эксплуатационного риска и высокий уровень промышленной безопасности.

Выполнены расчеты, определены приоритеты инвестиций в ВИЭ во Вьетнаме (рисунок 2.12): солнечная энергия – 30.5%, малые гидроэлектростанции – 25.83%, ветровая энергия – 24.77%, биомасса – 18.91%.

| | **приоритетный вес альтернатив по отношению к критериям** | | | | | **приоритетный вес критериев по отношению к цели** ([Salman, Razman, 2014] по Малайзии) | | | **результат** | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | C1 | C2 | C3 | C4 | | | | | | |
| B1 | 0.2231 | 0.3300 | 0.2981 | 0.3599 | | 0.255 | (технические) | | 0.3050 | (солнечная) |
| B2 | 0.2246 | 0.2538 | 0.1993 | 0.2877 | | 0.532 | (экономические) | | 0.2477 | (ветровая) |
| B3 | 0.3162 | 0.2109 | 0.2354 | 0.3401 | X | 0.067 | (социальные) | = | 0.2583 | (МГЭС) |
| B4 | 0.2360 | 0.2053 | 0.2673 | 0.0122 | | 0.146 | (экологические) | | 0.1891 | (биомасса) |
| | (технические) | (экономические) | (социальные) | (экологические) | | | | | | |

Рисунок 2.12 – Построение матрицы приоритетов для оценки ВИЭ во Вьетнаме (составлено автором на основе данных таблицы 2.17)

Эти результаты указывают на потенциал солнечной энергии как наиболее привлекательного источника для инвестиций. Полученные результаты приоритетности ВИЭ во Вьетнаме показаны на рисунке 2.13.

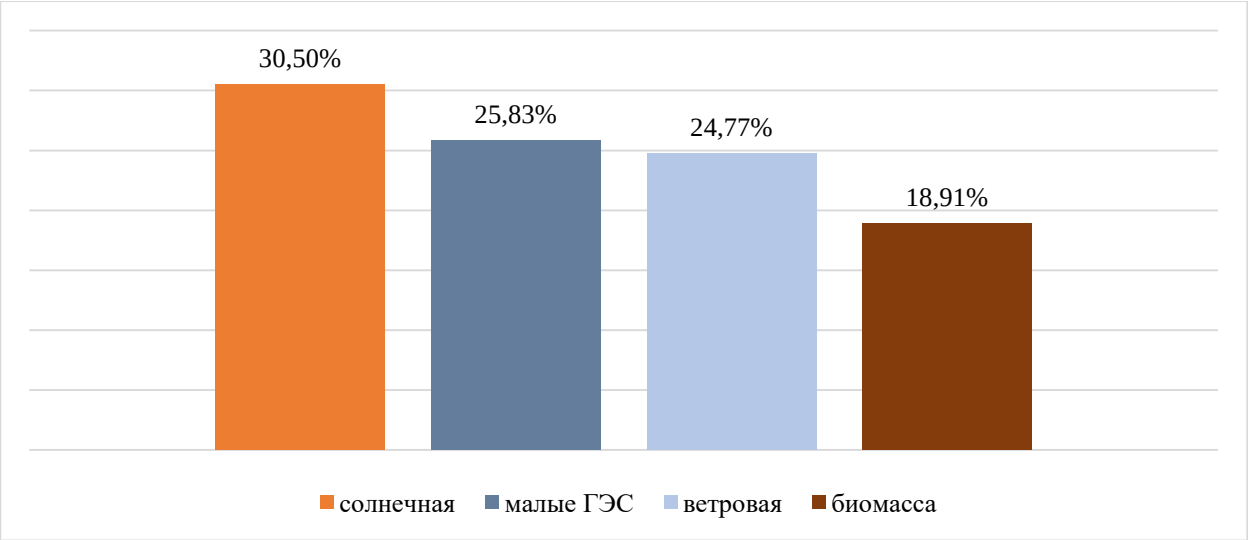



Рисунок 2.13 – Приоритеты ВИЭ во Вьетнаме (составлено автором)

Малые ГЭС имеют более высокий срок эксплуатации (50 лет) и низкие выбросы CO2 (24 г CO2-экв./кВтч), более высокую стоимость технологии (2881 долл./кВт) и длительный срок строительства (4 года). Малая ГЭС может стать причиной внезапных наводнений и оползней.

Хотя ветровая энергия и биомасса предлагают ряд ощутимых преимуществ – от создания новых рабочих мест и обеспечения высокого уровня безопасности до значительного снижения выбросов CO2, что помогает в борьбе с глобальным потеплением - их внедрение сталкивается с серьезными препятствиями. Более высокие затраты на установку и эксплуатацию, а также менее благоприятное общественное восприятие, связанное, например, с воздействием ветряных мельниц или запахами от биомассы, заметно снижают инвестиционную привлекательность этих технологий, делая их менее конкурентоспособными по сравнению с другими источниками энергии.

## 2.5 Выводы по главе 2

Результаты выполненного анализа государственных прогнозов темпов развития экономики СРВ, представленных в стратегических документах и прогнозах социально-экономического развития (включая PDPVIII и связанные макроэкономические ориентиры), показали сохранение устойчивой траектории роста при одновременном усилении требований к энергетической безопасности и декарбонизации. Динамика фактического ВВП в 2023 – 2025 гг. подтверждает

реалистичность целевых установок и обосновывает необходимость опережающего развития генерирующих мощностей и сетевой инфраструктуры.

На основании рассмотренных четырех сценариев макроэкономической динамики («хорошие темпы роста», «низкие темпы роста», «отсутствие роста», «снижение результатов») и показано, что именно сценарий «хороших темпов роста» является наиболее вероятным, формируя максимальные требования к надёжности энергоснабжения и темпам ввода новых мощностей в период до 2050 г.

На основе сценария «Хорошие темпы роста» получен прогноз увеличения ВВП Вьетнама до порядка 1,6 трлн долл. США к 2050 г., что предполагает устойчивый рост спроса на электроэнергию темпами, опережающими рост экономики.Определены темпы роста спроса на электроэнергию на основе коэффициента эластичности спроса.

Проанализирована структура производства электроэнергии в энергобалансе СРВ на конец 2023 г. и сделаны выводы, что она не является оптимальной и может быть трансформирована. Энергогенерация СРВ остаётся существенно зависимой от угля (около 43%), при значимом вкладе гидроэнергетики (около 29%) и быстро растущей доле солнечной генерации (около 9%). Это подтверждает необходимость поэтапной реструктуризации энергобаланса и увеличения доли ВИЭ при одновременном обеспечении надёжности энергоснабжения.

При сохранении высоких темпов электропотребления достижение климатических целей требует ускоренного ввода мощностей ВИЭ и модернизации сетей, при этом, ключевыми ограничениями являются пропускная способность сетевой инфраструктуры, дефицит инструментов гибкости и регуляторная предсказуемость для частных инвесторов.

Разработанный методический подход к определению приоритетности ВИЭ (на основе анализа иерархий и системы технико-экономических, экологических и социальных критериев) показал, что наибольший приоритет инвестирования в условиях СРВ имеет солнечная энергетика (30,5%), далее следуют малые ГЭС (25,83%), ветроэнергетика (24,77%) и биомасса (18,91%). Полученные результаты

подтверждают целесообразность фокусирования государственной политики и инвестиционных решений на ускоренном развитии солнечной генерации при одновременном учёте сетевых ограничений.

Анализ деятельности компании EVN и независимых производителей показал, что EVN обеспечивает системную устойчивость и развитие сетей, тогда как частные компании являются важными драйверами быстрого ввода солнечных и ветровых мощностей. Следовательно, дальнейшее развитие ВИЭ должно опираться на согласование планов генерации и сетевого развития, конкурентные механизмы отбора проектов и совершенствование правил подключения.

Полученные результаты формируют исходную базу для главы 3, где предлагается методический подход к планированию развития солнечной генерации и выбору приоритетных проектов с использованием мультикритериальных методов.

# ГЛАВА 3 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИЧЕСКОГО ПОДХОДА К ПЛАНИРОВАНИЮ РАЗВИТИЯ СОЛНЕЧНОЙ ГЕНЕРАЦИИ В СРВ

## 3.1 Сравнительный анализ проектов солнечных электростанций в СРВ

Солнечная энергетика в СРВ обладает значительным потенциалом, в котором реализованы проекты суммарной мощностью 1646 ГВт, из них 1569 ГВт – на суше [110, 140, 141]. Однако для планирования эффективного развития СЭС следует учитывать как экономическую эффективность и конкурентоспособность проектов [199, 208, 213] для частных инвесторов, так и совокупность различных показателей для государства, с целью определения приоритетов.

На рисунке 3.1 показано расположение различных типов электростанций во Вьетнаме.

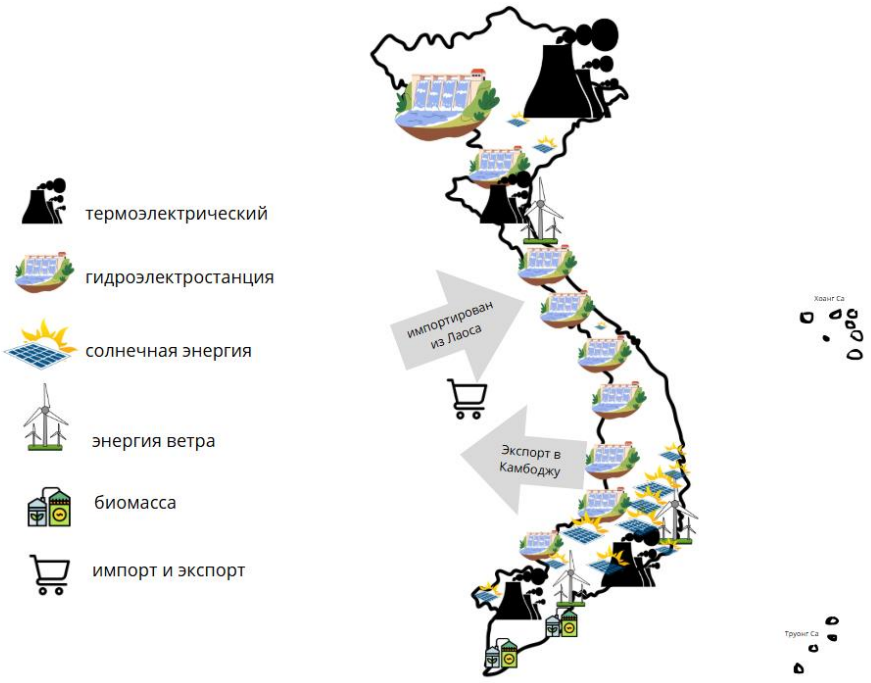



Рисунок 3.1 – Типы электростанций во Вьетнаме, 2023 г. (составлено автором на основе [178], представлено автором с использованием приложения Canva)

Для оценки приоритетности объектов СЭС в СРВ и определения лучших параметров выбраны объекты мощностью более 200 МВт, в 2024 году было учтено 11 СЭС, которые инвестируются и эксплуатируются частными предприятиями (рисунок 3.2).

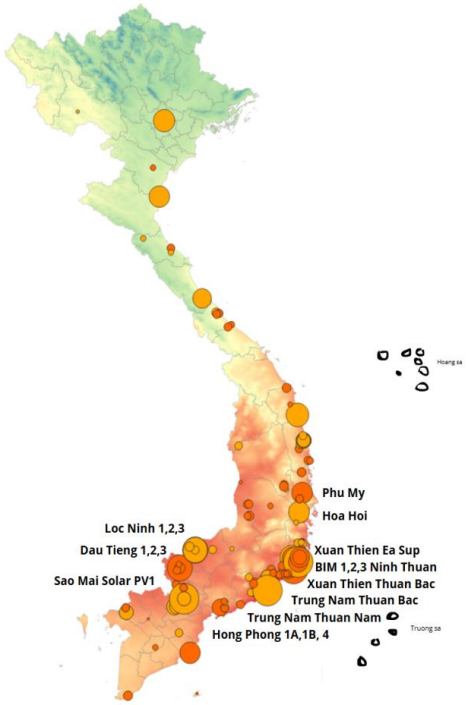



Рисунок 3.2 – СЭС на материковом Вьетнаме 2023 (Цвета обозначают среднюю температуру от 15 до 28 градусов) (составлено автором на основе [178])

Самый крупный проект – Xuan Thien Ea Sup с мощностью 831 МВт является самым капиталоемким, 2.43 млн долл./МВт. Его высокая стоимость объясняется масштабом, необходимостью в сложной инфраструктуре и оборудовании, что требует корректной инвестиционной оценки.Более экономичные проекты, такие как Dau Tieng 1,2,3 (0.88 млн долл./МВт), Phu My (0.78 млн долл./МВт) и Hoa Hoi (0.77 млн долл./МВт), могут обеспечить привлекательность для инвесторов. Эти различия связаны с технологиями, местоположением и спецификой строительства.Общий объём инвестиций 11 крупнейших СЭС составляет 5455.5 млн долл., при средней удельной величине около 1.3 млн долл./МВт.

Период 2020-2021 гг. стал периодом быстрого развития солнечной энергетики во Вьетнаме благодаря таким факторам, как благоприятная государственная политика, экономическая ситуация, интеграция технологий и устойчивое развитие. Анализ инвестиционных данных по СЭС во Вьетнаме показывает значительные различия в мощности, общих и удельных капитальных затратах (таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Мощность, первоначальные инвестиции и капитальные затраты на 1 МВт солнечной энергии во Вьетнаме (составлено автором на основе [110, 140, 141, 178, 199, 208, 213])

| СЭС | Дата ввода проекта в эксплуатацию | Мощность (МВт) | Первоначальные инвестиции (CAPEX, млн. долл.) | **Капитальные затраты на 1 МВт (млн долл./МВт)** |
|---|---|---|---|---|
| Xuan Thien Ea Sup | 01/2020 | 831 | 2018 | **2.43** |
| Dau Tieng 1,2,3 | 05/2020 | 570 | 499 | **0.88** |
| Loc Ninh 1,2,3 | 04/2020 | 550 | 475 | **0.86** |
| Trung Nam Thuan Nam | 06/2020 | 450 | 475 | **1.06** |
| BIM 1,2,3 Ninh Thuan | 06/2020 | 330 | 492.5 | **1.49** |
| Phu My | 08/2020 | 330 | 257 | **0.78** |
| Hong Phong 1A,1B, 4 | 09/2020 | 298 | 330 | **1.11** |
| Xuan Thien Thuan Bac | 11/2020 | 256 | 277 | **1.08** |
| Hoa Hoi | 10/2020 | 256 | 197 | **0.77** |
| Sao Mai Solar PV1 | 11/2020 | 210 | 237 | **1.13** |
| Trung Nam Thuan Bac | 05/2021 | 204 | 198 | **0.97** |
| Общий | - | 4285 | 5455.5 | **1.3** |

Технология солнечных панелей стремительно развивается, что привело к увеличениюобщей мощности с 1000 МВт в 2017 году до 16000 МВт к концу 2023 года. Инвестиционные затраты на солнечную энергию снизились примерно на 80% (с примерно 3.5 долл./Вт до примерно 0.9 долл./Вт) с 2013 года до 2023 года.

Инвесторы отдают предпочтение технологии Passivated Emitter and Rear Cell (PERC), суммарный объем генерации составляет около 8600 МВт, поскольку PERC имеет хорошую эффективность преобразования энергии, подходит для удовлетворения растущего спроса на энергию во Вьетнаме, имеет приемлемую стоимость, может хорошо работать в жарком и влажном климате Вьетнама.

Технология Tunnel Oxide Passivated Contact (TOPCon), суммарной мощностью около 4360 МВт, в солнечной энергетике обеспечивает более высокую эффективность, чем PERC, благодаря лучшему улавливанию солнечного излучения и снижению потерь энергии. Кроме того, TOPCon ячейки обладают высокой надежностью и сроками полезного использования, что делает их идеальными для новых проектов в Вьетнаме.

Технология гетероструктур (Heterojunction Technology, HJT), с текущей производственной мощностью около 1840 МВт, требует значительных первоначальных инвестиций ввиду сложности производственного процесса. Тем не менее, она обеспечивает высокий коэффициент преобразования энергии и низкое энергопотребление на этапе изготовления за счет использования структуры, сочетающей аморфный и кристаллический кремний. Особое преимущество HJT заключается в стабильной работе при низкой освещенности и повышенных температурах, что соответствует климатическим условиям Вьетнама и способствует оптимизации эффективности СЭС.

Технология Interdigitated Back Contact (BC), с общей мощностью порядка 400 МВт, характеризуется высокой эффективностью преобразования благодаря конструкции с чередующимися задними электродами, что минимизирует затенение и увеличивает площадь сбора солнечного излучения. Несмотря на высокую стоимость производства, данная технология находит применение преимущественно в маломасштабных проектах, например, в установках на крышах зданий, где критически важна оптимизация пространства и высокая энергоэффективность.

Тонкопленочная технология (Thin-Film), с общей мощностью около 480 МВт, отличается более низкими производственными затратами по сравнению с традиционными кремниевыми технологиями, что делает её привлекательной для проектов с ограниченным бюджетом. Гибкость тонкопленочных модулей позволяет эффективно использовать их в условиях переменной и недостаточной инсоляции, характерных для городских и промышленных зон.

Наконец, Perovskite – это инновационная технология, которая пока находится на этапе экспериментальных разработок и уже достигла производственной мощности примерно в 320 МВт, открывая значительные перспективы в сфере солнечной энергетики. Благодаря своим уникальным оптическим и электрическим характеристикам, перовскитовый материал обещает революционные прорывы в эффективности преобразования солнечного света в энергию.

Вьетнам, не оставаясь в стороне от глобальных тенденций, активно вкладывает средства в научные исследования, направленные на совершенствование и коммерческое внедрение перовскитовых солнечных панелей, что становится ключевым шагом на пути к экологически устойчивой энергетике. Сочетание высокой производительности и относительной простоты изготовления позволит перовскиту широко применяться в ближайшем будущем, вследствие интеграции экономических выгод и значительного вклада в сохранение окружающей среды и реализацию целей энергоперехода.

### 3.2 Инвестиционная оценка проектов СЭС во Вьетнаме

Множество исследователей использует методы экономического анализа для определения жизнеспособности солнечных электростанций [14, 142, 199]. В частности, метод LCOE используется для оценки себестоимости энергии, а показатель CAPEXуд позволяет рассчитать эффективность электростанции в условиях ограниченных ресурсов.

Одним из наиболее распространённых и надёжных экономических показателей при оценке эффективности проектов в сфере солнечной энергетики является уровень приведённой стоимости электроэнергии, известный как LCOE (LevelizedCostofEnergy) [15]. Этот показатель представляет собой усреднённую стоимость производства одного киловатт-часа электроэнергии в течение всего срока службы электростанции [24]. Он учитывает все основные затраты, включая первоначальные инвестиции, эксплуатационные расходы, техническое обслуживание, а также объём выработанной электроэнергии за каждый год эксплуатации. Кроме того, при расчёте применяется дисконтирование, то есть корректировка стоимости денег с учётом времени, что позволяет получить более реалистичную экономическую оценку [20, 141, 199].

Фактически, LCOE показывает, сколько в среднем стоит производство одного киловатт-часа, если учесть весь жизненный цикл проекта, от начала строительства до завершения эксплуатации [199, 14]. Для солнечных электростанций, где отсутствуют затраты на топливо, этот показатель особенно актуален, поскольку основное влияние на стоимость оказывают инвестиции в установку и

эксплуатационные расходы, а также климатические условия, определяющие уровень солнечной радиации и, соответственно, объём генерации [15, 24].

Применение LCOE в данном исследовании обусловлено необходимостью объективной и сопоставимой оценки различных географических точек размещения солнечных электростанций на территории Вьетнама. Поскольку этот показатель позволяет стандартизировать сравнение между разными проектами, он особенно подходит для MCDA, в котором рассматриваются как экономические, так и технические критерии [20, 141].

Показатель LCOE (приведенная стоимость электроэнергии за единицу произведенной электроэнергии) представляет собой среднюю стоимость единицы электроэнергии, произведенной за весь срок службы проекта, и отражает минимальную цену, по которой электроэнергия должна продаваться для достижения точки безубыточности проекта. Он рассчитывается следующим образом (6):

$$\mathrm{LCOE} = \frac{\sum_{t=0}^{N} \frac{I_t + \mathrm{O}_t + \mathrm{F}_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{N} \frac{E_t}{(1+r)^t}}, \quad (6)$$

где $I_t$ = Капитальные затраты (CAPEX) в году $t$ (долл.). В данном исследовании все капитальные затраты понесены авансом в момент времени $t = 0$;

$\mathrm{O}_t$ = Эксплуатационные расходы (OPEX) в году $t$ (долл.);

$\mathrm{F}_t$ = Расходы на топливо (если применимо) в году $t$ (долл.). Для солнечных фотоэлектрических систем $\mathrm{F}_t$ =0;

$E_t$ = Выработка электроэнергии в году $t$ (кВт·ч);

$r$ = Ставка дисконтирования (%);

$N$ = Срок службы проекта (лет).

Применение формулы LCOE (себестоимости производства электроэнергии) для расчета экономических показателей себестоимости 11 СЭС для производства 1 кВт·ч электроэнергии показано в таблице 3.2 и таблице 3.3.

Таблица 3.2 – Приведенная стоимость электроэнергии (LCOE) (долл. США/кВт·ч) солнечных электростанций и кластеров во Вьетнаме (при дисконтной ставке 8%) в максимальном / оптимистическом / базовом / пессимистическом сценариях «коэффициента мощности» солнечной электростанции (15%, 20%, 25%, 30%) (составлено автором)

| **СЭС** | коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 15% | 20% | 25% | 30% |
| Xuan Thien Ea Sup | 0.225 | 0.169 | 0.135 | 0.113 |
| Dau Tieng 1,2,3 | 0.081 | 0.061 | 0.049 | 0.041 |
| Loc Ninh 1,2,3 | 0.080 | 0.060 | 0.048 | 0.040 |
| Trung Nam Thuan Nam | 0.098 | 0.073 | 0.059 | 0.049 |
| BIM 1,2,3 Ninh Thuan | 0.138 | 0.104 | 0.083 | 0.069 |
| Phu My | 0.072 | 0.054 | 0.043 | 0.036 |
| Hong Phong 1A,1B, 4 | 0.103 | 0.077 | 0.062 | 0.051 |
| Xuan Thien Thuan Bac | 0.100 | 0.075 | 0.060 | 0.050 |
| Hoa Hoi | 0.071 | 0.054 | 0.043 | 0.036 |
| Sao Mai Solar PV1 | 0.105 | 0.078 | 0.063 | 0.052 |
| Trung Nam Thuan Bac | 0.105 | 0.078 | 0.063 | 0.052 |
| **Среднее** | **0.107** | **0.080** | **0.064** | **0.054** |

Средний коэффициент использования установленной мощности СЭС во Вьетнаме составляет 21.5%, а жизненный цикл станции - около 20 лет [110, 140, 141]. Финансирование обычно осуществляется под 5-10% годовых, а для расчётов доходности применяются ставки дисконтирования от 4-10% [199, 208, 213].

В таблице 3.2 показана сильная зависимость LCOE от КИУМ: при увеличении коэффициента использования мощности с 15% до 30% среднее значение LCOE снижается с 0.107 до 0.054 долл./кВт·ч (почти в два раза). Проекты с низкими удельными капитальными затратами (Phu My и Hoa Hoi) сохраняют самые низкие значения LCOE во всех сценариях (0.072–0.036 и 0.071–0.036 долл./кВт·ч соответственно). В отличие от них, Xuan Thien Ea Sup остается наименее конкурентоспособным даже при оптимистичном сценарии с 30% (0.113 долл./кВт·ч), что указывает на то, что высокие капитальные затраты доминируют в стоимости электроэнергии и не могут быть полностью компенсированы за счет повышения коэффициента использования мощности.

Таблица 3.3 – LCOE солнечных электростанций и кластеров во Вьетнаме при ставках дисконтирования 4%, 6%, 8% и 10% (долл./кВт·ч) (составлено автором)

| СЭС | Уровни процентной ставки | | | |
|---|---|---|---|---|
| | **4%** | **6%** | **8%** | **10%** |
| Xuan Thien Ea Sup | 0.121 | 0.138 | **0.157** | 0.177 |
| Dau Tieng 1,2,3 | 0.043 | 0.050 | **0.057** | 0.064 |
| Loc Ninh 1,2,3 | 0.043 | 0.049 | **0.056** | 0.063 |
| Trung Nam Thuan Nam | 0.052 | 0.060 | **0.068** | 0.077 |
| BIM 1,2,3 Ninh Thuan | 0.074 | 0.085 | **0.096** | 0.109 |
| Phu My | 0.039 | 0.044 | **0.050** | 0.057 |
| Hong Phong 1A,1B, 4 | 0.055 | 0.063 | **0.072** | 0.081 |
| Xuan Thien Thuan Bac | 0.054 | 0.062 | **0.070** | 0.079 |
| Hoa Hoi | 0.038 | 0.044 | **0.050** | 0.056 |
| Sao Mai Solar PV1 | 0.056 | 0.064 | **0.073** | 0.082 |
| Trung Nam Thuan Bac | 0.056 | 0.064 | **0.073** | 0.082 |
| **Среднее** | **0.057** | **0.066** | **0.075** | **0.084** |

Данные по LCOE СЭС во Вьетнаме показывают значительные колебания в зависимости от ставки дисконтирования. При ставке 8%, наиболее типичной для ВИЭ, проект Xuan Thien Ea Sup демонстрирует самую высокую LCOE - до 0.157 долл./кВт·ч, что связано с масштабами и высокими капитальными затратами. Напротив, наименьшую LCOE показывают проекты Phu My и Hoa Hoi - 0.05 долл./кВт·ч соответственно, что делает их более привлекательными для инвесторов. Среднее значение LCOE по всем проектам – 0.075 долл./кВт·ч, что указывает на благоприятные условия в отрасли благодаря правительственным стимулам, включая тариф FIT.

С 2017 по середину 2019 года цена FIT была одинаковой для всех СЭС. С июля 2019 по 2023 год тарифы начали дифференцироваться по 3 типам станций и 4 регионам. С 2024 года система FIT обновляется ежегодно и зависит от типа установки: 0.072 долл./кВт·ч – для наземных СЭС, 0.078 – для плавучих, и 0.085 – для крышных, что создает стимулы для развития всех сегментов солнечной генерации [178]. При этом все крупнейшие изученные СЭС во Вьетнаме мощностью более 200 МВт являются наземными СЭС; цены на льготную ставку, применяемые к этим электростанциям, показаны на рисунке 3.3.

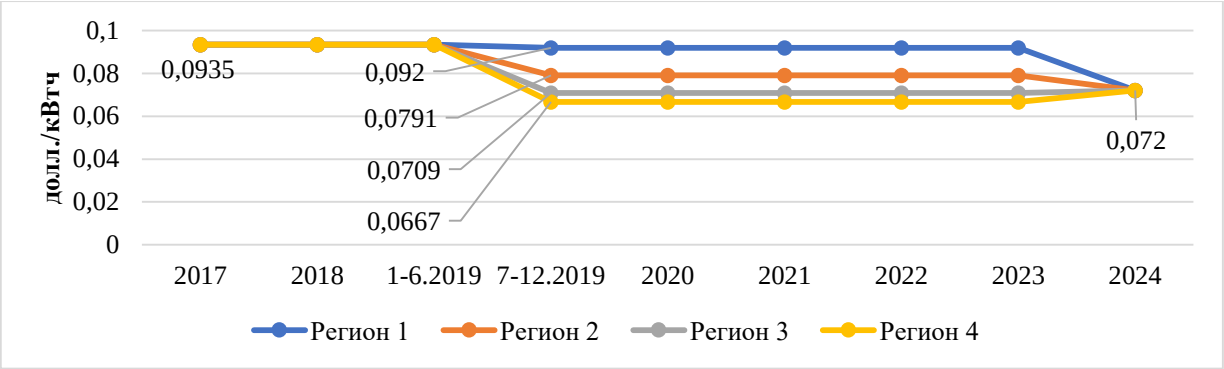



Рисунок 3.3 – Льготный тариф на электроэнергию, установленный Правительством Вьетнама для наземных СЭС в период 2017-2024 годов (составлено автором на основе [110, 140, 141, 178, 199, 208, 213])

Рисунок 3.3 отражает не только динамику «зелёных» тарифов, но и стратегический подход Вьетнама к устойчивому развитию солнечной энергетики. Он показывает, как государство адаптирует политику поддержки различных типов СЭС с учётом региональных и этапных особенностей.

Средняя цена на электроэнергию во Вьетнаме в 2023 году составила 0.0771 долл./кВт·ч – ниже, чем в большинстве стран Азии и Запада: например, в Японии и Германии – 0.25, в Сингапуре и Австралии – 0.22, в США – 0.18, в Таиланде – 0.11. Это объясняется государственной политикой субсидирования, делающей электроэнергию более доступной. Тем не менее, цены во Вьетнаме постепенно растут: с 2017 по 2023 год они увеличивались почти каждый год от 1% в 2017 до 9.27% в 2022, в 2024 до 4.8%, что указывает на общее восходящее ценовое движение. Цены на электроэнергию за последние 8 лет и прогнозируемый рост цен на электроэнергию показаны на рисунке 3.4.

Среднегодовой рост цен на электроэнергию во Вьетнаме составляет 4.84%. Согласно прогнозам, к 2026 году цена достигнет 0.091 долл./кВт·ч, а к 2050 году – 0.19 долл./кВт·ч. Согласно Указу 80/2024/ND-CP, с конца 2025 года в стране будет внедрён механизм прямой закупки электроэнергии (DPPA), позволяющий солнечным электростанциям продавать электроэнергию напрямую крупным потребителям [200]. Это даст компаниям возможность соответствовать национальному стандарту RPS и улучшить их экологическую репутацию.

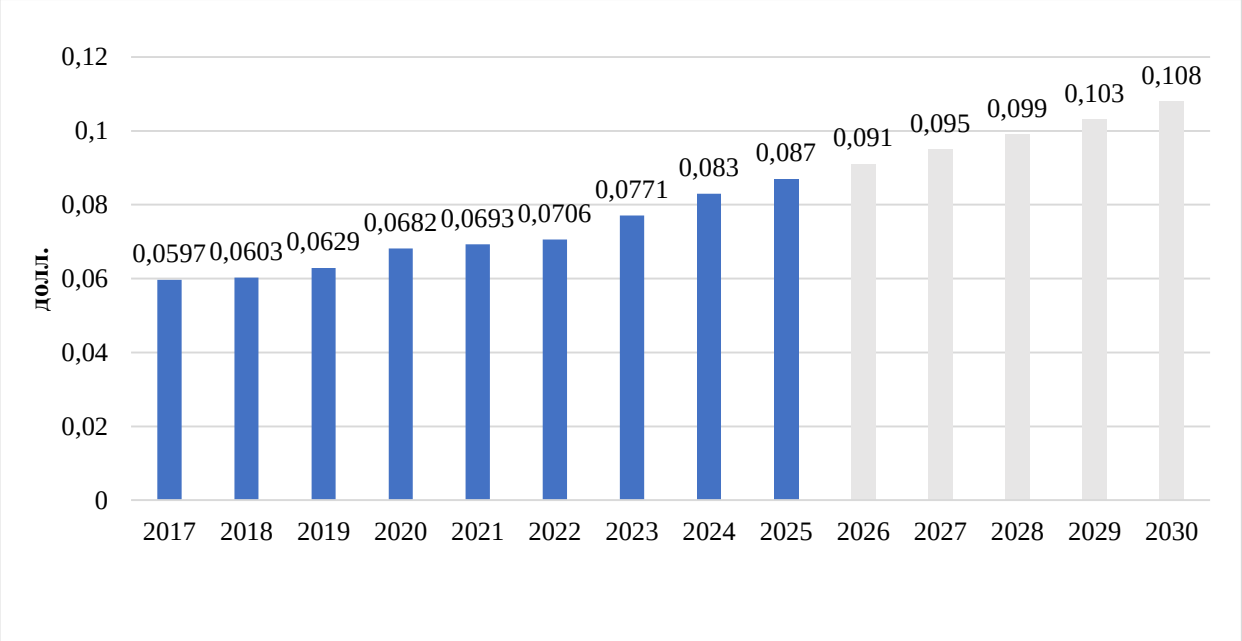



Рисунок 3.4 – Средний тариф на электроэнергию, уплачиваемый потребителями в 2017-2025 годах, и прогнозируемый средний рост в 2026–2030 годах (составлено автором на основе [110, 140, 141, 178, 199, 200, 208, 213])

С 2026 года цены на электроэнергию от солнечных электростанций будут определяться рыночными механизмами, что создаёт потенциал для более гибкой ценовой политики и повышения привлекательности проектов [200]. Показатель NPV (Чистая приведенная стоимость) измеряет абсолютную добавленную стоимость проекта и рассчитывается как разница между приведенной стоимостью денежных притоков и оттоков. Положительный показатель NPV указывает на прибыльность проекта (7).

$$\mathrm{NPV} = \sum_{t=1}^{N} \frac{R_t - \mathrm{O}_t - \mathrm{F}_t}{(1+r)^t} - I_o \qquad (7)$$

где $R_t$ = Доход в году $t$ (долл.), рассчитываемый как $R_t = E_t \times P_t$ – цена электроэнергии (долл./кВтч) в году $t$;

$I_o$ = Первоначальные капитальные инвестиции в момент времени t=0 (долл.).

Показатель рентабельности проекта (PI), также известный как соотношение выгоды и затрат, измеряет относительную прибыльность проекта на единицу инвестиций. Он особенно полезен для сравнения проектов разного масштаба. Показатель рентабельности проекта, превышающий 1, указывает на его прибыльность (8).

$$\mathrm{PI} = \frac{\sum_{t=1}^{N} \frac{R_t - \mathrm{O}_t - \mathrm{F}_t}{(1+r)^t}}{I_o} \quad (8)$$

Для оценки эффективности таких установок используется расчет NPV на основе прогнозируемой рыночной цены, ставки дисконтирования 8% и ежегодных расходов на эксплуатацию в размере 2% от первоначальных инвестиций. В таблице 3.4 приведены рассчитанные индексы NPV и PI для 11 исследованных солнечных электростанций.

Таблица 3.4 – ЧПС для исследуемых электростанций при ставке дисконтирования 8%, годовых расходах на эксплуатацию и техническое обслуживание, равных 0.02 от первоначальной стоимости инвестиций, цене на электроэнергию по льготному тарифу с 2025 года, аналогичной 2024 году, цене на электроэнергию с 2026 года после применения DPPA соответствует прогнозируемая рыночная цена до 2050 года (составлено автором на основе [110, 140, 141, 178, 199, 200, 208, 213])

| **СЭС** | **Площадь** | **Чистая приведенная стоимость (млн долл.)** | **Индекс рентабельности инвестиций (PI)** | **Технология** |
|---|---|---|---|---|
| Xuan Thien Ea Sup | Dak Lak (регион 4) | -899 | 0.55 | PERC |
| Dau Tieng 1,2,3 | Tay Ninh (регион 3) | 461 | 1.92 | PERC и TOPCon |
| Loc Ninh 1,2,3 | Binh Phuoc (регион 3) | 453 | 1.95 | PERC |
| Trung Nam Thuan Nam | Ninh Thuan (регион 4) | 252 | 1.53 | PERC и TOPCon |
| BIM 1,2,3 Ninh Thuan | Ninh Thuan (регион 4) | 13 | 1.03 | PERC |
| Phu My | Binh Dinh (регион 3) | 305 | 2.19 | PERC |
| Hong Phong 1A,1B, 4 | Binh Thuan (регион 4) | 148 | 1.45 | PERC |
| Xuan Thien Thuan Bac | Ninh Thuan (регион 4) | 135 | 1.49 | PERC |
| Hoa Hoi | Phu Yen (регион 4) | 231 | 2.17 | PERC |
| Sao Mai Solar PV1 | An Giang (регион 3) | 106 | 1.45 | PERC |
| Trung Nam Thuan Bac | Ninh Thuan (регион 4) | 99 | 1.42 | PERC и TOPCon |

Среди анализируемых солнечных проектов во Вьетнаме проект Xuan Thien Ea Sup показал отрицательное значение чистой приведенной стоимости (NPV): –

899млн долл., что свидетельствует о его финансовой неэффективности. Основная причина – чрезмерно высокие капитальные и операционные расходы, которые не компенсируются доходом по льготному тарифу FIT. Некоторые проекты, как BIM 1,2,3 и Trung Nam Thuan Bac продемонстрировали сравнительно низкий NPV – 13 млн и 99 млн долл. соответственно. Хотя они остаются прибыльными, невысокие показатели указывают на необходимость повышения эффективности и сокращения издержек.

В противоположность этому, проекты Dau Tieng 1,2,3 и Loc Ninh 1,2,3 продемонстрировали высокую рентабельность с NPV 461 млн долл. и 453млн долл. соответственно. Их успех объясняется сочетанием хорошего географического расположения (в районах с солнечным потенциалом 5.0-5.5 кВт·ч/м²/день), развитой инфраструктуры и применением современных технологий.

## 3.3 Методический подход к выбору проектов и оценке источников СЭС в энергетической системе

В последние годы исследования, посвященные экономической эффективности СЭС во Вьетнаме, привлекают возрастающий интерес как внутри страны, так и на международном уровне [110, 140, 141]. Тем не менее, большинство работ ограничивается общими оценками потенциала солнечной энергетики, и лишь немногие из них проводят детализированный анализ функционирующих объектов [199, 208, 213]. В частности, в 2020 году было опубликовано несколько исследований, фокусирующихся на влиянии различных факторов на эффективность СЭС, включая климатические условия, типы панелей, а также экономические и социальные аспекты [219, 153, 157]. Это подчеркивает необходимость более глубокого изучения для оптимизации использования возобновляемых источников энергии в регионе. Например, работа VietV.T.H. и коллеги (2020) [219] изучала эффективность работы действующих СЭС в южных районах Вьетнама, проводя сравнительный анализ с аналогичными проектами в других странах Юго-Восточной Азии. Тем не менее, в большинстве исследований недостаточно внимания уделяется более глубокому экономическому анализу, с

использованием методов мультикритериального анализа и прогнозирования долгосрочной устойчивости объектов СЭС.

На глобальном уровне исследования, посвященные оценке состояния и эффективности СЭС, а также других источников возобновляемой энергии, находятся на более высоком уровне [70, 91, 93]. В странах, таких как Германия, Китай и Индия, а также в США, проводятся регулярные исследования, которые анализируют как экономические, так и технические аспекты работы солнечных, ветровых, гидроэлектростанций и установок на биомассе [91, 123, 124]. Например, в Германии широко используются методы мультикритериального анализа для оценки эффективности и влияния различных источников энергии, и такие работы охватывают как экономические, так и экологические аспекты [97, 100, 111]. Аналогичные исследования были проведены в Китае, где активно развиваются проекты СЭС, что позволяет использовать опыт и лучшие практики для оценки и внедрения солнечных технологий в других странах Азии [129, 105, 107].

Учитывая множество влияющих на эффективность проектов СЭС факторов, автор применил многокритериальный анализ.Использование мультикритериального анализа (MCDA) позволяет получить более комплексную [14, 15] и объективную картину при сравнении разных объектов солнечной энергетики, структурировать комплексную информацию о различных проектах и сравнить их по критериям (стоимость, эффективность и экологическая устойчивость). Такие подходы становятся основой для принятия решений по дальнейшим инвестициям в солнечную энергетику [15, 199].

Вьетнам активно развивает свои мощности в области солнечной энергетики, и многокритериальная оценка является важным инструментом для выбора оптимальных объектов для инвестиций [144, 147]. Статистические данные, собранные из открытых источников, позволяют проводить глубокий анализ текущих и будущих проектов. Важным методическим аспектом является анализ временных рядов и прогнозирование результатов для будущих проектов [199, 200].

Методический подход, разработанный автором для выбора проектов и оценки источников солнечной генерации в энергетической системе Вьетнама, представляет

собой последовательность взаимосвязанных этапов, объединяющих традиционные экономические показатели и инструменты мультикритериального анализа. Такой комбинированный подход позволяет не только сравнивать отдельные проекты по уровню финансовой эффективности, но и учитывать их вклад в достижение целей энергетической трилеммы – безопасности, доступности и экологической устойчивости.

На рисунке 3.5 показан процесс отбора и оценки проектов в области солнечной энергетики, описанный автором.

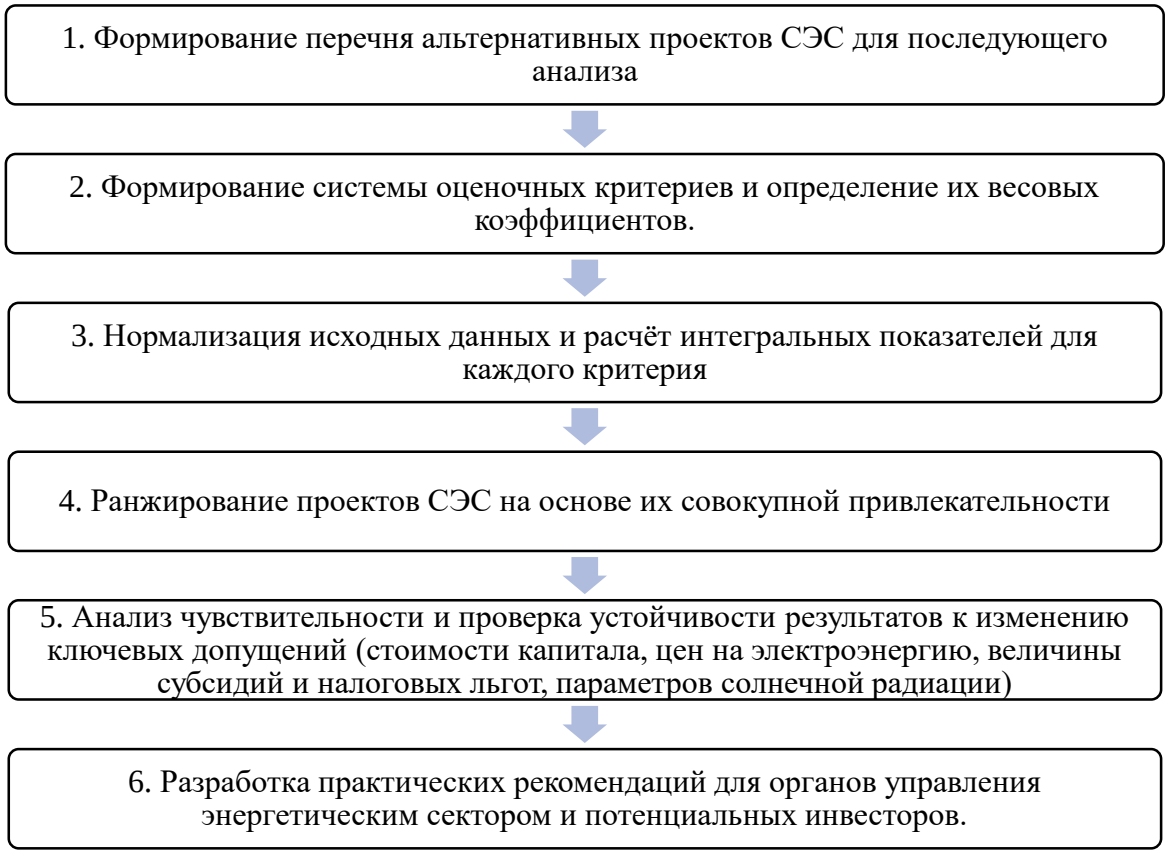



Рисунок 3.5 – Алгоритм методического подхода к отбору и оценке проектов солнечной энергетики (составлено автором)

На первом этапе осуществляется формирование множества альтернатив и рассматривается пул проектов. В качестве альтернатив рассматриваются как отдельные проекты СЭС в разных регионах Вьетнама, так и типовые кластеры солнечной генерации, отличающиеся масштабом, технологией модулей и условиями присоединения к сети. Параллельно собирается исходная информация о

ресурсном потенциале, параметрах сетевой инфраструктуры, регуляторных условиях и доступности земельных участков.

На втором этапе формируется система критериев оценки и уточняются их весовые коэффициенты. В качестве критериев рассматриваются: экономические показатели (NPV, LCOE, индекс прибыльности), технические характеристики (коэффициент использования установленной мощности (КИУМ), надёжность энергоснабжения и сложность/стоимость сетевого присоединения), экологические показатели (сокращение выбросов $CO_2$ по жизненному циклу, воздействие на земельные и водные ресурсы) и социальные аспекты (создание рабочих мест, влияние на местные сообщества и развитие инфраструктуры). Весовые коэффициенты определяются комбинированно: (1) экспертным опросом представителей энергокомпаний, регуляторов и проектных организаций и (2) процедурой AHP с проверкой согласованности матриц. В предложенном методическом подходе приняты следующие веса групп критериев: технические; экономические; экологические; социальные. Внутри групп веса распределены так: NPV; LCOE; PI; КИУМ; надёжность/сетевое присоединение; сокращение выбросов $CO_2$; воздействие на землю и воду; создание рабочих мест; влияние на местные сообщества.

На третьем этапе проводится нормализация исходных данных и расчёт интегральных оценок по каждому критерию. Для этого используются методы многокритериального анализа (MCDA). На данном этапе учитываются также сценарные предпосылки, связанные с динамикой тарифов, стоимостью капитала и возможными изменениями в политике поддержки ВИЭ.

На четвёртом этапе выполняется ранжирование проектов и кластеров СЭС с точки зрения оценки их совокупной привлекательности. Результатом является упорядоченный список альтернатив, где каждая альтернатива характеризуется не только интегральным баллом по методу MCDA, но и набором частных показателей – экономических, экологических и социальных. Это позволяет выявлять проекты-«лидеры» и проекты с хорошими экономическими параметрами, но повышенными экологическими или социальными рисками.

На пятом этапе проводится проверка устойчивости полученных результатов к изменению ключевых допущений (стоимости капитала, цен на электроэнергию, величины субсидий и налоговых льгот, параметров солнечной радиации). Такой анализ позволяет оценить, насколько устойчивы результаты к колебаниям внешних условий и какие меры государственной поддержки наиболее эффективны с точки зрения смещения баланса в пользу ВИЭ.

Наконец, на шестом этапе формируются практические рекомендации для органов управления энергетическим сектором и инвесторов. На основе ранжирования проектов и сценарных расчётов могут определяться приоритетные характеристики объектов СЭС, параметры целевой государственной поддержки, требования к развитию сетевой инфраструктуры и возможные механизмы участия частного капитала. Разработанный методический подход служит инструментом обоснования решений по планированию развития солнечной генерации с учётом специфики энергетической системы Вьетнама.

Автором выбраны критерии в рамках метода многокритериального анализа (MDCA) для экономической оценки. На основе результатов оценки влияния факторов на планирование солнечных электростанций в Малайзии в исследовании Thai H.T.N. [199] и коллег, в диссертации выбраны 8 критериев с наибольшим влиянием (влияние на результат составляет более 7%), включая: расходы на эксплуатацию и обслуживание, расходы на установку, доступность к городским районам, климатические условия, уровень солнечной радиации, стоимость земли, точки потребления электроэнергии, географическое положение.

Выбор Малайзии связан с общим сходствомее географических, экономических, институциональных и энергетических условий с условиями Вьетнама. Обе страны имеют тропический климат с высоким уровнем солнечной радиации (1400—1900 кВт·ч/м² в год). Вьетнам поддерживал высокий средний темп роста ВВП на уровне 6% в год в период с 2014 по 2024 год, в то время как Малайзия также демонстрирует стабильный средний темп роста примерно в 5,34%/год, соответственно, равный уровень технологической зрелости в развитии солнечной генерации, аналогичные механизмы государственной поддержки (FIT и

льготное кредитование под 8%). Кроме того, Малайзия, как и Вьетнам, сталкивается с вызовами интеграции ВИЭ в существующую энергосистему, включая ограниченность сетевой инфраструктуры и необходимость привлечения частных инвестиций. В отличие от Таиланда, где развитие солнечной энергетики исторически опиралось на более стабильные политические условия и высокую степень централизации управления сектором, Малайзия и Вьетнам демонстрируют схожие темпы роста рынка, а также аналогичные барьеры в части административных процедур и доступности земельных ресурсов. Таким образом, анализ малайзийского опыта позволяет более применить критерии оценки для вьетнамских условий.

Эти критерии имеют следующие характеристики и уровень влияния:

1) расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание (12.7%) – Отражает размер ежегодных эксплуатационных расходов на 1 МВт; меньшее значение означает, что эксплуатация и техническое обслуживание электростанции обходятся дешевле.

2) стоимость установки (11.12%) включает полную стоимость оборудования (панели, инверторы, крепежи), затраты на монтаж и подключение к сети.

3) доступность городской территории (8.77%) характеризует наличие инфраструктуры – дорог, электросетей, источников воды, а также разрешительную документацию.

4) климатические условия (8.43%) отражают такие параметры, как температура, уровень осадков и облачность. Эти факторы напрямую влияют на стабильность и эффективность выработки энергии.

5) уровень солнечной радиации (7.95%) определяет потенциал местности по генерации электроэнергии. Чем выше солнечная инсоляция (измеряется в кВт·ч/м²/год), тем выше производительность электростанции.

6) качественные характеристики земли (7.94%) – пригодность территории для размещения фотоэлектрических установок и ее качественные характеристики (например, низкая сельскохозяйственная ценность, подходящий рельеф и низкая стоимость земли).

7) потребители электроэнергии (7.51%) – отражается близость к спросу (промышленные парки, городские нагрузки) и возможность снижения потерь при передаче и рисков ограничения выработки электроэнергии.

8) географическое положение / расстояние до крупных городов (7.30%) указывает на логистическое удобство (доступ к рабочей силе, услугам, узлам сети); меньшие расстояния, как правило, уменьшают ограничения при строительстве и эксплуатации.

Выбор факторов, включённых в модель мультикритериальной оценки, обусловлен как теоретическими подходами к анализу инвестиционных проектов в энергетике, так и специфическими условиями развития солнечной генерации во Вьетнаме. На основе обзора отечественных и зарубежных исследований, а также анализа нормативных документов были выделены критерии, которые, с одной стороны, оказывают наибольшее влияние на принятие решений инвесторами и регуляторами, а с другой – поддаются количественному измерению на доступной статистической базе.

Экономические факторы, такие как расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание, капитальные затраты и уровень LCOE, отражают прямую финансовую привлекательность проектов и их устойчивость к изменению рыночных условий.

Технические показатели (коэффициент использования установленной мощности, надежность технологического решения, уровень потерь в сети) позволяют оценить способность СЭС обеспечивать необходимый объём и качество электроснабжения.

Экологические критерии (сокращение выбросов, воздействие на ландшафт и биоразнообразие) учитывают цели декарбонизации и требования к охране окружающей среды. В этом контексте, наряду с сокращением выбросов, учитывается землепользование – площадь земель, отведенных под установку солнечных модулей, и потенциальное использование этих территорий (например, сельское хозяйство, зоны отдыха или природоохранные территории). Также принимаются во внимание показатели воздействия на ландшафты и

биоразнообразие, включая фрагментацию местообитаний и изменения в местных экосистемах.

Наконец, социальные факторы связаны с занятостью, влиянием на местные сообщества и степенью общественной приемлемости проектов.

Совокупность этих факторов формирует целостное представление о конкурентоспособности конкретных объектов СЭС в определенных условиях и обеспечивает сопоставимость альтернатив в условиях комплексной оценки.Эти критерии позволяют всесторонне оценить эффективность размещения СЭС, помогая инвесторам и государственным органам принимать обоснованные решения при выборе площадок и стратегий развития СЭС во Вьетнаме.

В таблице А.1 вприложениипоказаны показатели эффективности и оценочная информация, собранная автором для крупных СЭС во Вьетнаме.

Оценка лучших СЭС помогает спланировать развитие будущих СЭС проектов. В то же время предприятия с низким рейтингом также должны рассматриваться для поиска решений по повышению эффективности или инструментов государственной поддержки. Общий потенциал солнечной энергетики во Вьетнаме составляет 1646 ГВт, в то время как общая установленная мощность СЭС к концу 2023 года достигнет лишь около 16.5 ГВт (1%) [139, 218, 222].

Возможности для развития новых СЭС во Вьетнаме огромны. Это подчеркивает необходимость сбалансированного подхода к развитию национальной сети солнечной энергетики с учетом экономических, экологических и социальных аспектов.

Для оценки показателей в методе многокритериального анализа автором использована матрица оценки воздействия: очень низкое (1); низкое (2); среднее (3); высокое (4); очень высокое (5).

Уровни влияния 8 факторов нормируются таким образом, чтобы их суммарное воздействие составляло 100%. В таблице А.2 показаны преобразованные идеальные уровни СЭС по методу MCDA на основе таблице А.1.

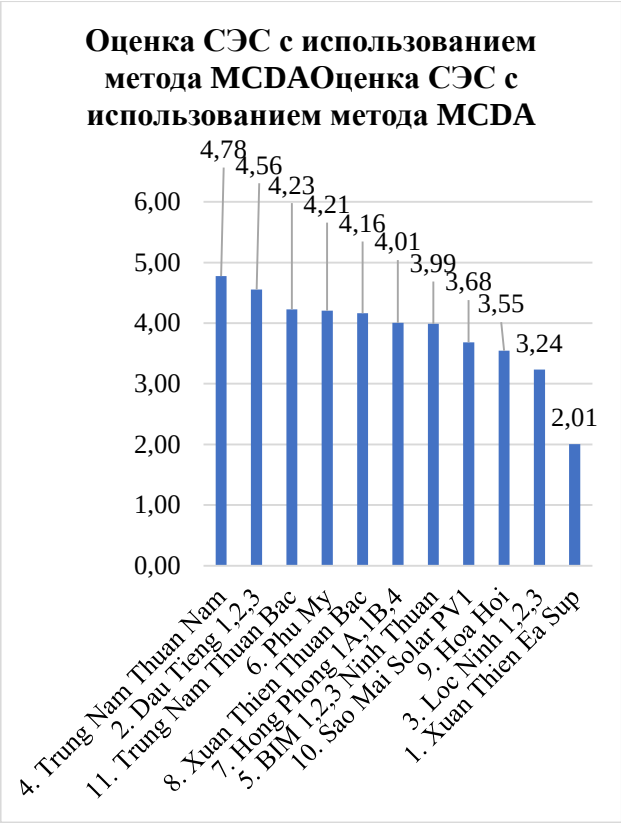


Рисунок 3.6 – Рейтинг СЭС на основе рентабельности и многокритериального отбора (составлено автором)

Рейтинг исследованных солнечных электростанций на основе рентабельности и многокритериального отбора представлен на рисунке 3.6.

Максимальный возможный балл составляет 5, однако проект Xuan Thien Ea Sup получил лишь 2.1, что составляет минимальную оценку. Причиной является высокие инвестиции, высокая стоимость эксплуатации, неудовлетворительные климатические условия и ограниченная доступность. Это подчёркивает, что крупные проекты с высокими инвестициями могут быть неэффективными при высоких затратах. При невозможности оптимизации и снижения затрат проект должен претендовать на государственную поддержку.

В противоположность ему, проект Trung Nam Thuan Nam достиг почти максимального балла – 4.78, благодаря благоприятным климатическим условиям, сильному солнечному излучению и хорошей доступности. Это подтверждает важность выбора правильного местоположения и сбалансированных затрат.

Проекты Dau Tieng 1,2,3 и Trung Nam Thuan Bac с баллами 4.56 и 4.23 соответственно демонстрируют, что даже при умеренных затратах высокая

солнечная радиация и близость к точкам потребления (влияние 10.47%) могут значительно повысить эффективность. Среднее значение доступности городской территории (влияние 12.23%) также критично для успеха проекта.

На первый взгляд, СЭС с самой высокой нормой прибыли (PI), такие как Phu My (2.19) и Hoa Hoi (2.17), могут показаться наилучшим выбором для инвесторов. Однако высокая прибыльность не всегда означает, что проект является устойчивым или стратегически выгодным. Эти станции могут обеспечивать высокую доходность в краткосрочной перспективе, но при этом не учитывать такие ключевые факторы, как долгосрочная доступность инфраструктуры, устойчивость к климатическим условиям или близость к точкам потребления энергии – все эти аспекты оцениваются методом MCDA.

Лучшим выбором, с точки зрения комплексного подхода, являются проекты, получившие высокие оценки по MCDA, например, Trung Nam Thuan Nam (4.78) и Dau Tieng 1,2,3 (4.56), даже несмотря на более скромные показатели PI. Это объясняется тем, что они демонстрируют сбалансированное соотношение между экономическими, техническими и географическими условиями, что важно для устойчивого развития. Таким образом, выбор СЭС должен основываться не только на потенциальной прибыли, но и на общей целесообразности проекта в условиях конкретного региона.

В целом, комбинированная оценка показывает, что оптимизация затрат, климатические условия и инфраструктура - ключевые факторы, влияющие на реализацию и прибыльность СЭС. Метод MCDA доказал свою эффективность в ранжировании проектов и может служить ориентиром для инвесторов при выборе приоритетных направлений развития солнечной энергетики во Вьетнаме.

## 3.4 Выводы по главе 3

В главе 3 решена ключевая задача диссертационного исследования – разработан методический подход к планированию развития солнечной генерации в энергетической системе Социалистической Республики Вьетнам. На основе проведённого сравнительного анализа действующих и планируемых проектов СЭС, разработки системы критериев и факторов оценки, выполненной оценки по методу

MCDA, а также инвестиционной оценки представлен подход к выбору и ранжированию проектов солнечной энергетики с учётом специфики национальной энергосистемы.

Выполнен сравнительный анализ проектов солнечных электростанций во Вьетнаме, в том числе кластеров установленной мощностью более 200 МВт. Рассмотрение реальных проектов, распределённых по регионам с различным уровнем солнечной радиации и состоянием сетевой инфраструктуры, позволило выявить значительную дифференциацию по капитальным затратам, коэффициенту использования установленной мощности, эксплуатационным расходам и срокам реализации. Показано, что даже при сопоставимом технологическом уровне СЭС экономические результаты зависят от сочетания природно-климатических условий, расстояния до точек присоединения к сетям, уровня сетевых потерь и существующих мер государственной поддержки. Тем самым подтверждается необходимость перехода от формального учёта установленной мощности и инвестиционных показателей к комплексной оценке эффективности и конкурентоспособности проектов.

Обоснован и сформирован методический подход к выбору проектов и оценке источников солнечной генерации в энергетической системе СРВ на основе методов многокритериального анализа. Построена система критериев, включающая экономические (капитальные и эксплуатационные затраты, LCOE, показатели прибыльности), технические (коэффициент использования мощности, надёжность, уровень технологической зрелости), экологические (сокращение выбросов, воздействие на окружающую среду) и социальные (занятость, влияние на местные сообщества) показатели. Такой подход позволяет сопоставлять между собой проекты различного масштаба и технологической конфигурации, а также учитывать требования энергетической трилеммы – безопасности, доступности и экологической устойчивости – при выборе приоритетных направлений развития солнечной генерации.

Выполнена инвестиционная оценка проектов СЭС на основе традиционных показателей NPV, индекса прибыльности и LCOE), а также мультикритериальная

оценка. Показано, что при нынешнем уровне затрат на строительство и эксплуатации СЭС и действующих предпосылках развития энергетического сектора солнечная генерация способна конкурировать с традиционными источниками энергии по приведённой стоимости электроэнергии, особенно в регионах с высоким уровнем инсоляции и при наличии устойчивых механизмов государственной поддержки.

Использование интегральной оценки позволяет не только отобрать проекты с наивысшей доходностью, но и минимизировать экологические и социальные риски.

Полученные в главе 3 результаты демонстрируют, что предлагаемая методика имеет прикладной характер и может использоваться как органами государственного управления энергетикой, так и корпоративными структурами (в том числе EVN и независимыми производителями электроэнергии) при планировании ввода новых мощностей. Формализованная схема выбора приоритетных проектов СЭС позволяет согласовать интересы инвесторов, государства и потребителей: обеспечить требуемый уровень энергетической безопасности и надёжности снабжения, удержать тарифы на социально приемлемом уровне и одновременно сократить углеродный след энергетического сектора.

Предложенный методический подход к оценке и ранжированию проектов СЭС позволяет перейти к экономическому обоснованию инструментов стимулирования и оценить, какие формы поддержки (зелёный тариф, аукционы, налоговые льготы, льготное кредитование) целесообразны в условиях Вьетнама.

# ГЛАВА 4 ВЛИЯНИЕ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПОДДЕРЖКИ НА РАЗВИТИЕ СЭС ВО ВЬЕТНАМЕ

## 4.1 Анализ факторов при создании объектов солнечной генерации в зарубежных странах

Солнечная энергетика представляет собой перспективное направление глобального перехода к устойчивым источникам энергии, способствуя снижению выбросов парниковых газов и обеспечению энергетической безопасности. Согласно данным Международного агентства по возобновляемой энергии (IRENA) [223], установленная мощность солнечных электростанций в мире достигла 1,2 ТВт к концу 2023 года, что на 30% превышает показатель 2022 года и составляет около 4,5% глобального производства электроэнергии [110, 140, 141]. При этом стоимость солнечных модулей снизилась на 85% с 2010 года, делая технологию конкурентоспособной даже в развивающихся странах [199, 208, 213]. Однако различия в цепочке создания стоимости - от производства до монтажа и эксплуатации – остаются значительными: в развитых странах (например, США и Германии) фокус на инновациях и цифровых решениях, в то время как в развивающихся (Вьетнам, Таиланд) доминируют низкие затраты на труд и импорт компонентов [91, 93, 95].

Основные технологии производства солнечной энергии: PERC, TOPCon, HJT, IBC, Thin-Film и Perovskite. Для технологий на основе кристаллического кремния (PERC, TOPCon, HJT, IBC) необходимо производство кремниевых пластин. Для Thin-Film и Perovskite это не требуется (они основаны на тонких плёнках или других материалах, наносимых на подложки вроде стекла или полимеров). Процесс производства объекта солнечной генерации включает:

а. производство кремниевых пластин;

б. сборка модулей и панелей с учетом автоматизации;

в. установка, эксплуатация и обслуживание

*- производство объекта солнечной генерации (кремниевых пластин)*

Семь стран (США, Германия, Япония, Австралия, Китай, Таиланд, Вьетнам) выбраны из-за высокого процента солнечной энергии в общем потреблении

электроэнергии в 2023 г.: США (4,05%); Германия (12,43%); Япония (11,2%); Австралия (16,47%); Китай (6,2%); Таиланд (2,7%); Вьетнам (9,1%) [95, 97, 140].

По состоянию на 2024 год глобальная цепочка создания стоимости в солнечной энергетике продолжила демонстрировать быстрый рост и дальнейшую концентрацию производства в Азии. В 2023–2024 гг. мировые поставки солнечных модулей превысили 550 – 560 ГВт, а выпуск солнечных ячеек в 2024 году оценивается примерно в 750 ГВт, что свидетельствует о сохранении высоких темпов расширения промышленной базы отрасли.

Генерация солнечной энергии в настоящее время осуществляется с использованием нескольких основных технологических решений. Кристаллический кремний по-прежнему доминирует на рынке и представлен, прежде всего, высокоэффективными ячейками типов PERC, TOPCon и HJT, которые постепенно вытесняют более старые технологии. Параллельно развивается сегмент тонкоплёночных модулей (на основе теллурида кадмия и аморфного кремния), востребованных в проектах крупномасштабной генерации и на объектах со специфическими требованиями к весу и форме панелей. Отдельное направление составляют перовскитные солнечные элементы, находящиеся на стадии коммерциализации и демонстрирующие потенциал существенного повышения эффективности при одновременном снижении материалоёмкости. Наибольший удельный вес в структуре мирового производства модулей занимает технология одно-кристаллического кремния с пассивированным эмиттером и задним контактом (PERC) и её более новые модификации TOPCon и HJT, обеспечивающие высокие значения КПД при приемлемой стоимости. Их распространение обусловлено сочетанием зрелости промышленного производства, устойчивости характеристик в реальных условиях эксплуатации и возможностями дальнейшей оптимизации себестоимости за счёт масштаба и совершенствования технологических процессов. Тонкоплёночные решения, хотя и занимают меньшую долю рынка, конкурентоспособны в условиях высоких температур и рассеянной инсоляции, а также на крышах и фасадах сложной конфигурации.

Для эффективного использования указанных технологий необходимо наличие развитого производства кремниевых пластин, высокоточной сборки модулей и автоматизированных линий ламинирования и тестирования. Именно эти звенья цепочки создания стоимости определяют способность стран не только импортировать готовые панели, но и участвовать в более капиталоёмких стадиях глобальной промышленной кооперации. Вьетнам пока в основном специализируется на сборке модулей и контрактном производстве по заказам транснациональных компаний, однако постепенное расширение компетенций в области производства пластин и ячеек может стать важным условием повышения добавленной стоимости национальной солнечной индустрии.

Генерация солнечной энергии осуществляется с применением следующих технологий: PERC, TOPCon, HJT, IBC, Thin-Film и Perovskite. Наибольший удельный вес занимает технологияPERCи TOPCon.Для ее применения необходимо производство фотоэлектрических панелей.

Фотоэлектрические панели (ФЭП) представляют собой набор фотоэлектрических ячеек, соединённых в многослойную структуру. Доминирующей технологией сегодня по-прежнему остаётся кристаллический кремний с распространёнными форматами ячеек M10 (182×182 мм) и M12 (210×210 мм). Для снижения потерь, вызванных частичным затенением (например, облаками), уменьшения тока через каждый элемент и снижения сопротивления проводимости производители применяют структуры полуячеек (пример 182×91 мм или 210×105 мм) соответственно с оптимизированной конфигурацией межсоединений. Параллельно с этим ведутся интенсивные исследования материалов нового поколения, таких как перовскит. Несмотря на их потенциал с точки зрения производительности и стоимости, в настоящее время они находятся преимущественно на экспериментальной стадии из-за требований к долговечности и массовому производству [199, 208, 213]. Производство кремниевых пластин, полупроводниковых материалов и ФЭП остаётся критически важным этапом, контролируемым несколькими крупными корпорациями, в основном из Китая и Японии. Разработка новых материалов, таких как перовскит, требует значительных

инвестиций в исследовательские лаборатории и опытные заводы. В таблице 4.1 представлена информация о производстве кремниевых пластин для солнечной энергетики по странам.

Таблица 4.1 – Производство кремниевых пластин в солнечной энергетике по странам 2023 г. (составлено автором на основе [75, 79, 86, 93, 94, 95, 97, 110, 117, 123-125, 140, 141, 153, 155, 199, 203, 208, 213, 215, 217])

| **Страна** | **Доля мирового производства кремниевых пластин (наличие мощностей по стадиям), %** | **Основные производители** | **Инвестиции в R&D, млн долл. (2023)** |
|---|---|---|---|
| Китай | 45 | LONGi, Tongwei, JinkoSolar | 350 |
| Япония | 15 | Panasonic, Solar Frontier | 120 |
| США | 10 | First Solar, SunPower | 200 |
| Германия | 5 | Meyer Burger | 80 |
| Таиланд | 2 | Local assemblers | 15 |
| Вьетнам | 1 | Импорт комплектующих, локальная сборка, IREX solar | 10 |
| Австралия | 1 | Импорт комплектующих, R&D в области перовскита | 25 |

Китайские компании, обеспечивая 45% кремниевых пластин за счет субсидий и масштаба – производство выросло на 20% в 2023 г. до 400 ГВт, превышая США в 3 раза. Япония (15%, Panasonic) фокусируется на тонкопленках для эффективности 20-22%, но доля снижается из-за импорта из Китая и инвестиций 120 млн долл., уступая США (200 млн долл.) в инновациях [153, 217]. США (10%, First Solar) лидируют в кадмий-теллуре с эффективностью 22%, но высокие затраты ограничивают рост до 150 ГВт [94, 217]. Германия (5%, Meyer Burger) подчеркивает устойчивость, но сокращение SolarWorld снизило конкурентоспособность, несмотря на пиковую долю 15% в 2010-х. Таиланд (2%) и Вьетнам зависят от сборки импортируемых комплектующих (10-15 млн долл. инвестиций) [91, 93, 95]. Австралия (1%, фокус на перовскитах) инвестирует 25 млн долл. в R&D, но стремится к инновациям [153, 217].

*- сборка ФЭП и автоматизация*

Сборка ФЭП осуществляется как крупными производителями, так и местными компаниями в развивающихся странах, способствуя созданию рабочих

мест и развитию местной экономики [91, 93, 217]. Автоматизация и цифровизация процессов способствуют повышению качества и снижению издержек производства. Информация о сборке и автоматизации солнечных панелей по странам представлена в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Сборка и автоматизация сборки солнечных панелей по странам (2023 г.) (составлено автором на основе [75, 79, 86, 93, 94, 95, 97, 110, 117, 123-125, 140, 141, 153, 155, 199, 203, 208, 213, 215, 217]).

| **Страна** | **Объём сборка ФЭП, ГВт** | **Общая мощность (ГВ)** | **Уровень автоматизации** | **Количество занятых в сборке ФЭП, тыс. чел.** |
|---|---|---|---|---|
| Китай | 120 | 400 | Очень высокий | 300 |
| Япония | 15 | 80 | Высокий | 50 |
| США | 10 | 150 | Высокий | 40 |
| Германия | 8 | 80 | Средний | 30 |
| Таиланд | 3 | 6 | Низкий | 20 |
| Вьетнам | 2 | 6 | Низкий | 15 |
| Австралия | 1 | 30 | Средний | 10 |

Китай доминирует с 120 ГВт благодаря гигантам LONGi и JinkoSolar, экономике масштаба и субсидиям, обеспечивая очень высокий уровень автоматизации и 300 тыс. занятых, превышая США в 12 раз по объёмам – вертикальная интеграция снижает затраты на 20% [210, 221, 117]. Япония достигает 15 ГВт с высоким уровнем автоматизации (Panasonic, Solar Frontier) [153, 217], фокусируясь на тонкоплёночных технологиях (эффективность 20-22%), но конкуренция с Китаем ограничивает рост, с долей 15% и занятостью 50 тыс., уступая в 8 раз. США производят 10 ГВт (First Solar, SunPower) [94, 217], используя кадмий-теллур (эффективность 22%), но высокие затраты замедляют рост, делая их в 3 раза меньше Японии. Германия, с 8 ГВт и средним уровнем автоматизации [153, 217], подчёркивает устойчивость, но сокращение SolarWorld снизило долю с 15% в 2010-х, с 30 тыс. занятых.

Таиланд и Вьетнам полагаются на сборку импортируемых комплектующих с низкой автоматизацией [91, 93, 95], производя 3 ГВт и 2 ГВт при занятости 20 тыс. и 15 тыс. - это снижает затраты. Австралия, с 1 ГВт и средним уровнем автоматизации (10 тыс. занятых), импортируя 90% комплектующих для прорыва в перовскиты, остаётся маргинальной (менее 1% рынка).

- *установка, эксплуатация и обслуживание*

Монтаж и обслуживание солнечных электростанций требуют квалифицированных специалистов и современных сервисных решений. В развитых странах системы мониторинга на основе искусственного интеллекта активно используются для оптимизации работы и прогнозирования технических сбоев [121, 129]. В развивающихся странах всё чаще разрабатываются программы обучения и повышения квалификации, что способствует развитию отрасли.

Таблица 4.3 – Установка, эксплуатация и обслуживание солнечных электростанций по странам, 2023 г. (составлено автором на основе [75, 79, 86, 93, 94, 95, 97, 110, 117, 123-125, 140, 141, 153, 155, 199, 203, 208, 213, 215, 217, 121, 129])

| **Страна** | **Количество установленных солнечных электростанций от 1 МВт и выше, шт.** | **Использование AI-мониторинга, Уровень** | **Программы обучения и квалификации, наличие** |
|---|---|---|---|
| Китай | 2000 | Высокий | Развиты |
| Япония | 1000 | Очень высокий | Развиты |
| США | 1500 | Высокий | Развиты |
| Германия | 1200 | Высокий | Развиты |
| Таиланд | 200 | Низкий | Активно развиваются |
| Вьетнам | 200 | Низкий | В стадии развития |
| Австралия | 300 | Средний | Развиты |

Данные таблицы 4.3 показывают, что Китай является лидером (около 2000 установок, около 400 ГВт, 2023) благодаря крупным государственным инвестициям и интегрированной цепочке поставок. Такие страны, как Япония и США, также демонстрируют высокие показатели, ориентируясь на инновации. Вьетнам и Таиланд отстают из-за низкой автоматизации и зависимости от импорта.

Глобальный тренд выявляет четкую корреляцию: страны с высоким уровнем использования ИИ-мониторинга (Китай, Япония, США) имеют значительно более высокую мощность на установку (0,2–0,4 ГВт) и снижают эксплуатационные расходы на 15–20% по сравнению со странами с низким уровнем автоматизации

(0,03 ГВт у Вьетнама и Таиланда). Это подчеркивает переход от сырьевой зависимости к инновационной модели развития.

IREXSolar – первая компания в Вьетнаме по производству солнечных панелей. Соотношение источников сырья для солнечной энергетики IREX:

- внутреннее производство: около 30% от общего объема сырья (в основном сырой кремний для поликремния, стекла и алюминия из Вьетнама). Компания добывает кремний на рудниках Куангнинь/Биньтхуан и производит поликремний собственными силами, что снижает затраты и зависимость от поставок.

- импорт: около 70-80% (очищенный поликремний, серебро, ЭВА, подложка, пластины из Китая, Японии и Кореи). Этот показатель высок благодаря передовым технологиям очистки и глобальной цепочке поставок, но IREX инвестирует в локализацию, чтобы снизить его до менее 50% к 2025 году.

*Влияющие факторы в процессах производства, сборки, установки и эксплуатации объектов СЭС*

Жизненный цикл объекта солнечной генерации включает 3 этапа: производство (масштаб и технологии); сборку панелей и автоматизацию (импорт и локализация); установку, эксплуатацию и обслуживание (интеграция).

Рисунок 4.1 иллюстрирует жизненный цикл объектов солнечной генерации.

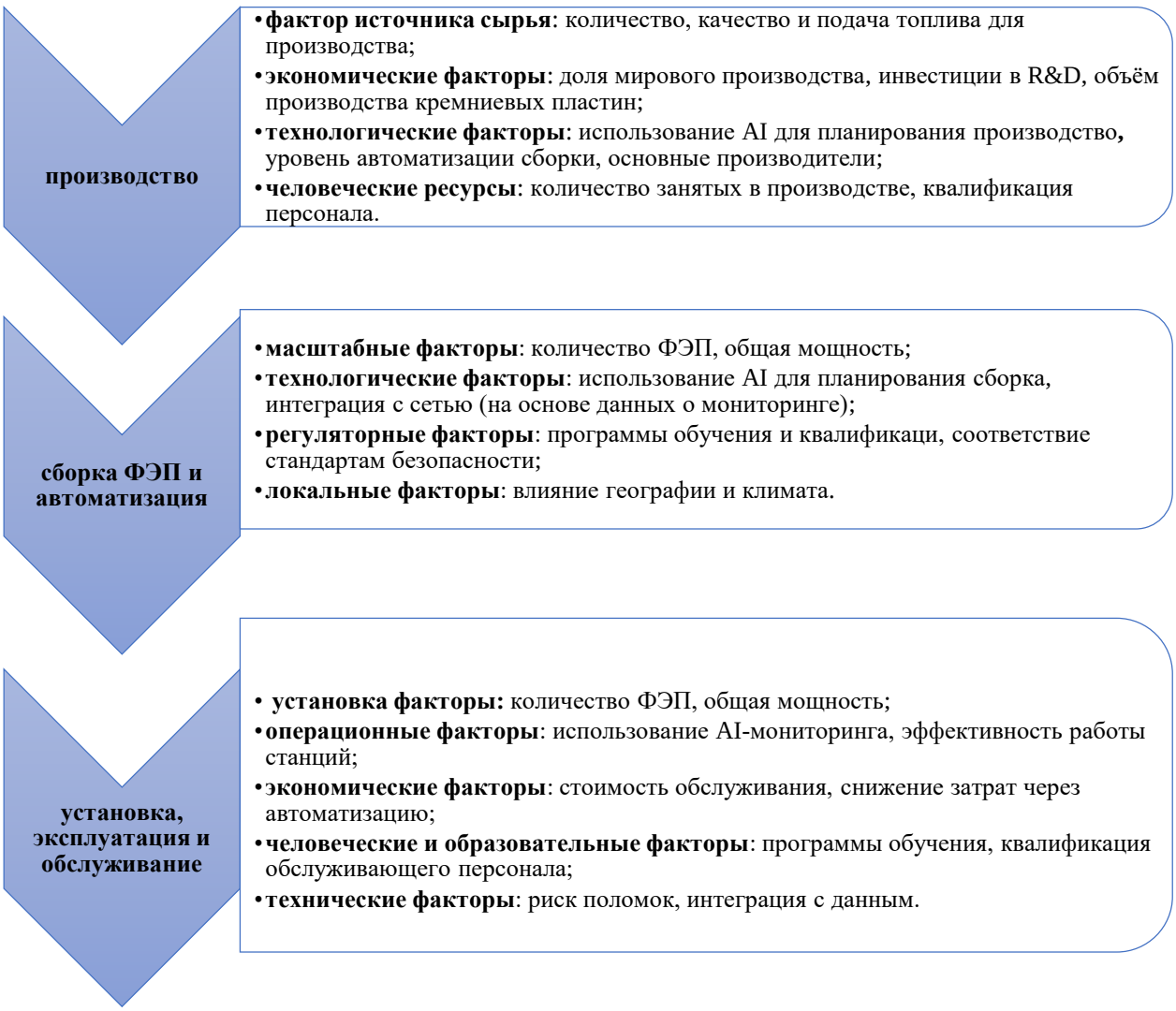



Рисунок 4.1 – Факторы влияния на стадии жизненного цикла объектов солнечной генерации (составлено автором автором на основе [75, 79, 86, 93, 94, 95, 97, 110, 117, 123-125, 140, 141, 153, 155, 199, 203, 208, 213, 215, 217, 121, 129])

## 4.2 Анализ методов и инструментов государственной поддержки проектов СЭС в зарубежных странах

*Анализ инструментов государственного регулирования в области ВИЭ и солнечной генерации в странах-лидерах отрасли*

Под государственной политикой в области возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в настоящей работе понимается система целей, принципов и приоритетов государства в сфере развития ВИЭ, а также совокупность направлений и форм деятельности органов государственной власти, направленных на интеграцию возобновляемой энергетики в топливно-энергетический баланс страны

и достижение энергетической, экономической и экологической устойчивости [153, 215, 217].

Государственная поддержка в области ВИЭ представляет собой комплекс правовых, институциональных, финансовых и организационных мер, посредством которых государство снижает барьеры входа на рынок, перераспределяет риски между участниками, повышает инвестиционную привлекательность проектов и обеспечивает выполнение долгосрочных целевых ориентиров (по объёмам ввода мощностей, доле ВИЭ в энергобалансе, сокращению выбросов и т.п.) [91, 202, 203].

Государственное стимулирование использования ВИЭ в более узком смысле трактуется как совокупность экономических инструментов (тарифные механизмы, субсидии, налоговые льготы, льготное кредитование, «зелёные» сертификаты, аукционы мощности и др.), создающих дополнительные финансовые стимулы для инвесторов и потребителей к развитию и использованию генерации на основе возобновляемых источников энергии.

Мировая практика предлагает различные механизмы и инструменты государственной поддержки для ВИЭ, среди которых ключевыми направлениями являются: зеленый тариф, субсидии и прямое государственное финансирование, льготы и нормативно-правовое регулирование (рис. 4.2).

Зеленый тариф – это система ценовой поддержки для производства электроэнергии из ВИЭ, которая гарантирует производителям определенную цену за киловатт-час (кВтч) электроэнергии, вырабатываемой из таких источников. Он играет важную роль в стимулировании роста сектора возобновляемых источников энергии благодаря таким программам, как FIT, FIP, системы квот и зеленых сертификатов и тарифы для малых производителей.

FIT – Feed-in Tariff – механизм, способствующий разработке и внедрению возобновляемых источников энергии, таких как солнечная энергия, энергия ветра и биомасса. Эта политика предусматривает фиксированную цену для производителей возобновляемой энергии, обычно выше рыночной, что создает стабильность для инвесторов и способствует привлечению капитала в проекты ВИЭ [203]. Это

позволяет ускорить развитие солнечной и ветровой энергетики, так как инвесторы уверены в возврате своих вложений.

| Зеленый тариф | Формы государственного и негосударственного финансирования | Налоговые льготы | Меры нормативно-правовой поддержки |
|---|---|---|---|
| • Льготная цена покупки электроэнергии FIT (Feed-in Tariffs);<br>• Премия за подачу электроэнергии FIP (Feed in premium);<br>• Зеленые сертификаты;<br>• Тарифы для малых предприятий. | • Субсидии государственного бюджета;<br>• Субсидии национальных экологических Фондов;<br>• Контракты на разницу в ценах (Contracts for Difference, CfD);<br>• Инвестиции в НИОКР;<br>• Инвестиции в инфраструктуру;<br>• Международное финансирование (Всемирный банк и Глобальный экологический фонд). | • Снижение корпоративного подоходного налога;<br>• Снижение НДС;<br>• Снижение налога на имущество;<br>• Ускоренная амортизация. | • Закон о возобновляемых источниках энергии;<br>• Стратегия развития возобновляемых источников энергии;<br>• План по содействию развитию возобновляемых источников энергии;<br>• Стандарт портфеля возобновляемых источников энергии RPS (Renewable Portfolio Standard);<br>• Программы повышения энергоэффективности;<br>• Образовательные программы в области ВИЭ. |

Рисунок 4.2 – Основные инструменты государственной поддержки ВИЭ (составлено автором на основе [75, 79, 86, 91, 93, 94, 95, 97, 110, 117, 123-125, 140, 141, 153, 155, 199, 202, 203, 215, 217])

Обобщенные характеристики основных инструментов государственной поддержки ВИЭ представлены далее.

Премия за подачу электроэнергии FIP (Feed in premium) – дополнительная субсидия к рыночной цене, которую получает производитель электроэнергии [91, 93].

Зеленые сертификаты представляют собой торговые документы, которые подтверждают, что определенное количество энергии было произведено из возобновляемых источников [202]. Эти сертификаты могут быть куплены и проданы, что создает финансовый стимул для производителей ВИЭ.

Тарифы для малых предприятий представляют собой специальные условия, предлагаемые энергетическими компаниями для поддержки малых бизнесов,

использующих возобновляемые источники энергии. Эти тарифы могут включать сниженные ставки на электроэнергию или льготы для установки солнечных панелей [91, 202].

Субсидии играют ключевую роль в развитии возобновляемых источников энергии и могут иметь различные формы [93, 202]. Субсидии важны для ускорения внедрения ВИЭ, особенно на ранних стадиях развития рынков в развивающихся странах, обеспечивая стабильность в долгосрочной перспективе.

Субсидии государственного бюджета – это финансовая поддержка, предоставляемая правительством для стимулирования инвестиций в определенные сектора, включая возобновляемую энергетику [202, 217]. Они помогают снизить первоначальные затраты на проекты и делают их более доступными для инвесторов.

Субсидии национальных экологических фондов - это финансирование, предоставляемое специализированными фондами для поддержки проектов, направленных на защиту окружающей среды и развитие ВИЭ [217, 221]. Эти субсидии могут использоваться для исследований, разработки технологий и внедрения новых решений.

Контракты на разницу в ценах (Contracts for Difference, CfD) представляют собой финансовые соглашения, которые гарантируют производителям возобновляемой энергии фиксированную цену за киловатт-час, независимо от рыночной цены [140, 202]. Это снижает риски для инвесторов и обеспечивает стабильный доход.

Инвестиции в НИОКР (научно-исследовательские и опытно-конструкторские разработки) направлены на развитие новых технологий и улучшение существующих решений в области возобновляемой энергетики [202, 208]. Эти инвестиции способствуют инновациям и повышению эффективности энергетических систем.

Инвестиции в инфраструктуру включают финансирование проектов, связанных с созданием и модернизацией энергетических сетей и объектов ВИЭ [70,

202]. Это необходимо для обеспечения надежного и эффективного распределения энергии из возобновляемых источников.

Международное финансирование (Всемирный банк и Глобальный экологический фонд): Глобальный экологический фонд (GEF) объединяет более 150 стран, получателями поддержки ГЭФ являются развивающиеся страны и страны с переходной экономикой (Китай, Таиланд, Вьетнам), участвует в инициативах по климатическим проектам, управлению отходами, биоразнообразию, предоставляет гранты [11, 13, 202].

Льготы играют важную роль в стимулировании развития ВИЭ и активно используются во многих странах, преимущественно, имеют налоговый характер [11, 202]. Эти меры способствуют ускорению перехода к ВИЭ за счет снижения барьеров для входа бизнеса в отрасль.

Снижение корпоративного подоходного налога для компаний, работающих в секторе ВИЭ, является мерой, направленной на стимулирование инвестиций в возобновляемую энергетику [202]. Снижение налога на добавленную стоимость (НДС) на товары и услуги, связанные с ВИЭ, делает их более доступными для потребителей и бизнеса [18]. Это способствует увеличению спроса на возобновляемые источники энергии и ускоряет их внедрение. Снижение налога на имущество для объектов, использующих ВИЭ, позволяет снизить финансовую нагрузку на владельцев таких объектов [11, 202]. Ускоренная амортизация позволяет компаниям быстрее списывать стоимость своих активов, таких как солнечные панели, что снижает налогооблагаемую базу [13, 202]. Это стимулирует инвестиции в новые технологии и оборудование.

Нормативно-правовое регулирование демонстрирует высокую эффективность в стимулировании роста доли возобновляемых источников энергии, создании рабочих мест в секторе зеленой экономики и долгосрочном снижении выбросов углерода [75, 77, 202]. В целом, регулирование формирует стабильную основу для долгосрочного развития ВИЭ, особенно при наличии четких целей в зеленой энергетике и механизмов их достижения [79].

Закон о ВИЭ устанавливает правовые рамки и цели для развития ВИЭ в стране. Он может включать требования к доле ВИЭ в энергетическом балансе и механизмы поддержки для инвесторов [202, 208].

Стратегия развития ВИЭ описывает долгосрочные цели и меры, направленные на увеличение доли возобновляемых источников в энергетическом балансе страны. Она включает планы по внедрению технологий, финансированию и обучению [11, 13].

План по содействию развитию ВИЭ представляет собой стратегический документ, который определяет цели и мероприятия, направленные на увеличение доли возобновляемых источников в энергетическом балансе страны [15, 16]. Он включает конкретные инициативы по внедрению технологий, финансированию проектов и повышению осведомленности населения о преимуществах использования ВИЭ.

Особое место среди законов и нормативно-правовых актов занимает Стандарт портфеля ВИЭ (RPS – Renewable Portfolio Standard) – это нормативный акт, который требует увеличения производства энергии из ВИЭ [15, 13, 202]. Это стимулирует инвестиции в возобновляемые технологии и способствует снижению зависимости от ископаемых видов топлива.

Программы повышения энергоэффективности направлены на уменьшение потребления энергии в различных секторах, включая промышленность, транспорт и бытовое использование, путем внедрения более эффективных технологий и практик [21, 86, 88]. Эти программы помогают снизить затраты на энергию и уменьшить негативное воздействие на окружающую среду.

Образовательные программы в области ВИЭ направлены на повышение осведомленности и знаний населения о преимуществах и технологиях ВИЭ [9, 20, 166]. Они включают курсы, семинары и тренинги для студентов, специалистов и широкой общественности, способствуя развитию устойчивых практик и технологий.

Анализ инструментов государственного регулирования для источников ВИЭ показал, что они имеют различную направленность и распространенность в

странах – лидерах отрасли. Некоторые из инструментов не применяются вообще, некоторые – применялись в прошлом, некоторые постоянно применяются и активно трансформируются. Такой анализ по странам представлен в таблице А.3.

В Китае планируется к 2030 году увеличить долю ВИЭ в общем объеме потребления энергии до 25%, к 2025 году установить 1.2 трлн Вт солнечных мощностей. Объявлено, что Китай стремится достичь углеродной нейтральности к 2060 году [75, 76, 79]. Китай применяет масштабные и мощные меры поддержки, включая налоговые льготы и субсидии как для производства, так и для потребления солнечной энергии. Основными являются: зеленый тариф (FIT, FIP, Сертификаты ВИЭ, Тарифы для малых предприятий), субсидии и прямое государственное финансирование (Субсидии экологических фондов, инвестиции в НИОКР, инвестиции в инфраструктуру, GEF), Льготы (освобождение от корпоративного подоходного налога, снижение НДС), нормативно-правовое регулирование (RPS, Стратегии развития ВИЭ, образовательные программы).

В США планируется достичь 100% чистой энергии к 2035 году. К 2030 году планируется увеличить долю СЭС до 20% в общем объеме производства электроэнергии. Цель – достичь углеродной нейтральности к 2050 году [94, 217]. В США наблюдается значительная дифференциация в политике между штатами: некоторые, такие как Калифорния, предлагают сильные программы поощрения, в то время как в других штатах ситуация менее развита. Основными являются: зеленый тариф (Сертификаты ВИЭ - RECs, Тарифы для малых предприятий), субсидии и прямое государственное финансирование (Субсидии из бюджета, инвестиции в НИОКР, инвестиции в инфраструктуру, льготы (снижение корпоративного подоходного налога, применение инвестиционного налогового кредита – Investment Tax Credit ITC, снижение ставки по налогу на имущество, ускоренная амортизация), нормативно-правовое регулирование (RPS, Программы повышения энергоэффективности).

Япония и Германия выделяются своими программами поддержки использования возобновляемых источников энергии через инвестиционные фонды и программы, направленные на исследование и развитие новых технологий, что

способствует снижению затрат и повышению эффективности. В Японии планируется к 2030 году увеличить долю ВИЭ в общем объеме производства электроэнергии до 36-38%, мощность солнечных электростанций до 63 ГВт. Япония планирует достичь углеродной нейтральности к 2050 году [153, 217]. Основными стимулами являются: зеленый тариф (FIT, Сертификаты ВИЭ, Тарифы для малых предприятий), субсидии экологических фондов и прямое государственное финансирование, льготы (освобождение от корпоративного подоходного налога, снижение НДС), нормативно–правовое регулирование (RPS, образовательные программы).

В Германии к 2030 году 65% электроэнергии должно производиться из ВИЭ. К 2030 году планируется установить 100 ГВт солнечных мощностей. Германия стремится достичь углеродной нейтральности к 2045 году [215, 217]. Основными стимулами являются: зеленый тариф (FIT, FIP, Сертификаты ВИЭ, Тарифы для малых предприятий), субсидии и прямое государственное финансирование (Субсидии из бюджета, CfDs, инвестиции в НИОКР, инвестиции в инфраструктуру), льготы (снижение НДС), нормативно-правовое регулирование (Законы о ВИЭ, программы повышения энергоэффективности, образовательные программы).

В Таиланде к 2037 году 30% электроэнергии должно производиться из ВИЭ. К 2037 году планируется установить 6 ГВт солнечных мощностей. Цель – достичь углеродной нейтральности к 2065 году [91, 93]. Таиланд развивает солнечную энергетику в сельских районах. Основными стимулами являются: зеленый тариф (FIT, Сертификаты ВИЭ, Тарифы для малых предприятий), субсидии и прямое государственное финансирование (Субсидии экологических фондов - Renewable Energy Support Fund, GEF, Программа «Фотоэлектрическая крыша»), льготы (освобождение от налога на прибыль и имущество), нормативно-правовое регулирование (RPS, образовательные программы) [108, 124, 126].

В Австралии, к 2030 году 50% электроэнергии должно производиться из ВИЭ. К 2030 году планируется достичь 30% доли СЭС в общем объеме производства электроэнергии. Австралия планирует достичь углеродной

нейтральности к 2050 году [217, 221, 231]. Обладая высоким потенциалом солнечной энергии, развивает программы поддержки для домохозяйств и бизнеса, однако пока не достигла желаемого уровня развития. Основными являются: зеленый тариф (FIT, Сертификаты ВИЭ, Тарифы для малых предприятий), субсидии и прямое государственное финансирование (CfDs, Субсидии экологических фондов CEFC), льготы (Австралия применяет программу «Схема малой возобновляемой энергетики»), нормативно-правовое регулирование (RET, Образовательные программы).

Различные формы государственной поддержки ВИЭ обладают специфическими преимуществами и ограничениями, что необходимо учитывать при выборе инструментов регулирования.

Механизм «зелёного» тарифа (feed-in tariff) обеспечивает высокую предсказуемость денежных потоков и снижает риски для инвесторов за счёт долгосрочных договоров купли-продажи электроэнергии по фиксированной цене, однако при ошибочной калибровке тарифов может приводить к перераспределению значительных издержек на потребителей и финансовой нагрузке на энергосистему.

Квотные механизмы и система «зелёных» сертификатов стимулируют конкуренцию между производителями, но требуют развитого рынка и сложной инфраструктуры учёта.

Аукционы мощности ВИЭ позволяют отбирать проекты с наименьшими издержками и постепенно снижать цену поддержки, однако сопровождаются значительными транзакционными издержками и риском недореализации проектов-победителей.

Налоговые льготы, инвестиционные субсидии и льготное кредитование, как правило, менее чувствительны к рыночной конъюнктуре, но требуют жёсткого бюджетного контроля и прозрачности отбора получателей. В мировой практике наиболее устойчивые результаты достигаются при комбинировании инструментов: использование аукционов и/или скорректированных тарифов для крупных проектов сетевой генерации, налоговых стимулов и субсидий – для малого и

распределённого производства, а также программ поддержки НИОКР и инфраструктурных инвестиций.

## 4.3 Экономическое обоснование и выбор инструментов государственной поддержки СЭС в СРВ

Во Вьетнаме существуют организации и фонды, поддерживающие инвестиции в проекты солнечной энергетики, в том числе: Всемирный банк, Глобальный экологический фонд (ГЭФ), Азиатский банк развития (АБР), Инвестиционный фонд возобновляемой энергетики (REIF), Программа чистой энергии, Азиатский банк инфраструктурных инвестиций (AIIB). Например, AIIB инвестировал в ряд проектов солнечной энергетики во Вьетнаме в период 2020–2021 гг. 455 млн долларов США, при этом соотношение общих инвестиций в каждый проект было следующим: проект солнечной электростанции Trung Nam Thuan Nam (42%); Trung Nam Thuan Bac (45%); Vinh Hao 1 (37,5%); Hacom Solar (50%); Dak Lak (50%) [95, 155, 202].

Одним из ключевых инструментов в системе стимулирования ВИЭ Вьетнама является политика фиксированных тарифов на электроэнергию (FIT), которая обеспечивает стабильную прибыль проекту ВИЭ на протяжении определенного периода. Политика льготных тарифов **FIT** правительства Вьетнама оказала положительное влияние на развитие солнечной энергетики и ее стремительный рост. До 2017 года общая мощность солнечной энергетики во Вьетнаме была весьма ограничена и составляла всего около 0.5 ГВт (500 МВт). Активное развитие солнечной энергетики началось после 2019 года: 2019 год (9.5 ГВт), 2020 год (11.5 ГВт), 2021 год (13 ГВт), 2022 год (14.5 ГВт), 2023 (16 ГВт) [139, 148, 150]. Это сделало страну одним из лидеров по установленной мощности солнечной энергии в Юго-Восточной Азии [91, 93, 150].

Действующая вьетнамская система стимулов для производства солнечной энергии обладает уникальными характеристиками, отражающими потребности и реальные условия страны. Инструменты государственного регулирования солнечной генерации в ВИЭ, применяемые во Вьетнаме, представлены в табл. 4.4.

**FIT** был введен в 2011 году [4, 7], но на практике применяется с 2017 года, пройдя путь существенной трансформации: FIT 1 (2017- 30.06.2019); FIT 2 (01.07.2019- 18.12.2023); FIT 2 с изменениями (19.12.2023 – настоящее время).

Таблица 4.4 – Инструменты стимулирования солнечной энергетики в СРВ в период 2017-2024 гг. (составлено автором на основе [23, 74, 95, 110, 141-152, 157, 155, 165, 177, 190, 200, 202])

| **Зеленый тариф** | **Формы государственного и негосударственного финансирования** | **Налоговые льготы** | **Меры нормативно-правовой поддержки** |
|---|---|---|---|
| **1.FIT 1 (2017–30.06.2019)**; **2.FIT 2 (0.07.2019–18.12.2023); 3.FIT 2 с изменениями (19.12.2023 – настоящее время); 4.FIP** не применяется; **5.Системы зеленых сертификатов** пока не имеет полноценной, однако в 2020 году страна начала разрабатывать механизмы для поддержки ВИЭ, включая обсуждение внедрения зеленых сертификатов **6.Тарифы для малых предприятий** с 2019 года (в 2020 году малые солнечные установки получали 0.029 долл. за кВтч.) | **1. Субсидии экологических фондов** - Фонд ВИЭ Вьетнама (VietnamRenewableEnergyFund); **2. Субсидии Глобального экологического фонда (GEF)** с 2000 года было проинвестировано 17 ВИЭ проектов с общим инвестиционным капиталом 77 миллионов долл.; **3. Банковские кредиты о**течественных и международных банков и финансовых учреждений составляют 50-93% от общей стоимости инвестиций, срок кредитования от 5 до 15 лет, годовая процентная ставка от 2 до 3,2%/год. | **1. Освобождение и снижение налогов** на импорт, **2.Освобождение от налога на добавленную стоимость (НДС)**; **3. Снижение налога на прибыль корпораций до 10%** (начальный уровень: 20%). | **1. RPS –** доля 10% возобновляемой энергии от общего объема потребляемой энергии, имеет рекомендательный характер |

**FIT 1 (2017- 30.06.2019)**

• Решение премьер-министра **№ 11/2017/QD-TTg** от 11 апреля 2017 года о механизме стимулирования развития проектов солнечной энергетики во Вьетнаме.

Были заложены основы применения FIT, который был установлен на едином уровне и не предполагал дифференциацию. Это было направлено на максимально

быстрое внедрение СЭС в развивающейся с высокими темпами роста экономики в стране (прирост ВВП в 2017 году 6.81%, 2018 год 7.08%, 2019 год 7.02%). Льготный тариф для проектов СЭС составил 0.0935 долл./кВтч и применен в 100 проектах СЭС. С конца 2017 года общая установленная мощность СЭС достигла около 1500 МВт, к 2019 году увеличилась примерно до 9500 МВт. Этот стремительный рост отражает усилия правительства по развитию ВИЭ и поощрению инвесторов к участию в секторе солнечной энергетики с помощью механизма ценообразования FIT.

**FIT 2 (01.07.2019- 18.12.2023)**

• Постановление Правительства **№ 37/2019/ND-CP** от 29 апреля 2019 года и План Министерства промышленности и торговли Вьетнама (MOIT) развития солнечной энергетики.

Целью новой политики является поощрение инвестиций и развития солнечной энергетики для увеличения поставок энергии, снижения зависимости от ископаемых источников энергии и защиты окружающей среды в каждом регионе, а также рационализация системы передачи электроэнергии и удовлетворение потребностей региона, установление различных тарифов FIT для различных типов проектов для балансировки затрат для инвесторов. То есть стимулы стали более обоснованными и отражающими действие дифференцированных факторов эффективности инвестиций в СЭС.

Эти документы внесли изменения в тариф FIT в соответствии со шкалой мощности, основанной на: (i) интенсивности солнечного излучения, (ii) мощности генерации электроэнергии и (iii) интенсивности передачи. Кроме того, повышены тарифные ставки для плавучих солнечных проектов для компенсации более высокой стоимости технологий; исключен FIT для проектов солнечной энергетики с интегрированной системой хранения из-за низкого интереса к этому варианту. MOIT обнародовало информацию о предельных значениях нагрузки трансформаторных подстанций по всей стране. Такие обязательства помогли застройщикам планировать и выбирать участки для проектов с большей прозрачностью и пониманием рисков сокращения расходов.

Территория Вьетнама разделена на 4 региона в зависимости от интенсивности солнечного излучения для применения различных налоговых ставок:

- Регион I включает 28 северных провинций;
- Регион II включает 6 центральных провинций;
- Регион III включает 23 центральных высокогорных и южных провинции;
- Регион IV включает 6 центральных высокогорных и южных провинций.

Проекты солнечной энергетики по типу разделены на три группы:

- Плавучие солнечные энергетические проекты, которые определяются как подключенные к сети солнечные энергетические проекты, в которых солнечные фотоэлектрические панели установлены на плавающих на поверхности воды конструкциях;

- Наземные солнечные энергетические проекты, которые определяются как подключенные к сети солнечные энергетические проекты, в которых солнечные фотоэлектрические панели установлены на земле, на крышах или прикреплены к гражданским зданиям и имеют установленную мощность более 1 МВт;

- Крышные солнечные энергетические проекты, которые определяются как солнечные энергетические проекты, в которых солнечные фотоэлектрические панели установлены на крыше или прикреплены к гражданским зданиям и имеют установленную мощность 1 МВт или менее.

Регионы имеют разный потенциал солнечной энергии. На юге, как правило, больше солнечной радиации, поэтому здесь можно производить больше электроэнергии. Плавучие солнечные электростанции часто рассматриваются для крупных водохранилищ, поскольку они экономят землю и уменьшают испарение воды. Наиболее распространены наземные солнечные электростанции, но для них требуются большие площади земли. Солнечные батареи на крыше подходят для коммерческих и жилых зданий, позволяя использовать имеющееся пространство. Проекты с интегрированными системами хранения энергии более предпочтительны, поскольку они способны обеспечить более стабильное электроснабжение и снизить нагрузку на сеть.

Льготные тарифы в зависимости от типа СЭС и региона классифицируются в соответствии с таблицей 4.5.

Таблица 4.5 – Цена на электроэнергию по льготному тарифу (долл./кВтч) (составлено автором на основе [177, 178, 200, 222])

| **Типы СЭС/ регион** | **Регион I** | **Регион II** | **Регион III** | **Регион IV** |
|---|---|---|---|---|
| Плавающая солнечная электростанция | 0.0944 | 0.0813 | 0.0728 | 0.0685 |
| Наземная солнечная энергия | 0.092 | 0.0791 | 0.0709 | 0.0667 |
| Проекты солнечной энергетики с интегрированной системой хранения | Непригодный | Непригодный | 0.0872 | 0.0821 |
| Солнечная энергия на крыше | 0.1087 | 0.0936 | 0.0838 | 0.0789 |

Интенсивность передачи (III) учитывается как один из факторов, влияющих на установление фиксированных тарифов на электроэнергию (FIT) для СЭС. Это связано с тем, что эффективность передачи электроэнергии от СЭС к потребителям зависит от состояния и мощности существующей инфраструктуры электросетей. Если сеть имеет ограничения по пропускной способности, это может повлиять на возможность подключения новых проектов и, соответственно, на экономическую целесообразность этих проектов.

Во Вьетнаме типичный пример ограничений и максимальных скоростей потока электроэнергии можно увидеть в провинции Ниньтхуан, где расположено множество крупных солнечных электростанций. В этом районе, согласно информации из отчетов EVN в 2020 году, на пике производства солнечной энергии сеть испытывала трудности с передачей полной мощности генерации. В частности, в некоторых случаях пропускная способность сети достигает лишь около 1500 МВт, в то время как общая установленная мощность СЭС в этом районе может достигать 2500 МВт. Это приводит к сокращению числа СЭС, при этом сотни миллионов кВт·ч электроэнергии тратятся впустую в пиковые солнечные дни. 1000 МВт мощности солнечной энергии не передается из-за ограничений сети, тогда объем потерянной электроэнергии может составить до 24 миллионов кВт·ч в день (1000 МВт x 24 часа) [177, 178].

• Постановление Политбюро **№ 55-NQ/TW** от 11 февраля 2020 года «О стратегических направлениях развития национальной энергетики Вьетнама до 2030 года и перспективах до 2045 года».

Постановление имеет стратегическую направленность в области энергетики, создавая правовую основу для развития возобновляемой энергетики в среднесрочном и долгосрочном периодах, страна стремится достичь нулевых выбросов углерода к 2050 году.

Цели резолюции включают: создание интеллектуальной, эффективной, регионально связанной системы электросетей; безопасное электроснабжение; к 2030 году по надежности электроснабжения войти в четверку ведущих стран АСЕАН, по индексу доступа к электроэнергии войти в тройку ведущих стран АСЕАН .

В документ включена политика налогообложения углерода при использовании ископаемого топлива и деятельности, связанной с выбросами CO2, часть собранного налога будет использоваться для улучшения окружающей среды и поддержки развития «зеленых» проектов. Величина налога составляет 1–10 долларов за тонну выбросов CO2 в зависимости от сектора и типа топлива.

• Постановление премьер-министра **№ 13/2020/QD-TTg** от 6 апреля 2020 года о механизме стимулирования развития солнечной энергетики во Вьетнаме.

Этот документ предложил динамическое ценообразование и механизм торгов среди инвесторов СЭС. Внесены изменения в порядок корректировки цен на электроэнергию для проектов солнечной энергетики (установки на крышах и крупные солнечные проекты), более четко определены сроки применения закупочных цен на электроэнергию для новых проектов, дополнены правила проведения торгов, предусмотрены дополнительные меры поддержки, включая упрощение административных процедур и помощь в доступе к капиталу.

Разработанные в предыдущих документах подходы к дифференциации FIT в зависимости от общей мощности, местоположения, типа солнечной электростанции и других факторов положены в основу для разработки механизма торгов.

Минимальная мощность проекта обеспечивает ее осуществимость и экономическую эффективность. Максимальная мощность может зависеть от планирования электропитания каждой зоны. Более крупные проекты (более 50

МВт) часто являются предпочтительными из-за их высокой мощности генерации электроэнергии и, как правило, более низких инвестиционных затрат на кВт·ч.

Критерии оценки для тендеров включают финансовые возможности инвестора для обеспечения реализации проекта, опыт инвестора в секторе солнечной энергетики и план эксплуатации и технического обслуживания, с 2020 года учитывается величина LCOE.

Например, проект СЭС Трунг Нам Туан Бак получил льготную цену в размере 0.0709 долл./кВт·ч при мощности 450 МВт. Общая инвестиционная стоимость проекта составляет около 430 млн долларов, годовые эксплуатационные расходы составляют 1% от общей инвестиционной стоимости (около 4,3 млн долларов США/год), срок эксплуатации – 25 лет, ожидаемая годовая выработка составит около 1 000 000 МВтч [148, 177, 178].

**FIT 2 с изменениями (19.12.2023 – настоящее время)**

• Циркуляр **№ 19/2023/TT-BCT** Министерства промышленности и торговли определяет методику разработки диапазона цен на электроэнергию солнечных электростанций.

Повышается гибкость системы стимулирующих тарифов. Тариф FIT будет варьироваться от минимального значения (0 долл./кВт·ч) до максимального значения, которое будет устанавливаться ежегодно на основе специальных расчетов, проводимых EVN. Окончательный тариф ежегодно утверждается и публикуется Управлением по регулированию электроэнергетики Вьетнама (ERAV).

Механизм ценообразования учитывает затраты, связанные со строительством и эксплуатацией электростанции, включая капитальные затраты, а также затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание (O&M). Параметры для проектов СЭС при определении FIT для формирования справедливой цены, репрезентативной для отрасли, включают: максимальный экономический срок службы станции (20 лет), соотношение задолженности в иностранной и национальной валюте (80/20), соотношение задолженности к собственному капиталу (70/30) и средний срок погашения задолженности (10 лет) и другие.

Таким образом, основные параметры для обеспечения справедливой, прозрачной и оптимизированной структуры тарифа FIT, включают:

1) установленная мощность;

2) экономическая жизнь проекта;

3) период погашения задолженности;

4) соотношение капитала и кредита;

5) маржа прибыли;

6) процентные ставки;

7) коэффициент расходов на эксплуатацию и техническое обслуживание (O&M);

8) фиксированные расходы на техническое обслуживание;

9) процент по кредиту (в национальной и иностранной валюте);

10) параметры стоимости инвестиций;

11) поставка электроэнергии;

12) другие сопутствующие факторы.

В соответствии с предложенной методикой, максимальное значение льготного тарифа FIT на электроэнергию во Вьетнаме в 2023 году для наземных СЭС составило 0.0709 долл./кВт·ч, для плавучих СЭС – 0.0769 долл./кВт·ч, для СЭС на крышах зданий – 0.0838 долл./кВт·ч. Максимальные значения льготного тарифа FIT на 2024 год определены для наземных СЭС на уровне 0.072 долл./кВт·ч, плавучих СЭС – 0.078 долл./кВт·ч и СЭС на крышах зданий – 0.085 долл./кВт·ч. Таким образом, максимальные значения льготного тарифа FIT на электроэнергию увеличились на между 2023 и 2024 годами: наземные СЭС (1.55%), плавучие СЭС (1.43%), СЭС на крышах зданий (1.43%). Причины повышения тарифов: инфляция, рост стоимости материалов, поддержка развития ВИЭ.

На рисунке 4.3 представлены изменения тарифов FIT в период 2017-2024 годов в СРВ.

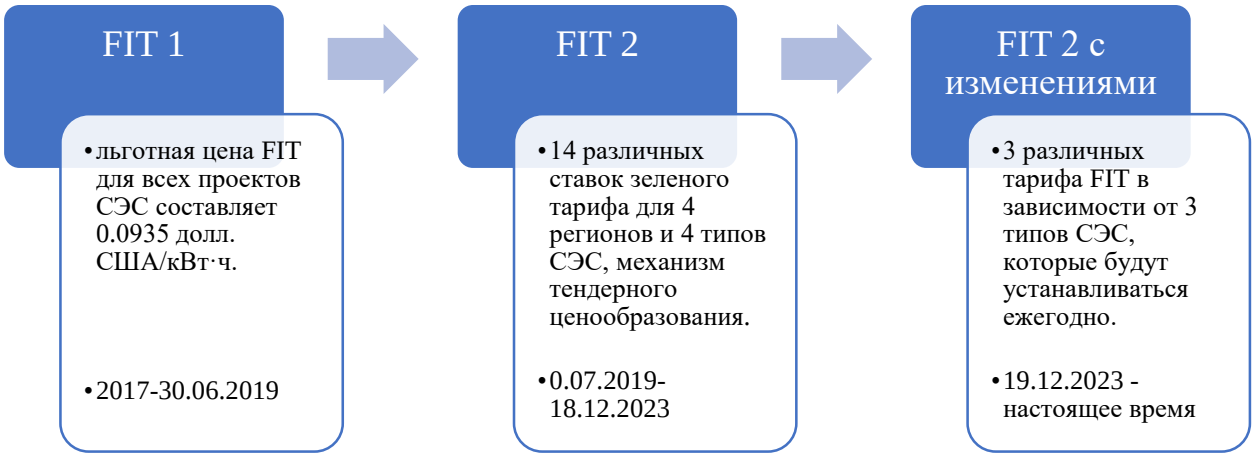



Рисунок 4.3 – Тарифы FIT 1, FIT 2, FIT 2 с изменениями в 2017-2024 гг в СРВ (составлено автором автором на основе [23, 74, 95, 110, 141-152, 157, 155, 165, 177, 190, 200, 202])

- **Прямые субсидии и кредиты** предоставляются Вьетнамским фондом возобновляемой энергии (VietnamRenewableEnergyFund), Глобальным экологическим фондом (GEF), банками и финансовыми учреждениями [96, 134, 142].

Вьетнамский фонд возобновляемой энергии был создан для поддержки развития проектов в области возобновляемых источников энергии с общим объемом инвестиций более одного миллиарда долларов США. Капитал формируется из следующих источников: бюджет правительства Вьетнама; поддержка международных организаций развития; инвестиции отечественных и иностранных предприятий. Например, Акционерное общество СЭС Нинь Туан в 2019 году получило грант в размере 20 миллионов долларов США на строительство СЭС мощностью 50 МВт в провинции Ниньтхуан.

Глобальный экологический фонд помогает странам решать глобальные экологические проблемы, финансирование осуществляется странами с учетом ВВП, а также Всемирным банком, UNDP. Например, Акционерное общество «Центральная возобновляемая энергетика» получило грант в размере 10 миллионов долларов США в 2020 году на разработку проектов солнечной и ветровой энергетики в Центральном Вьетнаме.

Банковские кредиты предоставляют: Азиатский банк развития (ADB); Всемирный банк (WorldBank); Экспортно-импортный банк Кореи (KEXIM); Вьетнамский банк развития (VDB); Вьетнамский акционерный коммерческий банк промышленности и торговли (VietinBank); Азиатский коммерческий банк (ACB); Международная финансовая корпорация (IFC).

Проекты солнечных электростанций были одобрены банками и финансовыми учреждениями на основании следующих критериев:

1) проект должен продемонстрировать рентабельность и экономическую эффективность (экономическую осуществимость);

2) проект должен соответствовать стандартам по охране окружающей среды и устойчивому развитию (воздействие на окружающую среду);

3) проект должен использовать передовые технологии и соответствовать международным стандартам (доступность технологий);

4) проекту необходим план эксплуатации и технического обслуживания для обеспечения долгосрочной устойчивости (устойчивость).

Например, Международная финансовая корпорация (IFC) предоставила кредиты в размере до 80% от общего инвестиционного капитала для проектов в области возобновляемых источников энергии. Проекты СЭС могут получить кредитную поддержку в размере до 50 – 93% от общей стоимости инвестиций в проект со сроком кредитования от 5 до 15 лет и процентной ставкой 2 – 3.2%/год. Первым проектом, получившим этот тип кредита, стал проект СЭС Фу Йен в 2018 году с суммой кредита в 15 миллионов долларов (50% от общей первоначальной стоимости инвестиций) с процентной ставкой 3% в год от VDB Банк. По состоянию на 2023 год проектами, получившими самые крупные кредиты, являются: проект СЭС Джиа Лай в 2021 году с суммой кредита 35 миллионов долларов (70% от общей первоначальной стоимости инвестиций), процентная ставка 2.4% годовых от IFC; проект СЭС Трунг Нам (Ниньтхуан) в 2021 году с суммой кредита 40 миллионов долларов (80% от общей первоначальной стоимости инвестиций), процентная ставка 2.8% годовых от VietinBank. Проект с самой низкой процентной ставкой по кредиту – проект СЭС Фу Йен в 2020 году с суммой кредита 27.9 млн

долларов (93% от общей первоначальной стоимости инвестиций), процентной ставкой 2% в год от ADBБанка [141, 144, 148].

Предприятия, получающие капитал из экологических фондов и кредитных программ, не только способствуют устойчивому развитию, но и вносят вклад в выполнение международных обязательств по охране окружающей среды и реагированию на изменение климата в этой стране.

- **Налоговые льготы** включают снижение или освобождение от налогов [200, 202].

Процесс получения налоговых льгот следующий: регистрация проекта – подготовка отчета об оценке воздействия на окружающую среду – получение инвестиционного сертификата – выполнение налоговых обязательств – подача заявления на налоговые льготы – мониторинг и отчетность.

Вьетнам применяет политику освобождения от уплаты и снижения импортного налога, налога на прибыль и НДС машин, оборудования и запасных частей, используемых для развития ВИЭ. Освобождение от импортных пошлин на такое оборудование, как солнечные панели, инверторы и ветровые электростанции, обычно применяется в размере 100%. Снижение налога на прибыль для предприятий, производящих оборудование для ВИЭ, в течение первых нескольких лет работы, обычно составляет от 10% до 20% на период 4 – 15 лет в зависимости от размера и типа бизнеса. Для определенного оборудования и услуг, связанных с ВИЭ, применяется более низкая ставка НДС, обычно 5% вместо 10%.

Типичными примерами применения налогово-таможенных и земельных льгот в рамках проектов ВИЭ во Вьетнаме выступают: (1) льготы по налогу на прибыль предприятий (CIT) и иные налоговые преференции для приоритетных видов деятельности; (2) освобождение от импортных пошлин на товары, ввозимые для создания основных средств инвестиционного проекта, включая технологическое оборудование для СЭС/ВЭС (в соответствии с режимом инвестиционных льгот и нормами о пошлинах на импорт); (3) льготы по платежам за землю – освобождение/снижение арендной платы за землю и налога (платежей) за пользование земельными участками. Согласно Постановлению 11/2023/ND-CP,

проекты в области возобновляемой энергетики, использующие сельскохозяйственные земли для производства солнечной энергии, освобождены от налога. Указанные меры позволяют снизить капитальные и операционные издержки и частично компенсировать регуляторные и рыночные риски при переходе от фиксированных тарифов (FIT) к конкурентным механизмам отбора [143, 147].

- **RPS** по состоянию на конец 2024 года еще не применялся на обязательном уровне, правительство рекомендует RPS на уровне 10% энергии, используемой предприятиями, из ВИЭ, и премий организациям-новаторам, успешно достигшим цели стимулирования. Например, в 2024 году в областях, связанных с возобновляемой энергетикой, были отмечены и награждены следующие компании: EVN, SolarBK, TrungNamSolarEnergyCo., Ltd., SolarViet. Это увеличило спрос на электроэнергию из экологически чистых источников энергии на рынке [141, 144, 148].

FIT был изменен с 2017 года 3 раза, чтобы соответствовать развитию страны с течением времени. Льготные «зеленые» гранты и кредиты направляются на конкретные проекты солнечных электростанций в соответствии с предписаниями. По состоянию на 2024 год около 100 крупных проектов солнечной энергетики во Вьетнаме получили кредиты от отечественных и международных банков. Общий объем инвестиций в эти проекты оценивается примерно в 6 – 7 млрд долларов США.

Налоговые льготы имеют относительно объективный и оптимизированный процесс внедрения, помогая снизить финансовое бремя и мотивируя предприятия активно продвигать проекты. Это способствует развитию солнечной энергетики во Вьетнаме.

При выборе инструментов господдержки СЭС во Вьетнаме целесообразно рассматривать не только генерацию, но и промышленное звено цепочки создания стоимости, поскольку зависимость от импорта компонентов увеличивает валютные риски и ограничивает технологическую независимость. Это создаёт основу для следующего шага – углубления локализации (переход от сборки к более

капиталоёмким стадиям: фотоэлементы/пластины), что напрямую связано с доступом к капиталу и стоимости финансирования.

Поэтому кредит выступает ключевым инструментом госрегулирования именно для заводов: (1) льготные займы/рефинансирование на покупку оборудования и модернизацию линий (TOPCon/HJT, автоматизация, контроль качества), (2) госгарантии по долгосрочным кредитам (снижение риска для банков и ставки для инвестора), (3) субсидирование процентной ставки, когда целевая ставка фиксируется на уровне, позволяющем конкурировать с импортом.

В качестве практического ориентира может быть использован механизм «soft loan» из сопоставимых азиатских юрисдикций: например, в Таиланде действовала программа льготного кредитования на 4% годовых для инвестиций предприятий в модернизацию/оборудование с установленными лимитами по сумме и сроку. Логика такого инструмента полностью переносима на задачи Вьетнама: снижение ставки до уровня порядка 4% (или предоставление эквивалентной процентной субсидии) способно заметно снизить капитальные затраты в расчёте на единицу мощности и повысить конкурентоспособность локального производства, что согласуется с выводом о высокой чувствительности экономических результатов к стоимости капитала (в расчётах LCOE разница между 4% и 8 – 10% приводит к существенному изменению итоговой себестоимости).

Дополнительно кредитный инструмент должен сочетаться с налоговыми стимулами (для «заводов» и цепочки поставок): в сравнении инструментов господдержки отмечены освобождение от импортных пошлин, льготы по НДС и снижение налога на прибыль до 10%, а также грантовые/институциональные механизмы международных организаций (например, участие GEF и грантовое финансирование). кредит (льготная ставка до 4% или субсидия ставки) как инструмент госрегулирования для заводов по фотоэлементам/панелям, дополняемый налоговыми льготами и программами технологического развития, позволяет ускорить переход от «локальной сборки импортных комплектующих» к более глубокой локализации и снижению импортозависимости, что особенно важно в условиях масштабных планов по расширению СЭС.

В период 2017 – 2024 годов во Вьетнаме наблюдался бум развития солнечной энергетики: было реализовано множество проектов, на которые были выделены кредиты и предоставлены налоговые льготы. Строятся и вводятся в эксплуатацию солнечные электростанции, поставляющие электроэнергию в национальную сеть.

В 2030 году общая мощность электростанций должна составить 168 тысяч МВт, из которых 46 тысяч МВт солнечной энергии [139, 200, 222]. Доля ВИЭ в энергетическом балансе составляет 42,8%, ВИЭ в СРВ имеют следующий потенциал:

1) солнечная энергия – 180000 МВт (включая солнечные электростанции, установленные на крышах, на земле и плавучие), используется на 9,1%;

2) ветроэнергетика – 625000 МВт (включая наземную и морскую ветроэнергетику), доля менее 1%;

3) гидроэнергия – 30000 МВт используется более чем на 80 %;

4) биомасса – 30000 МВт, используется крайне незначительно.

С учетом значительного потенциала развития солнечной энергетики во Вьетнаме [144, 148], обоснование экономических стимулов со стороны государства является необходимым условием для успешного перехода к возобновляемым источникам энергии [150, 206, 213]. Это не только поможет достичь поставленных целей по увеличению доли ВИЭ, но и обеспечит устойчивое развитие энергетической системы страны в целом [141, 200, 222].

На начальном этапе именно щедрые feed-in тарифы позволили сформировать значительный портфель проектов и вывести страну в лидеры региона по установленной мощности ВИЭ, однако в дальнейшем это привело к перегрузке сетей и финансовому давлению на энергокомпанию EVN, что обозначило пределы исключительно тарифной модели поддержки.

С учётом задач Плана развития электроэнергетики (PDP8), предполагающего существенное увеличение доли солнечной и ветровой генерации, приоритетными представляются: аукционные механизмы отбора крупных проектов СЭС с долгосрочными контрактами «разница-в-цене» (разновидность контрактов на разницу – CfD), таргетированные налоговые льготы и импортно-таможенные

послабления для высокотехнологичного оборудования, льготное кредитование инфраструктурных и сетевых проектов, а также ограниченные по объёму программы стимулирования распределённой солнечной генерации (крупные потребители, промышленность, коммерческий сектор).

Такая комбинация инструментов позволяет, с одной стороны, сохранять достаточную инвестиционную привлекательность проектов, а с другой – контролировать бюджетную нагрузку и издержки для конечных потребителей, обеспечивая более сбалансированное развитие сектора ВИЭ в СРВ.

Международный опыт показывает, что по мере накопления опыта реализации проектов, удешевления оборудования и совершенствования цепочек поставок удельная приведённая стоимость электроэнергии (LCOE) солнечной генерации демонстрирует устойчивую нисходящую динамику: за период с 2010-х годов до настоящего времени глобальный средневзвешенный LCOE крупных СЭС снизился в несколько раз и во многих странах оказался ниже стоимости электроэнергии от новых угольных и газовых станций.

Это объективно повышает частную и общеэкономическую эффективность проектов, сокращает потребность в прямых субсидиях и снижает тарифное бремя для потребителей. Однако переход к полностью рыночной модели без каких-либо мер поддержки на данном этапе представляется преждевременным.

Во-первых, значительная часть затрат по-прежнему приходится на капитальные вложения и стоимость финансирования, которые в развивающихся экономиках остаются относительно высокими.

Во-вторых, возрастающая доля нерегулярной генерации требует инвестиций в сети, системы управления и накопления энергии, выгоды от которых носят системный характер и слабо монетизируются в рамках отдельных проектов.

В-третьих, сохраняются регуляторные риски и неопределённость долгосрочной тарифной политики.

Поэтому по мере снижения LCOE прямая ценовая поддержка (например, фиксированные «зелёные» тарифы) может использовать тонко настроенными инструментами – аукционами, гарантированными контрактами, налоговыми

стимулами и поддержкой инфраструктуры, – но полный отказ от государственной поддержки в кратко- и среднесрочной перспективе может замедлить темпы развития.

В рамках анализа факторов эффективности крупных СЭС важно отметить, что часть проектов может быть финансово маржинальной или даже нерентабельной в узком коммерческом смысле, но при этом реализуется как социально значимая инфраструктура. В таком случае критерий «общественной полезности» целесообразно формализовать через рамку энергетической трилеммы (energy trilemma), предполагающую баланс (а) энергетической безопасности (надёжность и устойчивость энергоснабжения), (б) энергетической справедливости/доступности (доступ к энергии и её приемлемая стоимость), (в) экологической устойчивости (снижение негативного воздействия и выбросов).

Показательным примером является СЭС Xuan Thien Ea Sup (831 МВт): по данным сравнительной оценки, проект относится к крупным объектам солнечной генерации, однако при типовых финансовых предпосылках демонстрирует отрицательный результат по критерию чистой приведённой стоимости: NPV = –899 млн долл. при ставке дисконтирования 8%.

При этом расчётный LCOE существенно зависит от стоимости капитала: при 10% LCOE составляет 0.177долл./кВт·ч, при 8% составляет 0.157долл./кВт·ч, а при льготном финансировании на уровне 4% снижается до 0.121долл./кВт·ч, или на 23% по сравнению с 8% и 32% по сравнению с 10% (что принципиально меняет экономику проекта).

СЭС «Xuan Thien Ea Sup» мощностью831 МВт обладает высокой социальной значимостью, поскольку способствует устойчивому социально-экономическому развитию региона Центральное нагорье – одного из наиболее отсталых и малообеспеченных в Вьетнаме. Внедрение проекта создало более 1 200 постоянных и временных рабочих мест в период строительства и эксплуатации, обеспечивая прямой доход местному населению, включая представителей этнических меньшинств (эде, монг, таи), традиционно испытывающих трудности с трудоустройством. Благодаря строительству инфраструктуры, связанной с

проектом (дороги, линии электропередачи, системы водоснабжения), улучшились условия жизни в прилегающих сёлах, а также возрос доступ к качественной электроэнергии для более чем 150 000 жителей района. Таким образом, проект не только обеспечивает энергетическую безопасность страны, но и выступает катализатором социальной интеграции, снижения бедности и повышения качества жизни коренного населения, что делает его модельным примером социально ориентированного развития возобновляемой энергетики в Вьетнаме.

Для проектов, которые важны «в общественных целях», государство применяет пакет мер, повышающий финансовую устойчивость: (1) льготный кредит («кредит под 4%» как целевая ставка для «социальных» объектов) и/или удлинение срока, субсидирование процентной ставки и гарантийные механизмы; (2) налоговые льготы (налоговые каникулы) на начальном этапе (налог на прибыль, земельный налог, налог на имущество, импортные пошлины).

Во Вьетнаме такие подходы институционально закреплены через льготные режимы: Для некоторых проектов могут применяться льготные ставки корпоративного подоходного налога (10% на длительный период), а также освобождение от корпоративного подоходного налога в первые годы с последующим постепенным снижением ставки налога, а также льготы по импортным пошлинам и земельным платежам.

Одновременно государство повышает доходную часть проекта через гарантированный сбыт (PPA) и тарифную поддержку (FIT), задаваемую в фиксированной цене в валютных терминах: исторически во Вьетнаме применялись FIT-решения (в частности, общеизвестен уровень порядка 0.0935 долл./кВт·ч для ряда проектов в период действия соответствующих решений) , а позднее – дифференцированные ставки, включая 0.0709 / 0.0769 / 0.0838 долл./кВт·ч в зависимости от типа СЭС (наземная/плавающая/крышная), что подтверждает существенную роль тарифа для выравнивания экономики.

Наконец, в международной практике дополнительным инструментом поддержки ВИЭ нередко выступают льготы по имущественным и земельным платежам (освобождение/снижение налога на недвижимость или платежей за

землю для инфраструктурных объектов). Для Вьетнама ключевыми являются именно льготы по платежам за землю (арендная плата за землю, освобождение/снижение земельных платежей и налога на землю), которые в сочетании с льготным финансированием и ценовыми механизмами (FIT/аукционы/контракты) позволяют повысить интегральную эффективность проекта типа XuanThienEaSup даже при исходно отрицательном NPV.

## 4.4 Расчет параметров инструментов государственной поддержки проектов СЭС на примере СЭС XuanThienEaSup

В предыдущих подразделах главы 4 была обоснована необходимость применения экономически корректных параметров стимулирования (в первую очередь – тарифов FIT и финансовых льгот) для обеспечения устойчивого развития солнечной энергетики. В соответствии с предложенной методикой при формировании «справедливого» FIT ключевыми являются параметры мощности и срока жизни проекта, структура капитала и кредита, процентные ставки, расходы O&M, инвестиционные затраты и фактическая выработка электроэнергии и др.

В настоящем подразделе эти положения применены на практическом примере крупной наземной СЭС Xuan Thien Ea Sup (табл. А.4).

Эта электростанция была построена в районе с дефицитом электроэнергии, где население проживает в горной местности со сложной логистикой, что делает невозможным выработку электроэнергии из других источников или получение электроэнергии из сети из-за расстояния передачи и соображений безопасности.

Расчеты представлены в таблицах Приложения (табл. А.5 – А.7) и используются для выбора параметров государственной поддержки в разных сценариях.

*Исходные данные и предпосылки*

- установленная мощность – 831 МВт;
- капитальные вложения – 2018 млн долл.;
- фиксированные эксплуатационные расходы – 2% в год;
- срок кредита – 15 лет.

В расчетных таблицах для сценариев эксплуатационного периода используется годовая выработка 1670 млн кВт·ч и коэффициент мощности 21.5% (для периода 2026 – 2045 гг.).

Согласно Постановлению 11/2023/ND-CP проекты ВИЭ, использующие сельскохозяйственные земли для производства солнечной энергии, освобождены от налога, что снижает фискальную нагрузку и повышает инвестиционную привлекательность проекта.

Оценка эффективности проводится на основе дисконтированных денежных потоков. В базовом варианте (табл. А.4) при применении коэффициента дисконтирования 8% получено значение NPV (ЧДД) = –899 млн долл. Экономический смысл этого результата следующий: при действующих тарифных условиях проект не достигает экономической эффективности и, следовательно, без государственной поддержки будет либо отложен, либо реализован с ограничениеями. Поддержка (прямая или косвенная) становится инструментом «закрытия разрыва» между рыночной ценой электроэнергии и минимально необходимой выручкой для окупаемости.

Государственная поддержка выражена в денежной форме за год и далее агрегируется за весь период (20 лет). По смыслу показателя - это необходимая компенсация (премия к базовой цене электроэнергии), обеспечивающая доведение NPV проекта до нулевого уровня при заданных условиях финансирования.

Выполнены расчеты по 3 сценариям государственной поддержки, обеспечивающие NPV = 0, но разными инструментами:

1. Постоянный FIT на весь период*при r=8%* (табл. А.5);

2. Индексируемый FIT с ежегодным ростом тарифа 9,75% (табл. А.6);

3. Льготное кредитование по ставке 4% и постоянный FIT (табл. А.7).

Таким образом, сценарии имеют одинаковую цель (NPV=0), но разные инструменты, с помощью которых достигается инвестиционная привлекательность: через постоянный тариф, через ежегодную индексацию тарифа, либо через комбинацию тарифа и финансовых льгот.

В расчетах по сценариям получены следующие значения:

В 1 сценарии FIT = 0.147 долл/кВт·ч, при котором NPV = 0; государственная поддержка: 1459 млн долл. за период, в среднем 73 млн долл./год; PV поддержки (дисконт. 8%) 899 млн долл., PV поддержки (4,5%) 1094 млн долл.

С точки зрения интерпретации это означает следующее:

- требуемый «поддерживающий» тариф примерно вдвое превышает уровень 0.07 долл/кВт·ч, характерный для максимальных FIT последних лет.

- поддержка распределяется равномерно по годам, что удобно для планирования.

- однако равномерность выплат означает, что бюджет обязан ежегодно находить сопоставимые ресурсы (примерно 73 млн долл./год) вне зависимости от макроэкономической конъюнктуры и динамики спроса.

С организационно-экономической точки зрения сценарий 1 проще всего администрировать: он подходит для стабильных регуляторных режимов и дает инвестору предсказуемую выручку. Основной риск – высокий уровень тарифа, который может быть социально и политически чувствительным.

В сценарии 2 ежегодный рост тариф 9.75% в течение 20 лет обеспечивает NPV = 0; суммарная поддержка составляет 2745 млн долл. за период; средняя поддержка 137 млн долл./год; PV поддержки (8%) 899 млн долл.; PV поддержки (4,5%) 1437 млн долл.

Важный вывод: номинально суммарная поддержка выше, чем в сценарии 1 (1459 против 2745 млн долл.), но приведенная стоимость поддержки (PV8%) совпадает (899 млн долл.). Это означает, что при r=8% увеличение номинальных выплат происходит преимущественно в более поздние годы.

Существенный недостаток: рост FIT по 9.75% ежегодно приводит к очень высоким значениям тарифа к концу периода (с 0.067 до 0.391 долл/кВт·ч). Такой уровень тарифа можетстать неприемлемым для конечных потребителей и промышленности; ухудшить конкурентоспособность экономики за счет роста тарифа; потребовать постоянного пересмотра правил рынка и перераспределения нагрузки между группами потребителей.

С другой стороны, сценарий 2 может рассматриваться как «теоретический» ориентир, показывающий, насколько быстро должен расти тариф при отсутствии иных инструментов поддержки (например, льготного финансирования или налоговых стимулов).

Сценарий 3 предполагает, что инвестиционная привлекательность достигается не только тарифом, но и удешевлением стоимости капитала: льготный кредит под 4% при постоянном FIT. Результаты сценария: FIT = 0.12 долл/кВт·ч, при котором NPV = 0; поддержка всего 1218млн долл. за период; средняя поддержка 61 млн долл./год; PV поддержки (8%) 899 млн долл.; PV поддержки (4,5%) 1028 млн долл.

Таким образом, снижение ставки дисконтирования и льготное кредитование снижают требуемый FIT и нагрузку поддержки.

Анализ трех сценариев государственной поддержки, обеспечивающих нулевой чистый дисконтированный доход (NPV) для проекта солнечной электростанции XuanThienEaSup, позволяет сделать принципиально новые выводы. Несмотря на одинаковую дисконтированную сумму поддержки (899 млн долл. при ставке 8%), недисконтированные затраты государства существенно различаются, что влияет на бюджетную нагрузку и устойчивость системы.

В первом сценарии (фиксированный FIT 0,147 долл/кВт·ч) общая сумма поддержки составляет 1459 млн долл., среднегодовая – 73 млн долл. Преимуществами являются простота администрирования и предсказуемость для инвесторов, однако высокий тариф может создать социальную напряженность и увеличить стоимость электроэнергии.

Во втором сценарии (индексируемый FIT с ежегодным ростом 9,75%) общая поддержка достигает 2745 млн долл., что делает его наименее эффективным с точки зрения бюджетных расходов. К концу срока тариф вырастает до 0,391 долл/кВт·ч, что неприемлемо с экономической точки зрения.

Третий сценарий (льготное кредитование под 4% + фиксированный FIT 0,12 долл/кВт·ч) оказывается наиболее сбалансированным решением. Общая сумма поддержки минимальна (1218 млн долл.), среднегодовая – 61 млн долл. Этот подход

не только снижает нагрузку на бюджет, но и улучшает условия финансирования для инвесторов.

В таблице 4.6 представлены данные расчета параметров государственной поддержки проектов солнечных электростанций (например, СЭС Xuan Thien Ea Sup).

Таблица 4.6 – Сравнительная оценка сценариев государственной поддержки СЭС (составлено автором на основе [23, 74, 95, 110, 141-152, 157, 155, 165, 177, 190, 200, 202])

| **Показатели** | **Сценарий 1** | **Сценарий 2** | **Сценарий 3** |
|---|---|---|---|
| FIT - долл./КВт-час | 0.147 | 0.067рост тарифа 9.75%/год | 0.12 |
| Гос. поддержка всего (за период) - млн. долл. | 1459 | 2745 | 1218 |
| Гос. поддержка в год (средняя) - млн. долл./год | 73 | 137 | 61 |
| **Гос. поддержка PV (дисконт. 4,5%) - млн. долл.** | **1094** | **1437** | **1028** |
| Гос. поддержка PV (дисконт. 10%) - млн. долл. | 814 | 703 | 836 |
| Гос. поддержка PV (дисконт. 15%) - млн. долл. | 652 | 402 | 704 |

Анализ чувствительности к ставке дисконтирования (5%, 10%, 15%) показывает, что при снижении ставки (5%) дисконтированная поддержка во втором сценарии (индексируемый FIT) становится максимальной (1333 млн долларов), что делает его наименее выгодным. При повышении ставки (15%) второй сценарий, напротив, требует минимальной дисконтированной поддержки (402 млн долл.), но при этом номинальные выплаты остаются высокими (2745 млн долл.). Это подтверждает, что индексируемый FIT нестабилен и зависит от макроэкономических условий.

Оптимальным решением является третий сценарий, так как он обеспечивает минимальные недисконтированные затраты и устойчивость к изменению ставки дисконтирования. Государственная поддержка в виде льготного кредитования и умеренного FIT позволяет снизить бюджетную нагрузку и улучшить инвестиционную привлекательность проекта.

Эти выводы подтверждают, что комбинированный подход (сценарий 3) является наиболее оптимальным для государства и инвесторов, обеспечивая финансовую устойчивость и минимальные риски для экономики.

## 4.5 Выводы по главе 4

В четвёртой главе выполнен комплексный анализ влияния государственной поддержки на развитие солнечной генерации во Вьетнаме и обоснованы инструменты её применения с учётом международного опыта, особенностей национальной энергосистемы и экономических параметров конкретных проектов. Установлено, что ускоренное развитие солнечной энергетики определяется не только природно-ресурсным потенциалом и снижением стоимости технологий, но и качеством институциональной среды, предсказуемостью регулирования, развитием сетей и доступностью финансирования. Анализ зарубежного опыта показал: наиболее успешные страны применяют не изолированные меры, а комплексные механизмы, сочетающие тарифное стимулирование, налоговые льготы, льготное кредитование, аукционы и поддержку модернизации сетей.

Результаты анализа для СЭС Xuan Thien Ea Sup при ставке дисконта 8 % подтвердили: в базовом сценарии проект имеет отрицательный NPV и не достигает экономической эффективности. Сценарное сравнение показало наименьшую устойчивость у поддержки только через индексируемый FIT; наиболее сбалансированным является сочетание льготного кредита с умеренным фиксированным «зелёным» тарифом, обеспечивающее сокращение совокупной поддержки, снижение среднегодовой бюджетной нагрузки и улучшение условий для частного капитала.

Универсального механизма не существует: FIT высоко предсказуем, но при завышенном уровне перегружает потребителей; аукционы снижают цену поддержки, но требуют зрелой институциональной среды и несут риски недореализации; налоговые льготы и субсидии менее чувствительны к конъюнктуре, но нуждаются в бюджетной устойчивости и прозрачном отборе. Для Вьетнама целесообразно комбинирование инструментов с учётом масштаба проекта, локации и значимости для энергобезопасности.

Полученные результаты подтверждают необходимость перехода от узко тарифного стимулирования к гибкой, экономически обоснованной модели поддержки, обеспечивающей финансовую устойчивость СЭС, снижение рисков для инвесторов и государства, а также согласование целей энергобезопасности, экономической эффективности и экологической устойчивости. Выводы могут использоваться при совершенствовании государственной энергетической политики СРВ и при выборе параметров стимулирования крупных и социально значимых проектов.

# ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам выполнения диссертационной работы сделаны следующие выводы и рекомендации:

1. Результаты анализа современного состояния электроэнергетики СРВ показал, что рост спроса на электроэнергию, ограниченность традиционных энергоресурсов, требования к обязательствам по декарбонизации формируют объективную необходимость ускоренного энергоперехода и наращивания доли ВИЭ в энергетическом балансе.

2. Разработана и апробирована экономико-математическая модель прогнозирования спроса на электроэнергию и структуры энергетического баланса Вьетнама, ориентированная на достижение целей энергетической трилеммы (надежность, доступность и экологическая устойчивость), основанная на сценариях социально-экономического развития, прогнозах ВВП и темпах роста энергопотребления.

3. Разработан методический подход к планированию развития солнечных электростанций с применением многокритериального анализа, включающий обоснование приоритетности развития СЭС, формирование набора альтернативных проектов СЭС, разработку системы критериев в логике энергетической трилеммы, определение весов критериев методом AHP.

4. Выполнена сравнительная оценка СЭС и определены лучшие параметры с применением методического подхода, ориентированная на учет эксплуатационных затрат, стоимости установки, доступности участков земли и инфраструктуры, климатических условий, уровня солнечной радиации, качественных характеристик земли, потребителей и местоположения.

5. Проанализированы методы и инструменты государственной поддержки солнечной генерации в странах-лидерах производства солнечной энергии (Китай, США, Германия, Австралия, Таиланд, Япония, Вьетнам).

6. Обоснованы инструменты государственного стимулирования солнечной генерации в СРВ и доказана целесообразность комбинирования инструментов

поддержки в современных институциональных условиях («зеленый тариф» и льготный кредит) на крупнейшей СЭС Xuan Thien Ea Sup.

Цели диссертационного исследования достигнуты, развит методический аппарат планирования солнечной энергетики в СРВ и предложены инструменты государственной поддержки, направленные на устойчивый рост доли ВИЭ при соблюдении требований надежности и экономической эффективности.

Дальнейшее исследование будет направлено на разработку методических подходов к дифференциации «зеленого тарифа» по типам СЭС и регионам, что повышает адресность поддержки и учитывает различия в ресурсе и сетевых условиях. Планируются будущие исследования рынков балансирования мощности, а также учета системного экономического эффекта энергетических проектов (влияние на потери и загрузку оборудования сети).

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Афанасьев, В. Я., Кузьмин, В. В., Иванов, И. Н. Научное обеспечение процессов развития конкуренции на электроэнергетическом рынке // Управление. – 2024. – Т. 12, № 1. – С. 26–35. – DOI: 10.26425/2309-3633-2024-12-1-26-35.

2. Безсмертная, Е. Р. Выпуск «зеленых» облигаций как элемент системы защиты окружающей среды // Экономика. Налоги. Право. – 2019. – Т. 12, № 5. – С. 61–69. – DOI: 10.26794/1999-849X-2019-12-5-61-69.

3. Васильев, Ю. Н., Стройков, Г. А. Обзор практических инструментов повышения общественной осведомленности о технологиях секвестрации $CO_2$ за рубежом // РИСК. – 2020. – № 1. – С. 73–77.

4. Васильев, П. Н. Государственная поддержка возобновляемой энергетики в России // Государственное управление. – 2021. – № 3. – С. 33–39.

5. Гаврилова, Э. Н. «Зеленое» финансирование в России: специфика, основные инструменты, проблемы развития // Вестник Московского университета имени С. Ю. Витте. Серия 1: Экономика и управление. – 2020. – № 2 (33). – С. 48–54.

6. Григорьев, Д. С. Инновационные технологии в области возобновляемой энергетики // Вестник науки и технологий. – 2020. – № 9. – С. 12–20.

7. Громов, В. А. Перспективы развития солнечной энергетики в России // Энергетическая политика. – 2019. – № 3. – С. 15–23.

8. Гречухина, И. А., Кудрявцева, О. В., Яковлева, Е. Ю. Эффективность развития рынка возобновляемых источников энергии в России // Экономика региона. – 2016. – Т. 12, № 4. – С. 1167–1177. – DOI: 10.17059/2016-4-18.

9. Зайцева, Е. В. Финансирование проектов в области возобновляемой энергетики // Финансы и кредит. – 2018. – № 10. – С. 44–50.

10. Иванова, Е. С. Эффективность использования ВИЭ в региональных энергетических системах // Вестник энергетики. – 2019. – № 3. – С. 78–85.

11. Коваленко, И. А. Инвестиции в зеленую экономику: вызовы и возможности // Вестник финансового университета. – 2018. – № 4. – С. 58–66.

12. Козлов, М. И. Технологии возобновляемой энергетики и их внедрение в России // Энергетика и промышленность России. – 2018. – № 7. – С. 34–40.

13. Костин, Н. В. Рынок зеленых финансов в России: текущее состояние и перспективы // Экономика и экология. – 2019. – № 3. – С. 71–78.

14. Крюков, В. В. Возобновляемая энергетика: потенциал и перспективы развития в России // Энергетическая политика. – 2017. – № 4. – С. 45–53.

15. Кузнецов, Е. Л. Экономические аспекты реализации проектов в сфере ВИЭ // Финансовая аналитика. – 2021. – № 2. – С. 29–36.

16. Лебедев, И. С. Инвестиционные стратегии в области зеленой энергетики // Вестник инвестиций. – 2020. – № 4. – С. 50–58.

17. Лебедев, Ю. В. Ветровая энергетика: современные технологии и перспективы развития // Энергетика и технологии. – 2017. – № 8. – С. 50–57.

18. Лукьянов, С. В. Зеленые облигации как инструмент финансирования устойчивого развития // Финансовая аналитика. – 2019. – № 7. – С. 10–19.

19. Мельников, К. А. Экологические аспекты развития возобновляемой энергетики // Проблемы экологии. – 2020. – № 5. – С. 22–30.

20. Михайлов, С. П. Анализ эффективности солнечной энергетики в России // Энергетика и инновации. – 2020. – № 5. – С. 41–48.

21. Могуев, Б. Д. Прогноз изменений в глобальной мировой экономике в период 2024-2040 годов / Б. Д. Могуев, Е. А. Иванова // Евразийское пространство: экономика, право, общество. – 2024. – № 1. – С. 30-31.

22. Нгуен, А. Ф. Вызовы и возможности развития топливно-энергетического комплекса Вьетнама // Инновации и инвестиции. – 2023. – № 4. – С. 309–312.

23. **Нгуен, М. Ф**. Анализ мер государственного стимулирования производства «зеленой» энергии в развитых и развивающихся странах / **М. Ф. Нгуен**, Т. В. Пономаренко // Евразийское пространство: экономика, право, общество. – 2024. – № 12. – С. 46–51.

24. **Нгуен, М. Ф.** Комплексная технико-экономическая оценка конкурирующих возобновляемых источников и перспектив развития зеленой

энергии во Вьетнаме / **М. Ф. Нгуен**, Т. В. Пономаренко, В. Т. Нгуен// Управление. – 2025. – Т. 13, № 4. – С. 26–39. – DOI: 10.26425/2309-3633-2025-13-4-26-39.

25. Николаев, В. Г. Энергетическая безопасность и возобновляемые источники энергии в России // Международные энергетические исследования. – 2019. – № 6. – С. 9–16.

26. Никонова, И. А. Проектный анализ и проектное финансирование. – 2012. – 136 с.

27. Никонова, И. А. Стоимостная оценка в проектном анализе и проектном финансировании : учебник для магистратуры. – 2019. – 362 с.

28. Никифоров, О. Ветровая энергетика России переживает второе рождение // Независимая газета. – 2024. – URL: https://www.ng.ru/energy/2024-01-15/11_8922_records.html (дата обращения: 04.01.2026).

29. Победин, А. А. Инфраструктурный потенциал инновационной экосистемы региона: модели и методики оценки // Управление. – 2025. – Т. 13, № 2. – С. 42–55. – DOI: 10.26425/2309-3633-2025-13-2-42-55.

30. Павлова, Н. В. Роль зеленых инвестиций в модернизации энергетического комплекса // Экономика и управление. – 2021. – № 2. – С. 56–62.

31. Пашкевич, М. А., Данилов, А. С. Экологическая безопасность и устойчивое развитие // Записки Горного института. – 2023. – Т. 260. – С. 153–154. – URL: https://pmi.spmi.ru/index.php/pmi/article/view/16233 (дата обращения: 15.12.2025).

32. Петрова, Н. В. Ключевые аспекты государственной поддержки ВИЭ в России // Экономика и экология. – 2021. – № 1. – С. 11–18.

33. Порфирьев, Б. Н. «Зеленый фактор» экономического роста в мире и в России // Проблемы прогнозирования. – 2018. – № 5. – С. 3–12.

34. Попов, Е. В., Челак, И. П., Кавецкий, С. А. Индикаторы устойчивого развития экономической экосистемы территории // Управление. – 2024. – Т. 12, № 4. – С. 34–47. – DOI: 10.26425/2309-3633-2024-12-4-34-47.

35. Порфирьев, Б. Н. Парадигма низкоуглеродного развития и стратегия снижения рисков климатических изменений для экономики // Проблемы прогнозирования. – 2019. – № 2. – С. 3–13.

36. Поспелов, С. В., Нуриев, Б. Д. Управление в сфере топливно-энергетического комплекса Турецкой Республики: структура и правовое регулирование // Управление. – 2022. – Т. 10, № 4. – С. 46–54. – DOI: 10.26425/2309-3633-2022-10-4-46-54.

37. Прытков, Р. М., Шестакова, Е. В., Ситжанова, А. М. Гибкие технологии управления в промышленности как фактор устойчивого развития региона // Управление. – 2022. – Т. 10, № 2. – С. 14–25. – DOI: 10.26425/2309-3633-2022-10-2-14-25.

38. Порфирьев, Б. Н. Развитие «зеленой» экономики как фактор трансформации мегаполисов. – 2018.

39. Панфилова, Е. Е., Кафиятуллина, Ю. Н. Управление устойчивостью экосистемы бизнеса // Управление. – 2022. – Т. 10, № 2. – С. 33–42. – DOI: 10.26425/2309-3633-2022-10-2-33-42.

40. Порфирьев, Б. Н., Сигова, М. В., Ключников, И. К. [и др.] Зеленая экономика и зеленые финансы : учебное пособие / под ред. акад. Б. Н. Порфирьева. – СПб. : Изд-во «МБИ», 2018. – 327 с.

41. Пономаренко, Е. А., Кирова, Е. А. Налоговая безопасность при налогообложении прибыли организаций в условиях инновационного развития экономики // Управление. – 2025. – Т. 13, № 3. – С. 90–98. – DOI: 10.26425/2309-3633-2025-13-3-90-98.

42. Порфирьев, Б. Н., Широв, А., Колпаков, К. Стратегия низкоуглеродного развития: перспективы для экономики России // Мировая экономика и международные отношения. – 2020. – Т. 64, № 9. – С. 15–25. – DOI: 10.20542/0131-2227-2020-64-9-15-25.

43. Романов, Д. В. Эффективность использования биомассы в энергетике // Вестник энергетики. – 2019. – № 2. – С. 44–51.

44. Сидорова, М. А. Зеленая экономика и климатические риски: российский опыт // Экономика и экология. – 2020. – № 2. – С. 14–21.

45. Синицын, И. Г. Устойчивое развитие и возобновляемая энергетика: российский контекст // Экономика и управление. – 2018. – № 8. – С. 37–44.

46. Смирнов, А. В. Зеленые финансы и устойчивое развитие экономики России // Финансовая аналитика. – 2020. – № 6. – С. 12–20.

47. Соловьев, А. И. Влияние возобновляемых источников энергии на энергетическую безопасность России // Экономика и управление. – 2020. – № 1. – С. 27–34.

48. Тихомиров, А. П. Возобновляемая энергетика: мировой опыт и российские реалии // Энергетика и технологии. – 2021. – № 6. – С. 33–40.

49. Федорова, Т. И. Влияние зеленых финансов на устойчивое развитие регионов // Региональная экономика. – 2018. – № 4. – С. 65–72.

50. Фролов, А. В. Влияние климатических изменений на энергетическую стратегию России // Проблемы прогнозирования. – 2020. – № 4. – С. 5–12.

51. Чернышев, Д. А. Экологическая политика и развитие возобновляемых источников энергии // Вестник экологии. – 2019. – № 1. – С. 20–29.

52. Шклярский, Я. Э., Скамьин, А. Н., Хименес Карризоса, М. Энергоэффективность в минерально-сырьевом комплексе // Записки Горного института. – 2023. – Т. 261. – С. 323–324. – URL: https://pmi.spmi.ru/index.php/pmi/article/view/16289 (дата обращения: 15.07.2025).

53. Шумпетер, Й. Теория экономического развития / Й. Шумпетер ; Перевод с нем. В. С. Автономова и др.. — Москва : Прогресс, 1982. — 455 с.

54. Яковлев, П. А. Энергетическая эффективность и возобновляемые источники энергии: пути повышения // Энергетика и промышленность России. – 2019. – № 10. – С. 18–25.

55. Abdullah, W. J. The Role of Receiving Technology on Employee Performance: Job Satisfaction as Mediation // Journal of Indonesian Economy and Business. – 2023. – Vol. 38, No 3. – DOI: 10.22146/jieb.v38i3.5361.

56. Alzubi, A., Rahal, S., Iyiola, K. How Sustainability Orientation Drives Pro-Environmental Behavior in Entrepreneurial Firms: The Roles of Social Support and Sustainable Entrepreneurship // Sustainability. – 2026. – Vol. 18. – Art. 2113. – DOI: 10.3390/su18042113.

57. Ajoke Oni, A., Olawale, R. A., Oluwabiyi, E. O., Babatunde Olasilola, O., Ademola Fajingbesi, A., Adeyekun, F. P., Eslamipoor, R. Harnessing Natural Sunlight for Solar-Driven Photocatalysis in Sustainable Agricultural Runoff Remediation // Sustainability. – 2026. – Vol. 18. – Art. 1869. – DOI: 10.3390/su18041869.

58. Ajmal, K., Wang, C. X., Suresh, N. C., Vedantam, A. Impact of Emerging Digital Technologies on Firms' Financial Performance, Inventory Efficiency, and Greenhouse Gas Emissions: An Event Study // Sustainability. – 2026. – Vol. 18. – Art. 1600. – DOI: 10.3390/su18031600.

59. Anikin, M., Bakhtadze, N., Dozortsev, V., Vlasov, A., Koroleva, M. Artificial Intelligence Agents for Sustainable Production Based on Digital Model-Predictive Control // Sustainability. – 2026. – Vol. 18. – Art. 759. – DOI: 10.3390/su18020759.

60. Alhumaid, M. T., El-Tahan, E. A.-K. S., Benlaria, H., Abedelmaksoud, M. A., Basiouny, A. N., Aboul-Dahab, S. A.-e. The Impact of Sustainable Marketing Strategies on Basic Needs Accessibility and Environmental Sustainability: A Study in Saudi Arabia // Sustainability. – 2026. – Vol. 18. – Art. 490. – DOI: 10.3390/su18010490.

61. Beydoun, A. R., Saleh, R. F., El-Naga, M. A. The Path of Green Human Resource Management and Innovation to Sustainable Business Performance: The Role of Organizational Citizenship Behavior for the Environment // Sustainability. – 2026. – Vol. 18. – Art. 2207. – DOI: 10.3390/su18052207.

62. Barbosa, J. P., Saraiva, J. D., Seixas, J. Solar energy policy to boost Brazilian power sector // International Journal of Climate Change Strategies and Management. – 2020. – Vol. 12, No 3. – P. 349–367. – DOI: 10.1108/IJCCSM-07-2019-0039.

63. Barhmi, K., Heynen, C., Golroodbari, S., van Sark, W. A Review of Solar Forecasting Techniques and the Role of Artificial Intelligence // Solar. – 2024. – Vol. 4. – P. 99–135. – DOI: 10.3390/solar4010005.

64. Beardman, G., Godden, N., Nejati, M., Farrant, J. Y., Scoffern, L., Khan, J., Northover, J., Morrison-Saunders, A. Just Transitions From Fossil Fuels to a Regenerative and Renewable Future: Challenges and Opportunities // Achieving Net Zero Developments in Corporate Governance and Responsibility / ed. by D. Crowther, S. Seifi. – Bingley : Emerald Publishing Limited, 2023. – Vol. 20. – P. 177–201. – DOI: 10.1108/S2043-052320230000020008.

65. Benites-Aguilar, C., Marmolejo-Duarte, C. Assessment of Households' Perceptions of Health Co-Benefits in Relation to the Willingness to Undertake Energy Retrofits in Barcelona // Buildings. – 2024. – Vol. 14. – Art. 236. – DOI: 10.3390/buildings14010236.

66. Beram, B., Sheikholeslami, A., Marzband, M. Optimal Scheduling of Multi Vector Energy Networks Considering Resiliency Improvement // International Journal of Engineering. – 2024. – Vol. 37, No 10. – DOI: 10.5829/ije.2024.37.10a.11.

67. Betancur, S., Ortega-Avila, N., López-Vidaña, E. C. Strengths, Weaknesses, Opportunities, and Threats Analysis for the Strengthening of Solar Thermal Energy in Colombia // Resources. – 2024. – Vol. 13. – Art. 3. – DOI: 10.3390/resources13010003.

68. Brondi, M., Eisa, M., Bortoletto-Santos, R., Drapanauskaite, D., Reddington, T., Williams, C., Ribeiro, C., Baltrusaitis, J. Recovering, Stabilizing, and Reusing Nitrogen and Carbon from Nutrient-Containing Liquid Waste as Ammonium Carbonate Fertilizer // Agriculture. – 2023. – Vol. 13. – Art. 909. – DOI: 10.3390/agriculture13040909.

69. Chanysheva, A., Kopp, P., Romasheva, N., Nikulina, A. Migration attractiveness as a factor in the development of the Russian Arctic mineral resource potential // Resources. – 2021. – Vol. 10, No 6. – Art. 65. – DOI: 10.3390/resources10060065.

70. Cheah, S. K. A., Low, B. The impact of public policy marketing, institutional narratives and discourses on renewable energy consumption in a developing economy //

Asia Pacific Journal of Marketing and Logistics. – 2022. – Vol. 34, No 5. – P. 944–962. – DOI: 10.1108/APJML-11-2020-0835.

71. Chen, Y., Jin, D., Zhao, C. Research on the synergies between low-carbon pilot city policy and high-speed railways in improving Chinese urban electricity efficiency // International Journal of Climate Change Strategies and Management. – 2023. – Vol. 15, No 2. – P. 195–211. – DOI: 10.1108/IJCCSM-07-2022-0078.

72. Chicacausa-Niño, J., Isaza-Ruget, R., Rosero-García, J. Multi-Objective Economic, Environmental, and Social Dispatch (EEDS) Model for Polygeneration Systems with Renewable Sources and Energy Storage Under Mixed Demand Profiles // Sustainability. – 2026. – Vol. 18. – Art. 2698. – DOI: 10.3390/su18062698.

73. Chen, M., Hu, X., Zhang, J., Xu, Z., Yang, G., Sun, Z. Are Firms More Willing to Seek Green Technology Innovation in the Context of Economic Policy Uncertainty? — Evidence from China // Sustainability. – 2023. – Vol. 15. – Art. 14188. – DOI: 10.3390/su151914188.

74. Chu, H. L., Do, N. T., Nguyen, L., Le, L., Ho, Q. A., Dang, K., Ta, M. A. The economic impacts of the European Union’s Carbon Border Adjustment Mechanism on developing countries: the case of Vietnam // Fulbright Review of Economics and Policy. – 2024. – No 4 (1). – P. 1–17. – DOI: 10.1108/FREP-03-2024-0011.

75. Coussa, A., Gugler, P., Reidy, J. Assessing the development of green innovation in China through patent evolution: the hallmark of government policy and private enterprises // International Journal of Emerging Markets. – 2024. – DOI: 10.1108/IJOEM-09-2023-1512.

76. Cui, L., Zhang, J., Su, Y., Li, S. A GIS-Based Multidimensional Evaluation Method for Solar Energy Potential in Shanxi Province, China // Energies. – 2023. – Vol. 16. – Art. 1305. – DOI: 10.3390/en16031305.

77. Custodio, R. J. P. From policies to programs: exploring the evolving landscape of science and technology in the Philippines // Journal of Science and Technology Policy Management. – 2025. – DOI: 10.1108/JSTPM-06-2024-0222.

78. Dawn, S., Rao, G. S., Vital, M. L. N., Rao, K. D., Alsaif, F., Alsharif, M. H. Profit Extension of a Wind-Integrated Competitive Power System by Vehicle-to-Grid

Integration and UPFC Placement // Energies. – 2023. – Vol. 16. – Art. 6730. – DOI: 10.3390/en16186730.

79. Ding, L., Li, J., Wang, Y., Shuai, J., Xu, X. What are the investment risk differences of solar PV power generation projects between constructional and operational periods? An empirical study in China // International Journal of Energy Sector Management. – 2021. – Vol. 15, No 5. – P. 877–894. – DOI: 10.1108/IJESM-05-2020-0024.

80. Djebbar, K. E. B., Mokhtari, A. Evaluation of the level of awareness of the inhabitants on the importance of the energy retrofitting of buildings: case study of Tlemcen (Algeria) // International Journal of Building Pathology and Adaptation. – 2023. – Vol. ahead-of-print. – DOI: 10.1108/IJBPA-02-2023-0017.

81. Do, T. N., Paul, J. B., Llewelyn, H., Ta, D. T. Policy options for offshore wind power in Vietnam // Marine Policy. – 2022. – DOI: 10.1016/j.marpol.2022.105080.

82. Du, F., Xian, X., Tang, P., Li, Y. Catalytic Degradation of Lignin over Sulfonyl-Chloride-Modified Lignin-Based Porous Carbon-Supported Metal Phthalocyanine: Effect of Catalyst Concentrations // Molecules. – 2024. – Vol. 29. – Art. 347. – DOI: 10.3390/molecules29020347.

83. Elshrief, Y. A., Abd-Elhaleem, S., Kujabi, S., Helmi, D. H., Abozalam, B. A., Asham, A. D. Zero Non-Detection Zone for Islanding Detection Based on a Novel Hybrid Passive-Active Technique with Fuzzy Inference System // Sustainability. – 2022. – Vol. 14. – Art. 6325. – DOI: 10.3390/su14106325.

84. Ermolaeva, Y. Puzzle 3: Energy Efficiency and Energy Consumption // The Russian Urban Sustainability Puzzle. – Bingley : Emerald Publishing Limited, 2021. – P. 43–55. – DOI: 10.1108/978-1-83982-630-620211007.

85. Fang, C., Yuan, Y., Chen, J., Gao, D., Peng, J. Examination of Green Productivity in China’s Mining Industry: An In-Depth Exploration of the Role and Impact of Digital Economy // Sustainability. – 2024. – Vol. 16. – Art. 463. – DOI: 10.3390/su16010463.

86. Fang, H., Huo, Q., Hatim, K. Can Digital Services Trade Liberalization Improve the Quality of Green Innovation of Enterprises? Evidence from China // Sustainability. – 2023. – Vol. 15. – Art. 6674. – DOI: 10.3390/su15086674.

87. Fitri, H. Unveiling the COVID-19 Recession: The Effect of Sectoral Exposure on the Economy and Labor Market // Journal of Indonesian Economy and Business. – 2024. – Vol. 39, No 2. – DOI: 10.22146/jieb.v39i2.6219.

88. Galevskiy, S. G., Haidong, Q. Developing and Validating Comprehensive Indicators to Evaluate the Economic Efficiency of Hydrogen Energy Investments // Operational Research in Engineering Sciences: Theory and Applications. – 2024. – Vol. 7, No 3. – P. 188–207. – DOI: 10.31181/oresta/070309.

89. Gerard, S., Alan D. Ziegler. We Have Eaten the Rivers: The Past, Present, and Unsustainable Future of Hydroelectricity in Vietnam // Sustainability. – 2023. – Vol. 15, No 11. – Art. 8969. – DOI: 10.3390/su15118969.

90. Golovina, E., Khloponina, V., Tsiglianu, P., Zhu, R. Organizational, Economic and Regulatory Aspects of Groundwater Resources Extraction by Individuals (Case of the Russian Federation) // Resources. – 2023. – Vol. 12. – Art. 89. – DOI: 10.3390/resources12080089.

91. Gui, E. M., Overland, I., Suryadi, B., Yurnaidi, Z. Bridging the implementation gap for climate mitigation in ASEAN: a comprehensive capacity-building framework // Fulbright Review of Economics and Policy. – 2024. – Vol. 4, No 2. – P. 154–179. – DOI: 10.1108/FREP-08-2024-0049.

92. Han, J., Pan, Y., Xiao, P., Ge, W., Sun, P. Quantifying the Effects of Climate Change and Revegetation on Erosion-Induced Lateral Soil Organic Carbon Loss on the Chinese Loess Plateau // Remote Sensing. – 2023. – Vol. 15. – Art. 1775. – DOI: 10.3390/rs15071775.

93. Hartarto, R. B., Shameem P., M., Wardani, D. T. K., Iskandar, M. L. Dependence and sustainability: a disaggregated analysis of electricity generation in ASEAN countries // International Journal of Energy Sector Management. – 2024. – Vol. 18, No 6. – P. 2028–2044. – DOI: 10.1108/IJESM-09-2023-0014.

94. Hirschman, E. C. Creating Sustainable Climate Change Havens for Migrating Populations in the United States and Other Global Sites // Social Sciences. – 2023. – Vol. 12. – Art. 663. – DOI: 10.3390/socsci12120663.

95. Hoang, K. L. Renewable Energy Development in Vietnam – Current Situation and Solutions // International Journal of Sustainable Applied Sciences. – 2024. – DOI: 10.59890/ijsas.v2i4.1764.

96. Hsieh, C. L., Tsai, W. H. Sustainable Decision Model for Circular Economy towards Net Zero Emissions under Industry 4.0 // Processes. – 2023. – Vol. 11. – Art. 3412. – DOI: 10.3390/pr11123412.

97. Hsieh, C. L., Tsai, W. H. Towards Carbon Neutrality and Circular Economy in the Glass Industry by Using the Production Decision Model // Energies. – 2023. – Vol. 16. – Art. 7570. – DOI: 10.3390/en16227570.

98. Hu, L., Zhang, M., Yuan, Z.-M., Zheng, H., Lv, W. Predictive Control of a Heaving Compensation System Based on Machine Learning Prediction Algorithm // Journal of Marine Science and Engineering. – 2023. – Vol. 11. – Art. 821. – DOI: 10.3390/jmse11040821.

99. Kaneesamkandi, Z., Almujahid, A., Salim, B., Sayeed, A., AlFadda, W. M. Enhancement of Condenser Performance in Vapor Absorption Refrigeration Systems Operating in Arid Climatic Zones — Selection of Best Option // Energies. – 2023. – Vol. 16. – Art. 7416. – DOI: 10.3390/en16217416.

100. Karasmanaki, E. Climate Change and Energy // The Academic Language of Climate Change: An Introduction for Students and Non-native Speakers / ed. by E. Manolas, W. Leal Filho. – Bingley : Emerald Publishing Limited, 2022. – P. 57–62. – DOI: 10.1108/978-1-80382-911-120221009.

101. Kasra, M., Hossein, K. The potential and deployment viability of concentrated solar power (CSP) in Iran // Energy Strategy Reviews. – 2019. – Vol. 24. – P. 358–369. – DOI: 10.1016/j.esr.2019.04.008.

102. Khaligh, F. S., Ahmadi, H., Alizadeh, E. M. H. Electricity Supply Model of Conventional Residential Buildings in Tehran with Priority on Renewable Energy Using

Adaptive Fuzzy-neural Inference System // International Journal of Engineering. – 2023. – Vol. 36, No 10. – DOI: 10.5829/ije.2023.36.10a.07.

103. Khodadadi, M., Riazi, L., Yazdani, S. A Novel Ensemble Deep Learning Model for Building Energy Consumption Forecast // International Journal of Engineering. – 2024. – Vol. 37, No 6. – DOI: 10.5829/ije.2024.37.06c.03.

104. Korelskiy, D., Mentsiev, A., Dengaev, A., Novikova, A., Babyr, N. Land Assessment in Mining Regions Considering Ecology // International Journal of Engineering. – 2024. – Vol. 37, No 11. – DOI: 10.5829/ije.2024.37.11b.19.

105. Kurniawan, R., Kusuma, A. C., Sumargo, B., Gio, P. U., Wongsonadi, S. K., Sasmita, K. The role of renewable energy and foreign direct investment toward environmental degradation convergence to achieve sustainability: evidence from ASEAN countries // International Journal of Energy Sector Management. – 2024. – Vol. 18, No 6. – P. 2312–2335. – DOI: 10.1108/IJESM-02-2024-0012.

106. Khaskheli, M. B., Deng, Z., Sumbal, Li, L. Inclusive and Sustainable Digital Technological Transformation, Legal Innovation in Marketing and Business Performance of China and the European Union // Sustainability. – 2026. – Vol. 18. – Art. 2523. – DOI: 10.3390/su18052523.

107. Kusuma, A. C., Kurniawan, R., Wongsonadi, S. K., Gio, P. U., Dalimunthe, H. H. B., Sutisna, A. Relation of energy use to price inflation for sustainable development policy: does fossilflation occur in Indonesia? // International Journal of Energy Sector Management. – 2025. – DOI: 10.1108/IJESM-09-2024-0026.

108. Lakhiar, I. A., Yan, H., Zhang, J., Wang, G., Deng, S., Bao, R., Zhang, C., Syed, T. N., Wang, B., Zhou, R. et al. Plastic Pollution in Agriculture as a Threat to Food Security, the Ecosystem, and the Environment: An Overview // Agronomy. – 2024. – Vol. 14. – Art. 548. – DOI: 10.3390/agronomy14030548.

109. Lazard. Levelized Cost of Energy Analysis – Version 15.0. – 2021.

110. Le, H. T. T., Sanseverino, E. R., Nguyen, D. Q., Di, S. M. L., Favuzza, S., Pham, M. H. Critical Assessment of Feed-In Tariffs and Solar Photovoltaic Development in Vietnam // Energies. – 2022. – Vol. 15, No 2. – Art. 556. – DOI: 10.3390/en15020556.

111. Liu, K., Ren, H., Lu, S., Shang, X., Liu, Z., Yu, B. Analysis and Prediction Evaluation of Provincial Carbon Emissions Under Multi-Model Fusion // Sustainability. – 2026. – Vol. 18. – Art. 2545. – DOI: 10.3390/su18052545.

112. Lee, M., David, W. K. Observation-based solar and wind power capacity factors and power densities // Environmental Research Letters. – 2018. – Vol. 13, No 10. – Art. 104008. – DOI: 10.1088/1748-9326/aae102.

113. Lee, S., Seon, J., Hwang, B., Kim, S., Sun, Y., Kim, J. Recent Trends and Issues of Energy Management Systems Using Machine Learning // Energies. – 2024. – Vol. 17. – Art. 624. – DOI: 10.3390/en17030624.

114. Li, F., Zhang, Y. Simulation of Development Strategies and Evaluation of Low-Carbon Development Level in Jiangsu Province under Carbon Peaking and Carbon Neutrality Goals // Sustainability. – 2024. – Vol. 16. – Art. 1597. – DOI: 10.3390/su16041597.

115. Li, Q., Li, Q., Wang, C. Unit Combination Scheduling Method Considering System Frequency Dynamic Constraints under High Wind Power Share // Sustainability. – 2023. – Vol. 15. – Art. 11840. – DOI: 10.3390/su151511840.

116. Li, R., Wen, H., Huang, X., Liu, Y. Renewable Energy: A Curse or Blessing — International Evidence // Sustainability. – 2023. – Vol. 15. – Art. 11103. – DOI: 10.3390/su151411103.

117. Li, Y. Scientific Uncertainty of Marine Microplastic Pollution and the Dilemma of Future International Unified Legislation // International Journal of Environmental Research and Public Health. – 2022. – Vol. 19. – Art. 16394. – DOI: 10.3390/ijerph192416394.

118. Liao, S., Shen, L., Chen, X., Xu, X., Wang, Q., Chen, Z., Bao, H. Correction Factor for Mitigating the ‘One-Size-Fits-All’ Phenomenon in Assessing Low-Carbon City Performance // Land. – 2024. – Vol. 13. – Art. 433. – DOI: 10.3390/land13040433.

119. Liu, J., Gui, F., Zhou, Q., Cai, H., Xu, K., Zhao, S. Carbon Footprint of a Large Yellow Croaker Mariculture Models Based on Life-Cycle Assessment // Sustainability. – 2023. – Vol. 15. – Art. 6658. – DOI: 10.3390/su15086658.

120. Liu, J., Han, S., Xiang, H., Yue, D., Yang, F. The Resource Potential and Zoning Evaluation for Deep Geothermal Resources of the Dongying Formation in Tianjin Binhai New Area // Sustainability. – 2023. – Vol. 15. – Art. 12357. – DOI: 10.3390/su151612357.

121. Liu, L., Chen, M., Luo, P., Duan, W., Hu, M. Quantitative Model Construction for Sustainable Security Patterns in Social–Ecological Links Using Remote Sensing and Machine Learning // Remote Sensing. – 2023. – Vol. 15. – Art. 3837. – DOI: 10.3390/rs15153837.

122. Liu, P., Zhao, J., Chen, J. Simulation Study of a Novel Solar Air-Source Heat Pump Heating System Based on Phase-Change Heat Storage // Sustainability. – 2023. – Vol. 15. – Art. 15684. – DOI: 10.3390/su152215684.

123. Lixia, Y. Energy Policy in China Since its Reform and Opening Up // Energy Security in Times of Economic Transition: Lessons from China. – Bingley : Emerald Publishing Limited, 2021. – P. 75–112. – DOI: 10.1108/978-1-83982-464-720201005.

124. Lixia, Y. Quantitative Analysis of Energy Security in China // Energy Security in Times of Economic Transition: Lessons from China. – Bingley : Emerald Publishing Limited, 2021. – P. 39–74. – DOI: 10.1108/978-1-83982-464-720201004.

125. Long, P. D., Tram, N. H. M., Ngoc, P. T. B. Financial mechanisms for energy transitions: a review article // Fulbright Review of Economics and Policy. – 2024. – Vol. 4, No 2. – P. 126–153. – DOI: 10.1108/FREP-07-2024-0039.

126. Lozano-Pérez, A. S., Guerrero-Fajardo, C. A. Liquid Hot Water (LHW) and Hydrothermal Carbonization (HTC) of Coffee Berry Waste: Kinetics, Catalysis, and Optimization for the Synthesis of Platform Chemicals // Sustainability. – 2024. – Vol. 16. – Art. 2854. – DOI: 10.3390/su16072854.

127. Mansouri, M., Dhibi, K., Nounou, H., Nounou, M. An Effective Fault Diagnosis Technique for Wind Energy Conversion Systems Based on an Improved Particle Swarm Optimization // Sustainability. – 2022. – Vol. 14. – Art. 11195. – DOI: 10.3390/su141811195.

128. Marinina, O., Nechitailo, A., Stroykov, G., Reshneva, E., Turovskaya, L. Technical and Economic Assessment of Energy Efficiency of Electrification of

Hydrocarbon Production Facilities in Underdeveloped Areas // Sustainability. – 2023. – Vol. 15, No 12. – Art. 9614. – DOI: 10.3390/su15129614.

129. Marinina, O., Nevskaya, M., Zhang, L., Que, C. T. Analysis of the Influence of Macroeconomic Factors on the Sustainable Development of the Chinese Coal Industry // 21st International Multidisciplinary Scientific GeoConference SGEM 2021. – 2021. – Vol. 21. – P. 631–638. – DOI: 10.5593/sgem2021/5.1/s21.076.

130. Martirosyan, A. V., Ilyushin, Y. V. The Development of the Toxic and Flammable Gases Concentration Monitoring System for Coalmines // Energies. – 2022. – Vol. 15. – Art. 8917. – DOI: 10.3390/en15238917.

131. Moon, D. H., An, J., Park, S. H., Koutsospyros, A. Remediation of Heavy Metal (Cu, Pb) Contaminated Fine Soil Using Stabilization with Limestone and Livestock Bone Powder // Sustainability. – 2023. – Vol. 15. – Art. 11244. – DOI: 10.3390/su151411244.

132. Mullen, C. A., Ellison, C., Elkasabi, Y. Pyrolytic Conversion of Cellulosic Pulps from “Lignin-First” Biomass Fractionation // Energies. – 2023. – Vol. 16. – Art. 3236. – DOI: 10.3390/en16073236.

133. Nabaweesi, J., Kaawaase, T. K., Buyinza, F., Adaramola, M. S., Namagembe, S., Nkote, I. Governance and modern renewable energy consumption in the East African Community (EAC): a dynamic panel CS-ARDL approach // Management of Environmental Quality. – 2023. – Vol. ahead-of-print. – DOI: 10.1108/MEQ-05-2023-0152.

134. Najjarpour, M., Tousi, B., Ebadi, Z. A. Improving Reliability of Active Distribution Networks Using Probabilistic Assessment of Renewable Resource Units // International Journal of Engineering. – 2024. – Vol. 37, No 9. – DOI: 10.5829/ije.2024.37.09c.08.

135. Najjarpour, M., Tousi, B. Probabilistic Reactive Power Flow Optimization of Distribution System in Presence of Distributed Units Uncertainty Using Combination of Improved Taguchi Method and Dandelion Algorithm // International Journal of Engineering. – 2024. – Vol. 37, No 6. – DOI: 10.5829/ije.2024.37.01a.04.

136. Nevskaya, M. A., Que, C. T., Marinina, O. Coal mines in Vietnam: Geological conditions and their influence on production sustainability indicators // Sustainability. – 2021. – Vol. 13, No 21. – Art. 11800. – DOI: 10.3390/su132111800.

137. Nevskaya, M. A., Raikhlin, S. M., Vinogradova, V. V., Belyaev, V. V., Khaikin, M. M. A Study of Factors Affecting National Energy Efficiency // Energies. – 2023. – Vol. 16, No 13. – Art. 5170. – DOI: 10.3390/en16135170.

138. Nevskaya, M. A., Belyaev, V. V., Pasternak, S. N., Vinogradova, V. V., Shagidulina, D. I. Accidental oil spills in the Arctic: assessment of potential damage to soils // North and Market: Formation of Economic Order. – 2024. – № 3. – С. 107–122. – DOI: 10.37614/2220-802X.3.2024.85.007.

139. **Nguyen, M. P**. Energy Transition in Vietnam: A Strategic Analysis and Forecast / **M. P**. **Nguyen**, T. Ponomarenko, N. Nguyen // Sustainability. – 2024. – Vol. 16, No. 5. – Art. 1969. – DOI: 10.3390/su16051969.

140. **Nguyen, M. P.** State Incentives for Solar Energy in the Context of Energy Transition in Developed and Developing Countries / **M. P**. **Nguyen**, T. Ponomarenko // Energies. – 2025. – Vol. 18, No 5. – Art. 1227. – DOI: 10.3390/en18051227.

141. Nguyen, T. A. The impact of feed-in tariffs on solar energy development in Vietnam // Energy Policy. – 2020. – Vol. 139. – Art. 111316.

142. Nguyen, V. T. Sustainable Energy Source Selection for Industrial Complex in Vietnam: A Fuzzy MCDM Approach // IEEE Access. – 2022. – DOI: 10.1109/ACCESS.2022.3173609.

143. Nguyen, N. H., Van, D. B., Van, B. H. Renewable Energy Policy in Vietnam // New Challenges and Solutions for Renewable Energy / ed. by P. Midford, E. Moe. – Cham : Springer International Publishing. – P. 247–277. – (International Political Economy Series). – DOI: 10.1007/978-3-030-54514-7_11.

144. Nguyen, X. P., Le, N. D., Pham, V. V., Huynh, T. T., Dong, V. H., Hoang, A. T. Mission, challenges, and prospects of renewable energy development in Vietnam // Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization and Environmental Effects. – 2021. – DOI: 10.1080/15567036.2021.1965264.

145. Li, N., Tian, Y., Zhang, C., Zhang, B., Yang, J. The Impact of ESG Ratings on Corporate Carbon Performance: From the Perspective of Internal and External Interaction // Sustainability. – 2026. – Vol. 18. – Art. 2079. – DOI: 10.3390/su18042079.

146. Nguyen, K. Q. Wind energy in Vietnam: Resource assessment, development status and future implications // Energy Policy. – 2007. – Vol. 35, No 2. – P. 1405–1413. – DOI: 10.1016/j.enpol.2006.04.011.

147. Nguyen, N. H., Doan, B. V., Bui, H. V., Luu, Q. L. Renewable Energy Policy in Vietnam // New Challenges and Solutions for Renewable Energy. – Cham : Palgrave Macmillan, 2021. – P. 247–277.

148. Nguyen, P. A., Abbott, M., Nguyen, T. T. L. The development and cost of renewable energy resources in Vietnam // Utilities Policy. – 2019. – DOI: 10.1016/j.jup.2019.01.009.

149. Nguyen, Q. N., Nguyen, V. H., Pham, T. P., Chu, T. K. L. Current Status of Coal Mining and Some Highlights in the 2030 Development Plan of Coal Industry in Vietnam // Journal of the Polish Mineral Engineering Society. – 2021. – Vol. 1, No. 2. – P. 373–380. – DOI: 10.29227/IM-2021-02-34.

150. Nguyen, V. C. T., Le, H. Q. Renewable energy consumption, nonrenewable energy consumption, $CO_2$ emissions and economic growth in Vietnam // Management of Environmental Quality. – 2022. – Vol. 33, No. 2. – P. 419–434. – DOI: 10.1108/MEQ-08-2021-0199.

151. Nguyen, V. C. T., Le, H. Q. The impact of ICT infrastructure, technological innovation, renewable energy consumption and financial development on carbon dioxide emission in emerging economies: new evidence from Vietnam // Management of Environmental Quality. – 2024. – Vol. 35, No. 6. – P. 1233–1253. – DOI: 10.1108/MEQ-09-2023-0325.

152. **Nguyen, M. P.** Impact of policy instruments for solar energy development in Vietnam / **M. P**. **Nguyen**, N. Nguyen // // 17th Global Conference on Business and Social Sciences 2025, Bali, 20-21 August 2025. – p. 131. DOI: 10.35609/jber.2025.10.1(1)

153. .Nhamo, G., Nhemachena, C., Nhamo, S., Mjimba, V., Savić, I. Measuring Progress Towards SDG 7 Targets in East Asia and the Pacific. – Leeds : Emerald Publishing Limited, 2020. – P. 33–61. – DOI: 10.1108/978-1-78973-799-820201004.

154. Nikolas, F. W. The Relationship of Trust, Knowledge Transfer and the Person-Job and Person-Organization Fit as Moderating Effects // Journal of Indonesian Economy and Business. – 2024. – Vol. 39, No. 2. – DOI: 10.22146/jieb.v39i2.7001.

155. Nikulina, A., Tcvetkov, P. Engagement of resource-based economies in the fight against rising carbon emissions // Energy Reports. – 2022. – Vol. 8. – P. 874–883. – DOI: 10.1016/j.egyr.2022.05.259.

156. Nnachi, G. U., Hamam, Y., Richards, C. G. The Efficacy of Multi-Period Long-Term Power Transmission Network Expansion Model with Penetration of Renewable Sources // Computation. – 2023. – Vol. 11. – Art. 179. – DOI: 10.3390/computation11090179.

157. Nong, D., Wang, C., Al-Amin, A. Q. A critical review of energy resources, policies and scientific studies towards a cleaner and more sustainable economy in Vietnam // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2020. – DOI: 10.1016/j.rser.2020.110117.

158. Novikov, A. V. Strategic factors for ensuring the sustainability of economic development of industrial complexes (for example, the shipbuilding industry) // Journal of Infrastructure, Policy and Development. – 2024. – Vol. 8, No. 8. – P. 1–16. – DOI: 10.24294/jipd.v8i8.6061.

159. Oliveira, H. S., Oliveira, H. P. Transformers for Energy Forecast // Sensors. – 2023. – Vol. 23. – Art. 6840. – DOI: 10.3390/s23156840.

160. Ozfirat, P. M., Stecuła, K., Eyuboglu, A. K., Ozfirat, M. K., Yetkin, M. E. Integrated Fuzzy AHP-Weighted Sum Model for Sustainable Wind Power Plant Site Selection in Bergama Region // Sustainability. – 2026. – Vol. 18. – Art. 1950. – DOI: 10.3390/su18041950.

161. Oskar, L., David, L. Oversizing Co-located Wind and Solar Parks to Increase the Capacity Factor // 21st Wind & Solar Integration Workshop. – 2022. – DOI: 10.1049/icp.2022.2823.

162. Otobo, J., Hartungi, R., Ibraheem, Y., Estebsari, A. Decision Support Tool for Electric Power Generation Development: A Feasibility Analysis for a Nigerian Case // Electronics. – 2023. – Vol. 12. – Art. 2807. – DOI: 10.3390/electronics12132807.

163. Pan, X., Ye, M., He, Q., Zhang, K. Spatial Distribution Pattern and Influencing Factors of Above-Ground Biomass and Species Diversity of Grassland in the Altay Forest Area // Land. – 2023. – Vol. 12. – Art. 1370. – DOI: 10.3390/land12071370.

164. Pham, T. H. The development of wind energy in Vietnam: Opportunities and challenges // Energy Policy. – 2020. – Vol. 139. – Art. 111479. – DOI: 10.1016/j.enpol.2020.111479.

165. Phuoc, T., Hung, N. T. Do green finance and energy counteract a sustainable environment in Vietnam? Quantile and frequency analysis // International Journal of Emerging Markets. – 2024. – DOI: 10.1108/IJOEM-03-2024-0507.

166. Pilipchuk, N. V., Strelnikova, T. D., Batova, O. V., Subkhonberdiev, A. S., Lyalyuk, A. V. Transformation of the Higher Education Services Market: Comparative Analysis by OECD Countries Approaches to Global // Sustainability, Markets, and Governance. – 2023. – № 175. – P. 321–332. – URL: https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-981-19-4005-7_36 (дата обращения: 21.05.2025).

167. Pollack, M., Lück, A., Wolf, M., Kraft, E., Völker, C. Energy and Business Synergy: Leveraging Biogenic Resources from Agriculture, Waste, and Wastewater in German Rural Areas // Sustainability. – 2023. – Vol. 15. – Art. 16573. – DOI: 10.3390/su152416573.

168. Pramanik, A. S., Sepasi, S. Transient Behavior Analysis of Microgrids in Grid-Connected and Islanded Modes: A Comparative Study of LVRT and HVRT Capabilities // Clean Technologies. – 2023. – Vol. 5. – P. 1287–1303. – DOI: 10.3390/cleantechnol5040065.

169. Prasittisopin, L. Power plant waste (fly ash, bottom ash, biomass ash) management for promoting circular economy in sustainable construction: emerging economy context // Smart and Sustainable Built Environment. – 2024. – DOI: 10.1108/SASBE-09-2024-0395.

170. Pratama, H. C., Sinsiri, T., Chapirom, A. Green Roof Development in ASEAN Countries: The Challenges and Perspectives // Sustainability. – 2023. – Vol. 15. – Art. 7714. – DOI: 10.3390/su15097714.

171. Qahtan, A. M. Aesthetic and Thermal Suitability of Highly Glazed Spaces with Interior Roller Blinds in Najran University Buildings, Saudi Arabia // Sustainability. – 2024. – Vol. 16. – Art. 2030. – DOI: 10.3390/su16052030.

172. Rahim, W., Ullah, I., Ullah, N., Alahmadi, A. A. Lightning Protection, Cost Analysis and Improved Efficiency of Solar Power Plant for Irrigation System // Sustainability. – 2022. – Vol. 14. – Art. 6235. – DOI: 10.3390/su14106235.

173. Rahmanta, M. A., Harto, A. W., Agung, A., Ridwan, M. K. Nuclear Power Plant to Support Indonesia's Net Zero Emissions: A Case Study of Small Modular Reactor Technology Selection Using Technology Readiness Level and Levelized Cost of Electricity Comparing Method // Energies. – 2023. – Vol. 16. – Art. 3752. – DOI: 10.3390/en16093752.

174. Rai, A., Maheshwari, S. Understanding the nexus between community engagement, and sustainable development goals in the context of renewable energy off-grid projects // International Journal of Energy Sector Management. – 2024. – DOI: 10.1108/IJESM-06-2024-0009.

175. Rana, M. B., Allen, M. M. C. How Institutions Influence Firms' Climate Change Strategies: Extending the Perspectives of International Business and Global Value Chains with Business Systems. – Leeds : Emerald Publishing Limited, 2024. – P. 265–294. – DOI: 10.1108/S1745-886220240000018018.

176. Rehman, S., Irshad, K., Ibrahim, N. I., AlShaikhi, A., Mohandes, M. A. Offshore Wind Power Resource Assessment in the Gulf of North Suez // Sustainability. – 2023. – Vol. 15. – Art. 15257. – DOI: 10.3390/su152115257.

177. Vietnam's Economy Forecast to Grow by 6.3% in 2023, World Bank report says // World Bank Group. – 2023. – URL: https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2023/03/13/vietnam-s-economy-forecast-to-grow-by-6-3-in-2023-world-bank-report-says (дата обращения: 03.12.2025).

178. Report on the socio-economic situation // General Statistics Office of Vietnam. – URL: https://www.gso.gov.vn (дата обращения: 03.12.2025).

179. Rola, K., Gruber, S., Goričanec, D., Urbancl, D. Waste Lignocellulosic Biomass as a Source for Bioethanol Production // Sustainable Chemistry. – 2024. – Vol. 5. – P. 1–12. – DOI: 10.3390/suschem5010001.

180. Rossa, V., Vasconcelos, S. d. C., Díaz, G. C. [et al.] Solketal Production Using Eco-Friendly Reduced Graphene Oxide as the Catalyst // Catalysts. – 2023. – Vol. 13. – Art. 1427. – DOI: 10.3390/catal13111427.

181. Safiullin, R., Arias, Z. Comprehensive Assessment of the Effectiveness of Passenger Transportation Processes using Intelligent Technologies // The Open Transportation Journal. – 2024. – DOI: 10.2174/0126671212320514240611100437.

182. Salim, A. M., Abu, D. S. A review of critical success factors for solar home system implementation in public housing // International Journal of Energy Sector Management. – 2023. – Vol. 17, No. 2. – P. 352–370. – DOI: 10.1108/IJESM-11-2021-0004.

183. Salman, A., Razman, M. T. Selection of renewable energy sources for sustainable development of electricity generation system using analytic hierarchy process: A case of Malaysia // Renewable Energy. – 2014. – Vol. 63. – P. 458–466. – DOI: 10.1016/j.renene.2013.10.001.

184. Samuel, O. D., Aigba, P. A., Tran, T. K., Fayaz, H., Pastore, C., Der, O., Erçetin, A., Enweremadu, C. C., Mustafa, A. Comparison of the Techno-Economic and Environmental Assessment of Hydrodynamic Cavitation and Mechanical Stirring Reactors for the Production of Sustainable Hevea brasiliensis Ethyl Ester // Sustainability. – 2023. – Vol. 15. – Art. 16287. – DOI: 10.3390/su152316287.

185. Sanggoro, H. B., Ladika, L., Rustendi, I., Pramono, S. A., Mohamad, D. Strengthening Standardization of Professional Engineering Competencies to Support Sustainable Construction Through Circular Economy Principles in Indonesia // International Journal of Engineering. – 2024. – Vol. 37, No. 11. – DOI: 10.5829/ije.2024.37.11b.07.

186. Sawik, B. Optimization of the Geothermal Energy for District Heating in the Polish Tatras Region: A Case Study. – Bingley : Emerald Publishing Limited, 2022. – Vol. 21. – P. 57–66. – DOI: 10.1108/S0276-897620220000021006.

187. Shang, B., Jiang, T., Bao, Z. A Study on Inter-Regional Cooperation Patterns and Evolution Mechanism of Traditional and Renewable Energy Sources // Sustainability. – 2022. – Vol. 14. – Art. 16022. – DOI: 10.3390/su142316022.

188. Sharmin, S., Biswas, W. K., Sarker, P. K. Evaluating Techno-Eco-Efficiency of Waste Clay Brick Powder (WCBP) in Geopolymer Binders // Buildings. – 2024. – Vol. 14. – Art. 692. – DOI: 10.3390/buildings14030692.

189. Shi, Y., Ding, L., He, C., Zhang, F., Zhang, Z., Dai, Q. Do village leaders' engagement, social interaction and financial incentive affect residents' solar PV adoption? An empirical study in rural China? // International Journal of Energy Sector Management. – 2022. – Vol. 16, No. 5. – P. 834–855. – DOI: 10.1108/IJESM-02-2021-0027.

190. Shimul, R., Yun, F. L., Johnny, C. L. C., Ngo, T. H., Joshua, S. F. Evaluation of Vietnam air emissions and the impacts of revised power development plan (PDP7 rev) on spatial changes in the thermal power sector // Atmospheric Pollution Research. – 2022. – DOI: 10.1016/j.apr.2022.101454.

191. Shojaee, B. S., Gendler, S. G. Sustainable illumination: experimental and simulation analysis of illumination for workers' wellbeing in the workplace // Heliyon. – 2024. – Vol. 10, No. 24. – Art. e40745. – DOI: 10.1016/j.heliyon.2024.e40745.

192. Singh, R., Rani, S., Joshi, A., Kumar, V. Harnessing Renewable Energy Sources: Inclusion of Net-Zero Industry for Climate Change Mitigation. – Leeds : Emerald Publishing Limited, 2025. – P. 127–144. – DOI: 10.1108/S2043-052320250000025007.

193. Stock, A., Cole, M., Kervyn, M., Fan, F., Ferguson, J., Nambiar, A., Pepper, B., Smailes, M., Campos-Gaona, D. Wind Farm Control for Improved Battery Lifetime in Green Hydrogen Systems without a Grid Connection // Energies. – 2023. – Vol. 16. – Art. 5181. – DOI: 10.3390/en16135181.

194. Strobel, M., Jakob, U., Streicher, W., Neyer, D. Spatial Distribution of Future Demand for Space Cooling Applications and Potential of Solar Thermal Cooling Systems // Sustainability. – 2023. – Vol. 15. – Art. 9486. – DOI: 10.3390/su15129486.

195. Stroykov, G. A., Babyr, N. V., Ilin, I. V., Marchenko, R. S. System of comprehensive assessment of project risks in energy industry // International Journal of Engineering, Transactions A: Basics. – 2021. – Vol. 34, No. 7. – P. 1778–1784. – DOI: 10.5829/ije.2021.34.07a.22.

196. Tan, J., Wang, R. Can Forest Resource Endowment Drive Green Economic Growth in the Context of the Low-Carbon Economy in China? // Forests. – 2023. – Vol. 14. – Art. 1380. – DOI: 10.3390/f14071380.

197. Tao, X., Thanganadar, D., Patchigolla, K. Compact Ammonia-Water Absorption Chiller of Different Cycle Configurations: Parametric Analysis Based on Heat Transfer Performance // Energies. – 2022. – Vol. 15. – Art. 6511. – DOI: 10.3390/en15186511.

198. Tarassodi, P., Adabi, J., Rezanejad, M. Energy Management of an Integrated PV/Battery/Electric Vehicles Energy System Interfaced by a Multi-port Converter // International Journal of Engineering. – 2023. – Vol. 36, No. 8. – DOI: 10.5829/ije.2023.36.08b.12.

199. Thai, H. T. N., Wang, C. N., Nguyen, V. T. Fuzzy Multi-Criteria Decision Making for Solar Power Plant Location Selection // Computers, Materials & Continua. – 2022. – Vol. 72, No. 3. – P. 4853–4865. – DOI: 10.32604/cmc.2022.026374.

200. The Ministry of Industry and Trade. The Draft National Power Development Plan for the 2021–2030 Period, with a Vision to 2045 (PDP VIII). – URL: https://moc.gov.vn/en/news/71492/national-power-development-plan-viii-paves-way-for-renewable-energy.aspx (дата обращения: 24.04.2025).

201. The World Bank. Small Hydro Resource Mapping in Vietnam Final Workshop, 2017. – URL: https://pubdocs.worldbank.org/en/534651504695771475/Vietnam-Small-Hydro-Mapping-Workshop-WB-ESMAP-Feb2017.pdf (дата обращения: 24.04.2025).

202. Tien, N. D. Green Credit in Vietnam: Policies and Practices. – Leeds : Emerald Publishing Limited, 2024. – P. 183–207. – DOI: 10.1108/978-1-83797-442-920241011.

203. Tiep, L. T., Huan, N. Q., Hong, T. T. T. Energy Efficiency: Determinants and Roles on Sustainable Development in Emerging Country // International Journal of Energy Economics and Policy. – 2021. – Vol. 11, No. 2. – P. 7–22. – DOI: 10.32479/ijeep.10717.

204. Titik, K., Wisnu, U. Strategic profiling: empirical evidence of supply chain strategy practices in small and medium enterprises // Journal of Indonesian Economy and Business. – 2019. – Vol. 34, No. 3. – DOI: 10.22146/jieb.39918.

205. Tong, G., Zhu, X., Liu, Y., Lv, F., Lu, X. Research on the Sealing Mechanism of Split-Liner High-Pressure Hydrogen Storage Cylinders // Processes. – 2024. – Vol. 12. – Art. 554. – DOI: 10.3390/pr12030554.

206. Tran, Q. T. Challenges and opportunities for renewable energy in Vietnam: A review // Renewable Energy. – 2021. – Vol. 163. – P. 150–162.

207. Tran, T. C., Hoang, A. L., Nguyen, M. K., Pham, A. H., Le, T. L., Nguyen, V. T., Ngo, D. T., Nguyen, X. H. Renewable energy from biomass surplus resource: potential of power generation from rice straw in Vietnam // Scientific Reports. – 2021. – DOI: 10.1038/s41598-020-80678-3.

208. Tran, K. T., Le, N., Nguyen, P. V. Assessing the role of consumer innovativeness and government incentives in enhancing the intention to install solar photovoltaic panels in Vietnam // International Journal of Organizational Analysis. – 2024. – DOI: 10.1108/IJOA-04-2024-4476.

209. Tsai, W. H. Balancing Profit and Environmental Sustainability with Carbon Emissions Management and Industry 4.0 Technologies // Energies. – 2023. – Vol. 16. – Art. 6175. – DOI: 10.3390/en16176175.

210. Tsai, W. H. Multi-Period Production Optimization Decision Models under Net-Zero Transformation // Processes. – 2023. – Vol. 11. – Art. 1439. – DOI: 10.3390/pr11051439.

211. Tsai, W. H., Chang, S. C., Teng, Y. Equilibrium between Environmental and Economic Objectives: An Activity-Based Costing Approach Application for Carbon Emissions Management in the Aluminum Alloy Wheel Industry // Energies. – 2024. – Vol. 17. – Art. 1331. – DOI: 10.3390/en17061331.

212. Tseng, M. L., Jeng, S. Y., Lin, C. W., Lim, M. K. Recycled construction and demolition waste material: a cost–benefit analysis under uncertainty // Management of Environmental Quality. – 2021. – Vol. 32, No. 3. – P. 665–680. – DOI: 10.1108/MEQ-08-2020-0175.

213. Urakami, A. Are the Barriers to Private Solar/Wind Investment in Vietnam Mainly Those That Limit Network Capacity Expansion? // Sustainability. – 2023. – Vol. 15. – Art. 10734. – DOI: 10.3390/su151310734.

214. Vasilev, B. U., Nguyen, T. H. Influence of semiconductor converters on asynchronous drive battery and motor in mining machines // MIAB. Mining Informational and Analytical Bulletin. – 2023. – № 9-1. – С. 299–318. – DOI: 10.25018/0236_1493_2023_91_0_299.

215. Vishnu, C. R., John, J. Reflections on solar energy adoption research: a semi-systematic review // International Journal of Energy Sector Management. – 2024. – DOI: 10.1108/IJESM-01-2024-0028.

216. Voivret, C., Bigot, D., Rivière, G. A Method to Compute Shadow Geometry in Open Building Information Modeling Authoring Tools: Automation of Solar Regulation Checking // Buildings. – 2023. – Vol. 13. – Art. 3120. – DOI: 10.3390/buildings13123120.

217. Vyrostková, L., Lumnitzer, E., Yehorova, A. Renewable Energy in the Eurozone: Exploring Macroeconomic Impacts via FMOLS // Energies. – 2024. – Vol. 17. – Art. 1159. – DOI: 10.3390/en17051159.

218. VNEEP, Vietnam Energy Statistic. – URL: http://vepg.vn/wp-content/uploads/2022/09/English-Energy-statistics-2020-Dec-2021.pdf (дата обращения: 21.02.2025).

219. Wang, C. N., Viet, V. T. H., Ho, T. P., Nguyen, V. T., Husain, S. T. Optimal Site Selection for a Solar Power Plant in the Mekong Delta Region of Vietnam // Energies. – 2020. – Vol. 13. – Art. 4066. – DOI: 10.3390/en13164066.

220. Wang, G., Zhao, B., Zhao, M. Investigation into the Performance Characteristics of the Organic Dry Farming Transition and the Corresponding Impact on Carbon Emissions Reduction // Agriculture. – 2024. – Vol. 14. – Art. 459. – DOI: 10.3390/agriculture14030459.

221. Wei, Y. M., Liang, Q. M., Wu, G., Liao, H. Review of World Energy Situation and China's Energy Security // Energy Economics. – Bingley : Emerald Publishing Limited, 2019. – P. 1–43. – DOI: 10.1108/978-1-83867-293-520191004.

222. World Bank. Vietnam Energy Sector Assessment. – Washington, DC : World Bank Publications, 2021.

223. World Energy Outlook 2023. – URL: https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023 (дата обращения: 21.02.2025).

224. WEC Energy Trilemma Index Tool – World Energy Council. – 2024. – URL: https://trilemma.worldenergy.org (дата обращения: 24.04.2025).

225. Westphal, K., Indra, O., Morgan, B., Talgat, I. U., Roman, V. The GeGaLo index: Geopolitical gains and losses after energy transition // Energy Strategy Reviews. – 2019. – Vol. 26. – Art. 100406. – DOI: 10.1016/j.esr.2019.100406.

226. Xu, J., Lin, Y. Energy Management for Hybrid Electric Vehicles Using Safe Hybrid-Action Reinforcement Learning // Mathematics. – 2024. – Vol. 12. – Art. 663. – DOI: 10.3390/math12050663.

227. Yin, F., Xiao, Y., Cao, R., Zhang, J. Impacts of ESG Disclosure on Corporate Carbon Performance: Empirical Evidence from Listed Companies in Heavy Pollution Industries // Sustainability. – 2023. – Vol. 15. – Art. 15296. – DOI: 10.3390/su152115296.

228. Yin, M., Song, P., Yan, W. How Does Network Infrastructure Construction Affect Livestock Carbon Emissions? // Agriculture. – 2023. – Vol. 13. – Art. 2244. – DOI: 10.3390/agriculture13122244.

229. Zeng, F., Wu, Y., Huang, W. C. On Market Property Right, Its Cost Components and Economic Significance // Advances in Pacific Basin Business,

Economics and Finance / ed. by C. F. Lee, M.-T. Yu. – Bingley : Emerald Publishing Limited, 2020. – Vol. 8. – P. 201–211. – DOI: 10.1108/S2514-465020200000008010.

230. Zhang, C., Jin, S. How Does an Environmental Information Disclosure of a Buyer's Enterprise Affect Green Technological Innovations of Sellers' Enterprise? // International Journal of Environmental Research and Public Health. – 2022. – Vol. 19. – Art. 14715. – DOI: 10.3390/ijerph192214715.

231. Zhang, L., Ponomarenko, T. Directions for Sustainable Development of China's Coal Industry in the Post-Epidemic Era // Sustainability. – 2023. – Vol. 15. – Art. 6518. – DOI: 10.3390/su15086518.

232. Zhang, S., Fu, J., Xing, S., Li, M., Liu, X., Yang, L., Lv, P. Sodium Silicates Modified Calcium Oxide as a High-Performance Solid Base Catalyst for Biodiesel Production // Catalysts. – 2023. – Vol. 13. – Art. 775. – DOI: 10.3390/catal13040775.

# ПРИЛОЖЕНИЕ А

## Показатели эффективности и оценочная информация, собранная автором для крупных СЭС во Вьетнаме

Таблица А.1 – Значения факторов дле MCDA 11 крупнейших солнечных электростанций во Вьетнаме (составлено автором с использованием сайта Vietnam Electricity Group - EVN: https://www.evn.com.vnи [85, 110, 140, 141, 178, 199, 200, 208, 213])

| Расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание (тыс долл/МВт) | Стоимость установки (млн. долл.) | Доступность городских территорий (баллы) | Климатические условия (баллы) | Уровень солнечной радиации, GHI(кВтч/м²/год) | Качественные характеристики земли (баллы) | Потребители электроэнергии (баллы) | Географическое положение / расстояние до крупных городов (км) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1. Xuan Thien Ea Sup | | | | | | | |
| 49 | 2018 | 2/5 (умеренный). Коммуна Иа Лоп, район Иа Суп (Дак Лак) связана провинциальными дорогами, но находится в относительно удаленном месте; развитая логистика и обеспечение связи с транспортными сетями здесь более ограничены, чем в прибрежных провинциях. | 3/5. Тропический муссон. Типичная температура 24–25°C; годовое количество осадков 1800 мм (диапазон 1600–2000 мм). Четко выраженный сухой сезон (ноябрь–апрель), влажный сезон увеличивает облачность и риск загрязнения. | 1700 (4,6–5,0 кВтч/м²/день). | 3/5. В основном сельская местность со средней сельскохозяйственной ценностью; стоимость земли, как правило, ниже, чем в пригородных зонах, но подготовка участка и внутренние дороги усложняют застройку на больших участках. | 2/5. Далеко от крупных центров потребления; более высокая зависимость от линий электропередачи на большие расстояния и более высокий риск ограничения выработки электроэнергии в часы пиковой нагрузки солнечных электростанций. | Расстояние до столицы провинции: 80 км до Буонматуота |

*Продолжение Таблицы А.1*

| Расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание (тыс долл/МВт) | Стоимость установки (млн. долл.) | Доступность городских территорий (баллы) | Климатические условия (баллы) | Уровень солнечной радиации, GHI(кВтч/м²/год) | Качественные характеристики земли (баллы) | Потребители электроэнергии (баллы) | Географическое положение / расстояние до крупных городов (км) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2. Dau Tieng 1,2,3 | | | | | | | |
| 18 | 499 | 5/5 (очень высокий). Расположен недалеко от озера Дау Тиенг в провинции Тайнинь; в непосредственной близости от основных дорог и промышленного коридора Хошимина, что обеспечивает эффективную логистику строительства и доступ для эксплуатации и технического обслуживания. | 5/5. Тропический муссон. Типичная температура 27°C; годовое количество осадков 2000 мм (диапазон 1800–2200 мм). Сухой сезон (декабрь–апрель) способствует стабильной выработке электроэнергии. | 1900 (5,0–5,5 кВтч/м²/день). | 5/5. Большая сплошная территория; низкая конкуренция за землю по краям водохранилища по сравнению с плотными пригородными зонами. | 5/5. Близость к промышленным паркам и крупным городским потребителям (регион Тайнинь-Биньзыонг-Хошимин), что снижает потери и повышает потенциал сбыта. | Расстояние до города Тайнинь — 40 км; до Хошимина — 100 км |

*Продолжение Таблицы А.1*

| Расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание (тыс долл/МВт) | Стоимость установки (млн. долл.) | Доступность городских территорий (баллы) | Климатические условия (баллы) | Уровень солнечной радиации, GHI(кВтч/м²/год) | Качественные характеристики земли (баллы) | Потребители электроэнергии (баллы) | Географическое положение / расстояние до крупных городов (км) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 3. Loc Ninh 1,2,3 | | | | | | | |
| 17 | 475 | 3/5 (средний). Приграничный район в провинции Биньфуок; инфраструктура развивается, но пропускная способность дорог и система предоставления услуг слабее, чем в коридоре Хошимина. | 3/5. Тропический муссон. Типичная температура 26–27°C; годовое количество осадков 2350 мм (диапазон 2200–2500 мм). Большее количество осадков означает больше облачных периодов. | 1700 (4,5–5,0 кВтч/м²/день). | 4/5 (высокий). Большие площади земли и относительно низкая цена на землю в сельских/приграничных районах. | 2/5. Расположен далеко от крупнейших центров потребления; требует мощной линии электропередачи для доставки энергии к ключевым потребителям. | Расстояние до Донг Хоай (столицы провинции Биньфуок) составляет 120 км. |

*Продолжение Таблицы А.1*

| Расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание (тыс долл/МВт) | Стоимость установки (млн. долл.) | Доступность городских территорий (баллы) | Климатические условия (баллы) | Уровень солнечной радиации, GHI(кВтч/м²/год) | Качественные характеристики земли (баллы) | Потребители электроэнергии (баллы) | Географическое положение / расстояние до крупных городов (км) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 4. Trung Nam Thuan Nam | | | | | | | |
| 21 | 475 | 5/5 (очень высокий). Коммуна Фуок Минь, Тхуан Нам (Ниньтхуан), расположена недалеко от национальной автомагистрали 1А и ключевых узловых точек; удобный подъезд для строительства и эксплуатации. | 5/5. Засушливый прибрежный климат. Типичная температура 27°C; годовое количество осадков 750 мм (диапазон 700–800 мм) и высокая продолжительность солнечного сияния (2600–2800 ч/год) способствуют высокому уровню использования фотоэлектрических систем. | 1950 (5,2–5,6 кВт·ч/м²/день) | 5/5. Сухие земли с низкой сельскохозяйственной ценностью снижают конфликтность землепользования и стоимость земли; благоприятная местность для крупномасштабных солнечных электростанций. | 4/5. Близость к провинциальным потребителям и инфраструктуре возобновляемой энергетики; сохраняется некоторый риск ограничения выработки электроэнергии в провинции Ниньтхуан, но подключение к сети для этого проекта надежное. | Расстояние до Фанранг-Тхапчам — 20 км. |

*Продолжение Таблицы А.1*

| Расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание (тыс долл/МВт) | Стоимость установки (млн. долл.) | Доступность городских территорий (баллы) | Климатические условия (баллы) | Уровень солнечной радиации, GHI(кВтч/м²/год) | Качественные характеристики земли (баллы) | Потребители электроэнергии (баллы) | Географическое положение / расстояние до крупных городов (км) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 5. BIM 1,2,3 Ninh Thuan | | | | | | | |
| 30 | 592.5 | 4/5. Расположен в провинции Тхуан Нам (Ниньтхуан) с хорошим доступом по основным дорогам и развитой сетью предприятий, занимающихся возобновляемой энергетикой. | 4/5. Засушливый прибрежный климат. Типичная температура 27°C; годовое количество осадков 800 мм (ориентировочный диапазон 700–900 мм) с большим количеством солнечных часов. | 1950(5,2–5,6 кВтч/м²/день). | 5/5. Засушливые земли с низкой сельскохозяйственной ценностью; большие участки, подходящие для размещения фотоэлектрических систем, и относительно низкая стоимость земли. | 4/5. Подключен к национальной энергосистеме и потребляет почти столько же, сколько в провинции; существует некоторый риск регионального ограничения потребления, характерный для Ниньтхуана, но он смягчается за счет модернизации специализированной энергосети. | Расстояние до Фанранг-Тхапчам составляет 15 км. |

*Продолжение Таблицы А.1*

| Расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание (тыс долл/МВт) | Стоимость установки (млн. долл.) | Доступность городских территорий (баллы) | Климатические условия (баллы) | Уровень солнечной радиации, GHI(кВтч/м²/год) | Качественные характеристики земли (баллы) | Потребители электроэнергии (баллы) | Географическое положение / расстояние до крупных городов (км) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 6. Phu My | | | | | | | |
| 16 | 257 | 5/5. Коммуны Ми Ан и Ми Тханг (район Фу Ми, провинция Биньдинь) расположены недалеко от национальной автомагистрали 1A и прибрежных логистических маршрутов; хорошая транспортная доступность. | 5/5. Тропический муссонный климат (прибрежный). Типичная температура 26–27°C; годовое количество осадков 1750 мм (диапазон 1700–1800 мм). Более длительный сухой сезон способствует стабильной выработке фотоэлектрической энергии; высокая влажность в прибрежной зоне увеличивает риск коррозии и загрязнения. | 1780 (4,8–5,0 кВтч/м²/день). | 5/5. Большой, сплошной участок; умеренная стоимость земли по сравнению с мегаполисами; ограниченное количество конкурирующих видов землепользования по сравнению с плотными городскими зонами. | 4/5. Близость к провинциальным промышленным и городским потребителям, а также хорошее подключение к электросети, что снижает потери. | Расстояние до Куи Нхона — 70 км. |

*Продолжение Таблицы А.1*

| Расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание (тыс долл/МВт) | Стоимость установки (млн. долл.) | Доступность городских территорий (баллы) | Климатические условия (баллы) | Уровень солнечной радиации, GHI(кВтч/м²/год) | Качественные характеристики земли (баллы) | Потребители электроэнергии (баллы) | Географическое положение / расстояние до крупных городов (км) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 7. Hong Phong 1A,1B, 4 | | | | | | | |
| 22 | 330 | 4/5. Муниципалитет Хонгфонг, провинция Бакбинь (Биньтхуан), расположен недалеко от основных транспортных магистралей, включая национальную автомагистраль 1А; хорошая логистика строительства. | 5/5. Полузасушливый прибрежный климат. Типичная температура 27°C; годовое количество осадков 900 мм (диапазон 800–1000 мм) и высокая продолжительность солнечного сияния (2500–2700 часов в год). | 1950 (5,1–5,4 кВтч/м²/день). | 5/5. Засушливые земли с низкой сельскохозяйственной ценностью; относительно низкая цена земли и подходящая местность для размещения солнечных батарей. | 4/5. Близость к промышленной зоне и подключение к национальной электросети; умеренный риск ограничения выработки электроэнергии. | Расстояние до Фантьета 50 км. |
| 8. Xuan Thien Thuan Bac | | | | | | | |
| 22 | 277 | 4/5. Район Тхуан Бак (провинция Ниньтхуан) с доступом к национальной автомагистрали 1А и развитой цепочкой поставок возобновляемой энергии. | 5/5. Засушливый прибрежный климат. Типичная температура 27°C; годовое количество осадков 800 мм; высокая продолжительность солнечного сияния (2600–2800 часов в год). | 1980 (5,3–5,6 кВтч/м²/день). | 5/5. Засушливые земли, низкая сельскохозяйственная ценность, относительно низкая стоимость земли. | 4/5. Рядом с промышленными парками Ниньтхуана; хорошее подключение к электросети. | Расстояние до Фанранг-Тхапчам составляет 40 км. |

*Продолжение Таблицы А.1*

| Расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание (тыс долл/МВт) | Стоимость установки (млн. долл.) | Доступность городских территорий (баллы) | Климатические условия (баллы) | Уровень солнечной радиации, GHI(кВтч/м²/год) | Качественные характеристики земли (баллы) | Потребители электроэнергии (баллы) | Географическое положение / расстояние до крупных городов (км) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 9. Hoa Hoi | | | | | | | |
| 15 | 197 | 3/5. Район Фу Хоа (Фу Йен) обслуживается шоссе № 25 и провинциальными дорогами; доступность адекватная, но не такая развитая, как в коридоре Хошимина. | 3/5. Тропический муссон. Типичная температура 26°C; годовое количество осадков 1600 мм (диапазон 1500–1700 мм). Сезонность влияет на стабильность поколений. | 1800 (4,7–5,0 кВтч/м²/день) | 4/5. Сельские земли в Фуйене с относительно низкой ценой; умеренная конкуренция за землю. | 4/5. Удобное подключение к электросети и близость к провинциальным промышленным паркам/потребителям. | Расстояние до Туй Хоа: 40 км. |
| 10. Sao Mai Solar PV1 | | | | | | | |
| 23 | 237 | 4/5. В коммуне Ан Хао, Тинь Бьен (Анзянг), развиваются региональные транспортные связи; близость к сети автомобильных дорог дельты Меконга обеспечивает преимущества в логистике. | 5/5. Тропический муссон (дельта Меконга). Типичная температура 27°C; годовое количество осадков 1400 мм; сезонная облачность и влажность повышают потребность в техническом обслуживании и очистке почвы. | 1820 (4,8–5,2 кВтч/м²/день). | 4/5. Преимущественно сельскохозяйственный регион; земля доступна и дешевле, чем в крупных городах, но ограничения в планировании землепользования выше. | 4/5. Подключен к энергосистеме, обслуживающей юго-западный регион; центры потребления электроэнергии в провинции находятся в непосредственной близости. | Расстояние до Лонг Сюйен (столицы провинции Анзянг) составляет 65 км. |

*Продолжение Таблицы А.1*

| Расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание (тыс долл/МВт) | Стоимость установки (млн. долл.) | Доступность городских территорий (баллы) | Климатические условия (баллы) | Уровень солнечной радиации, GHI(кВтч/м²/год) | Качественные характеристики земли (баллы) | Потребители электроэнергии (баллы) | Географическое положение / расстояние до крупных городов (км) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 11. Trung Nam Thuan Bac | | | | | | | |
| 223 | 198 | 4/5. Тхуан Бак (Ниньтхуан) расположен недалеко от национальной автомагистрали 1А, что обеспечивает хороший доступ к поставщикам услуг и объектам электросетей. | 5/5. Засушливый прибрежный климат. Типичная температура 27°C; годовое количество осадков 800 мм; большое количество солнечных часов. | 1950 (5,2–5,5 кВтч/м²/день). | 4/5. В целом, земли имеют низкую сельскохозяйственную ценность; существуют некоторые локальные ограничения, связанные с кластерной застройкой объектов возобновляемой энергетики. | 4/5. Расположение вблизи промышленных зон и хорошее подключение к национальной энергосистеме; сохраняется типичный региональный риск ограничения выработки электроэнергии. | Расстояние до Фанранг-Тхапчам составляет 35 км. |

Таблица А.2 – Балльная оценка и выбор СЭС (составлено автором)

| Основные факторы | Расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание | Стоимость установки | Доступность городских территорий | Климатические условия | Уровень солнечной радиации | Качественные характеристики земли | Потребители электроэнергии | Географическое положение / расстояние до крупных городов | Суммарный балл с учетом уровня влияния | Ранг |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| уровень влияния | 17.71% | 15.5% | 12.23% | 11.75% | 11.08% | 11.07% | 10.47% | 10.18% | | |
| 1. Xuan Thien Ea Sup | 1 | 1 | 2 | 3 | 3 | 3 | 2 | 2 | 2.01 | 11 |
| 2. Dau Tieng 1,2,3 | 4 | 4 | 5 | 5 | 4 | 5 | 5 | 5 | 4.56 | 2 |
| 3. Loc Ninh 1,2,3 | 4 | 4 | 3 | 3 | 3 | 4 | 2 | 2 | 3.24 | 10 |
| 4. Trung Nam Thuan Nam | 5 | 5 | 5 | 4 | 5 | 5 | 4 | 5 | 4.78 | 1 |
| 5. BIM 1,2,3 Ninh Thuan | 3 | 3 | 4 | 4 | 5 | 5 | 4 | 5 | 3.99 | 7 |
| 6. Phu My | 2 | 4 | 5 | 5 | 5 | 5 | 4 | 5 | 4.21 | 4 |
| 7. Hong Phong 1A,1B, 4 | 3 | 3 | 4 | 5 | 5 | 5 | 4 | 4 | 4.01 | 6 |
| 8. Xuan Thien Thuan Bac | 3 | 4 | 4 | 5 | 5 | 5 | 4 | 4 | 4.16 | 5 |
| 9. Hoa Hoi | 4 | 4 | 3 | 3 | 3 | 4 | 4 | 3 | 3.55 | 9 |
| 10. Sao Mai Solar PV1 | 3 | 3 | 4 | 5 | 4 | 4 | 4 | 3 | 3.68 | 8 |
| 11. Trung Nam Thuan Bac | 4 | 4 | 4 | 5 | 5 | 4 | 4 | 4 | 4.23 | 3 |

Таблица А.3 – Инструменты стимулирования солнечной энергетики в странах – лидерах отрасли (составлено автором на основе [9, 11, 13, 20, 75, 77, 79, 86, 91, 93, 94, 95, 97, 110, 117, 123-125, 153, 155, 166, 199, 202, 203, 215, 217])

| Страны | Зеленый тариф | Формы государственного и негосударственного финансирования | Налоговые льготы | Меры нормативно-правовой поддержки |
|---|---|---|---|---|
| **Китай** | **FIT**20 лет (2000–2020) для солнечной энергии снизились с 0.14 доллар США/кВтч в 2011 году до 0,056 доллар/кВтч в 2020 году, сейчас отменен; **FIP** от 0,07 до 0.17 доллар/кВтч, сейчас действует; **Сертификаты ВИЭ** действуютс 2017 года; **Тарифы для малых предприятий** с 2017 года (в 2020 году малые солнечные установки получали 0.011 долл. за кВтч.) | **Субсидии экологических фондов** – Китайский фонд ВИЭ (RenewableEnergyFund) с общим объемом финансирования 140 миллионов долларов **Инвестиции в НИОКР** 676 миллиард долларов в 2023 году. **Инвестиции в инфраструктуру** – энергетические сети и хранилища в 2022 году составили более 120 млрд долларов США. **Глобальный экологический фонд (GEF)** с 1991 года было проинвестировано 54 проекта ВИЭ с общим инвестиционным капиталом 515 млн долл**.** | **Освобождение от корпоративного подоходного налога** – на срок до 3 лет предоставляется для новых предприятий, занимающихся производством энергии из ВИЭ, таких как солнечная и ветровая энергия. **Снижение НДС**: на оборудование для солнечной энергетики применяется по ставке 13%, (обычная ставка НДС в Китае составляет 17%) | **RPS –** 20% ВИЭ от общего объема потребляемой энергии. **Стратегии развития ВИЭ –** Стратегия на 2021-2025 годы была направлена на достижение углеродной нейтральности к 2060 году. **Образовательные программы –** некоторые университеты (Университет Цинхуа и Пекинский университет) с 2000 года предлагают специализированные программы обучения в области ВИЭ, экологического инжиниринга и зеленых технологий, в частности, программу «RenewableEnergyfortheFuture» |

*Продолжение Таблицы А.3*

| **Страны** | **Зеленый тариф** | **Формы государственного и негосударственного финансирования** | **Налоговые льготы** | Меры нормативно-правовой поддержки |
|---|---|---|---|---|
| **США** | **FIT и FIP**не применяется; **RenewableEnergyCertificates (RECs) –**каждый сертификат эквивалентен стоимости 1 МВтч электроэнергии, произведенной из ВИЭ. Цены RECs могут варьироваться в зависимости от рыночного спроса и предложения, а также требований конкретного штата к ВИЭ; **Тарифы для малых предприятий** с 1990-х годов, программа NetMetering в Калифорнии позволяет малым предприятиям получать кредит за избыточную солнечную энергию, которую они поставляют в сеть. | **Субсидии из бюджета –** в 2022 году правительство направило 10% от бюджета энергетического сектора в проекты по развитию ВИЭ (627 миллиардов долл.); **Инвестиции в НИОКР (ВИЭ)** на федеральном уровне в 2022 году составили около 1,5 млрд долл.; **Инвестиции в инфраструктуру –** в рамках Закона об инфраструктуре 2021 года выделено 75 миллиардов долларов на развитие зеленой инфраструктуры. | **Снижение корпоративного подоходного налога –** с 2015 года применяется политика Инвестиционного налогового кредита (InvestmentTaxCreditITC), позволяющая предприятиям вычитать 30% инвестиционных затрат в ВИЭ. **Снижение ставки по налогу на имущество –** с 2000 года, снижение налогов составляет от 50% до 100% в зависимости от региона. **Ускоренная амортизация –** в форме модифицированной системы ускоренного возмещения затрат (ModifiedAcceleratedCostRecoverySystemMACRS), позволяет предприятиям амортизировать активы, вложенные в ВИЭ, в течение 5 лет. | Многие штаты в США внедрили **RPS**, которые требуют от энергетических компаний получать определенный процент своей электроэнергии из ВИЭ. Например, Калифорния требует, чтобы 60% электроэнергии было получено из ВИЭ источников к 2030 году, а 100% к 2045 году. **Программы повышения энергоэффективности –** Программа Energystar в США с 1992 года поощряет внедрение энергосберегающих технологий посредством маркировки продукции и поддержки исследований. |

*Продолжение Таблицы А.3*

| Страны | Зеленый тариф | Формы государственного и негосударственного финансирования | Налоговые льготы | Меры нормативно-правовой поддержки |
|---|---|---|---|---|
| **Япония** | **FIT**применялся8 лет (2012–2020), для солнечной энергии снизился с 0.27 доллар/кВтч в 2012 году до 0.13 доллар/кВтч в 2020 году;<br>**FIP**не применяется;<br>**Система зеленых сертификатов** была запущена с 2012 года как часть усилий по стимулированию использования ВИЭ после аварии на Фукусиме;<br>**Тарифы для малых предприятий** с 2012 года (в 2021 году малые солнечные установки получали 0.25 долл. за кВтч.) | **Субсидии экологических фондов –** Японское агентство по международному сотрудничеству (JICA) и Фонд ВИЭ с общими инвестициями в миллиард долларов | **Освобождение от корпоративного подоходного налога**: конкретный период освобождения от налога может варьироваться в зависимости от каждого проекта и правил.<br>**Снижение НДС**: 10% | **RPS –** 24% возобновляемой энергии от общего объема потребляемой энергии.<br>**Образовательные программы –** программа «RenewableEnergyInitiative» (с 2012 года) |

*Продолжение Таблицы А.3*

| Страны | Зеленый тариф | Формы государственного и негосударственного финансирования | Налоговые льготы | Меры нормативно-правовой поддержки |
|---|---|---|---|---|
| **Германия** | **FIT** с 2000 года действует до сих пор, 0.06–0.08 доллар/кВтч;<br>**FIP** была введена в 2017 году и продолжает действовать, может составлять от 0.02 до 0.04 доллар/кВтч в дополнение к рыночной цене;<br>**Система зеленых сертификатов** была внедрена с 2000 года в рамках Закона о ВИЭ (EEG);<br>**Тарифы для малых предприятий** с 2000 года (в 2020 году тарифы для малых установок составили около 0.086 долл. за кВтч. | **Субсидии из бюджета –** в 2022 году бюджет на ВИЭ составил 10 миллиардов долларов, что эквивалентно 0,5% от общего государственного бюджета.<br>**Контракты на разницу в ценах (CfDs)** с 2023 года, правительство выделило бюджет в размере 2.2 миллиардов долл., при этом средняя цена CfDs для проектов – 0.055-0.077 доллара за кВтч.<br>**Инвестиции в НИОКР - программа** «Горизонт Европы», лидерство в области инноваций.<br>**Инвестиции в инфраструктуру –** финансирование строительства сети, соединяющей морские ветряные электростанции 10–15 млрд долларов на проекты в 2020. | **Снижение НДС –** на солнечные панели до нуля в рамках инициативы по увеличению доступности ВИЭ и сокращению углеродного следа. | **Законы о ВИЭ –** Директива по ВИЭ (RED) 2023 года, новые меры включают упрощение выдачи разрешений на проекты и интеграцию ВИЭ в промышленные, транспортные, отопительные и охлаждающие системы.<br>Цель – 65% электроэнергии должно производиться из возобновляемых источников к 2030 году.<br>**Программы повышения энергоэффективности –** Директива по энергоэффективности в 2023 году, установив обязательную цель по сокращению энергопотребления на 11.7% к 2030 году;<br>**Образовательные программы –** программа «Energiewende» (с 1990 год). |

*Продолжение Таблицы А.3*

| Страны | Зеленый тариф | Формы государственного и негосударственного финансирования | Налоговые льготы | Меры нормативно-правовой поддержки |
|---|---|---|---|---|
| **Таиланд** | **FIT** существует с 2012–2022 года, 0.023 доллар/кВтч, затем с 2023-2027 года от 0.017 до 0.02 доллар/кВтч в зависимости от типа генератора;<br>**FIP**не применяется;<br>**Система зеленых сертификатов** была запущена в 2015 году в рамках программы поощрения ВИЭ;<br>**Тарифы для малых предприятий** с 2015 года (в 2020 году малые солнечные установки получали 0.1 долл. за кВтч.) | **Субсидии экологических фондов** – Фонд поддержки возобновляемой энергетики (RenewableEnergySupportFund);<br>**Глобальный экологический фонд (GEF)** с 2000 года было проинвестировано 19 ВИЭ проектов с общим инвестиционным капиталом 60 миллионов долл.;<br>**Программа «Фотоэлектрическая крыша»** предлагает кредитную линию с низкой процентной ставкой 4% годовых. | **Освобождение от налога на прибыль и имущество** с 2010 года. Компании, занимающиеся производством и установкой возобновляемых источников энергии, могут получить освобождение от налога на прибыль в течение 8 лет и освобождение от налога на имущество на срок до 5 лет. | **RPS**с 2010 – 30% возобновляемой энергии от общего объема потребляемой энергии;<br>**Образовательные программы –** программа «GreenNation» (с 2000 год) |

*Продолжение Таблицы А.3*

| Страны | Зеленый тариф | Формы государственного и негосударственного финансирования | Налоговые льготы | Меры нормативно-правовой поддержки |
|---|---|---|---|---|
| **Австралия** | **FIT** с 2009 года действует до сих пор. Новый Южный Уэльс: тарифы 0.1–0.2 доллар/кВтч для домашних солнечных установок. Виктория: тариф в размере около 0.15 доллар/кВтч для новых солнечных установок; **FIP**не применяется; **Система зеленых сертификатов**, известная как RenewableEnergyCertificates (RECs), была введена с 2001 года в рамках Национальной программы по ВИЭ; **Тарифы для малых предприятий** с 2001 года. | **Субсидии экологических фондов –** Финансовая корпорация чистой энергии (CEFC) Австралии с капиталом в размере 7 миллиардов долларов. **Контракты на разницу в ценах (CfDs)** с 2015 года. **Глобальный экологический фонд (GEF)** | Австралия применяет программу «Схема малой возобновляемой энергетики» **(Small-scale Renewable Energy Scheme – SRES)**, по которой малые СЭС могут получить налоговые льготы, позволяющие снизить затраты на установку на 20–40% от инвестиций | Закон о возобновляемых источниках энергии (RenewableEnergy (Electricity) Act 2000) Программа RenewableEnergyTarget (**RET**) требует к 2030 году 50% возобновляемых источников. **Образовательные программы –** программа «Clean Energy Council» (с 2007 год) |

Данные СЭС Xuan Thien Ea Sup:
- Установленная мощность (МВт) - 831
- Капитальные вложения (млн.) - 2018
- Эксплуатационные расходы - 2% от капитальных расходов в год
- Выработка чистой энергии (млн./кВт*ч) - 2294913 час
- Срок кредита – 15 лет
- Согласно Постановлению 11/2023/ND-CP, проекты в области возобновляемой энергетики, использующие сельскохозяйственные земли для производства солнечной энергии, освобождены от налога.

Таблица А.4 – Расчет показателей экономической эффективности **по проекту СЭС Xuan Thien Ea Sup для рыночных условий** (базовый вариант) (составлено автором на основе [23, 74, 95, 110, 141-152, 157, 155, 165, 177, 190, 200, 202])

| Показатели, долл. | Эксплуатационный период | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 0 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | … | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 |
| Объем инвестиций (млн. долл.) | -2018 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Кредит (млн. долл.) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Тариф на электроэнергию (долл./кВт*час) | - | 0.067 | 0.067 | 0.067 | 0.067 | 0.067 | 0.087 | 0.091 | 0.095 | 0.099 | 0.103 | 0.108 | … | 0.128 | 0.132 | 0.137 | 0.141 | 0.145 |
| среднее количество солнечных часов в год | | 2010 | 2010 | 2010 | 2010 | 2010 | 2010 | 2010 | 2010 | 2010 | 2010 | 2010 | … | 2010 | 2010 | 2010 | 2010 | 2010 |
| Годовое производство электроэнергии (млн./кВт*ч) | | 1670 | 1670 | 1670 | 1670 | 1670 | 1670 | 1670 | 1670 | 1670 | 1670 | 1670 | … | 1670 | 1670 | 1670 | 1670 | 1670 |
| Выручка (млн. долл.) | 0 | 111 | 111 | 111 | 111 | 111 | 145 | 152 | 159 | 165 | 172 | 180 | … | 214 | 221 | 228 | 235 | 242 |
| Эксплуатационные затраты (млн. долл.) | 0 | 40.36 | 40.36 | 40.36 | 40.36 | 40.36 | 40.36 | 40.36 | 40.36 | 40.36 | 40.36 | 40.36 | … | 40.36 | 40.36 | 40.36 | 40.36 | 40.36 |
| Амортизация (млн. долл.) | | 100.9 | 100.9 | 100.9 | 100.9 | 100.9 | 100.9 | 100.9 | 100.9 | 100.9 | 100.9 | 100.9 | … | 100.9 | 100.9 | 100.9 | 100.9 | 100.9 |
| Прибыль до налогообложения (млн. долл.) | | -30 | -30 | -30 | -30 | -30 | 4 | 11 | 17 | 24 | 31 | 39 | … | 73 | 80 | 87 | 94 | 101 |
| Налог на прибыль (млн. долл.) | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | … | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Чистая прибыль (млн. долл.) | | -30 | -30 | -30 | -30 | -30 | 4 | 11 | 17 | 24 | 31 | 39 | … | 73 | 80 | 87 | 94 | 101 |

*Продолжение Таблицы А.4*

| Показатели, долл. | Эксплуатационный период | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 0 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | … | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 |
| Выплата кредита/привлечение инвестиций (млн. долл.) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | … | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Амортизация (млн. долл.) | | 100.9 | 100.9 | 100.9 | 100.9 | 100.9 | 100.9 | 100.9 | 100.9 | 100.9 | 100.9 | 100.9 | … | 100.9 | 100.9 | 100.9 | 100.9 | 100.9 |
| Денежный доход/денежный поток (млн. долл.) | 0 | 71 | 71 | 71 | 71 | 71 | 105 | 112 | 118 | 125 | 132 | 140 | … | 174 | 181 | 188 | 195 | 202 |
| Коэф-т дисконтир-ия (8%) | 1 | 0.93 | 0.86 | 0.79 | 0.74 | 0.68 | 0.63 | 0.58 | 0.54 | 0.50 | 0.46 | 0.43 | … | 0.29 | 0.27 | 0.25 | 0.23 | 0.21 |
| Чистые дисконтир. ден. потоки | -2018 | 65.79 | 60.91 | 56.40 | 52.22 | 48.36 | 66.14 | 65.14 | 63.92 | 62.53 | 60.99 | 60.06 | … | 50.74 | 48.85 | 46.97 | 45.09 | 43.24 |
| Кумулятивный ЧДД (8%) | -2018 | -1952 | -1891 | -1834 | -1782 | -1734 | -1668 | -1603 | -1539 | -1477 | -1416 | -1356 | … | -1083 | -1035 | -988 | -942 | -899 |



Таблица А.5 – Расчет постоянного значения FIT на весь период **по проекту СЭС Xuan Thien Ea Sup** (составлено автором на основе [23, 74, 95, 110, 141-152, 157, 155, 165, 177, 190, 200, 202])

| Показатели, долл. | Эксплуатационный период | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 0 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | … | 2040 | 2041 | 2042 | 2043 | 2044 | 2045 |
| Объем инвестиций (млн. долл.) | -2018 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Тариф на электроэнергию (долл./кВт*час) (базовый) | - | 0.067 | 0.067 | 0.067 | 0.067 | 0.067 | 0.087 | 0.091 | 0.095 | 0.099 | 0.103 | … | 0.124 | 0.128 | 0.132 | 0.137 | 0.141 | 0.145 |
| FIT (долл./кВт*час) | - | 0.147 | 0.147 | 0.147 | 0.147 | 0.147 | 0.147 | 0.147 | 0.147 | 0.147 | 0.147 | … | 0.147 | 0.147 | 0.147 | 0.147 | 0.147 | 0.147 |
| Гос. поддержка (за год), млн. долл. | - | 134 | 134 | 134 | 134 | 134 | 101 | 94 | 87 | 81 | 74 | … | 39 | 32 | 25 | 18 | 11 | 4 |

*Продолжение Таблицы А.5*

| Показатели, долл. | Эксплуатационный период | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 0 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | … | 2040 | 2041 | 2042 | 2043 | 2044 | 2045 |
| Годовое производство электроэнергии (млн. кВт*ч) | - | 1670 | 1670 | 1670 | 1670 | 1670 | 1670 | 1670 | 1670 | 1670 | 1670 | … | 1670 | 1670 | 1670 | 1670 | 1670 | 1670 |
| Коэффициент мощности (%) | - | 21.5 | 21.5 | 21.5 | 21.5 | 21.5 | 21.5 | 21.5 | 21.5 | 21.5 | 21.5 | … | 21.5 | 21.5 | 21.5 | 21.5 | 21.5 | 21.5 |
| Выручка (млн. долл.) | - | 246 | 246 | 246 | 246 | 246 | 246 | 246 | 246 | 246 | 246 | … | 246 | 246 | 246 | 246 | 246 | 246 |
| Эксплуатационные затраты (млн. долл.) | - | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | … | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 |
| Амортизация (млн. долл.) | - | 101 | 101 | 101 | 101 | 101 | 101 | 101 | 101 | 101 | 101 | … | 101 | 101 | 101 | 101 | 101 | 101 |
| Прибыль до налогообложения (млн. долл.) | - | 105 | 105 | 105 | 105 | 105 | 105 | 105 | 105 | 105 | 105 | … | 105 | 105 | 105 | 105 | 105 | 105 |
| Чистая прибыль (млн. долл.) | - | 105 | 105 | 105 | 105 | 105 | 105 | 105 | 105 | 105 | 105 | … | 105 | 105 | 105 | 105 | 105 | 105 |
| Денежный поток (млн. долл.) | - 2018 | 206 | 206 | 206 | 206 | 206 | 206 | 206 | 206 | 206 | 206 | … | 206 | 206 | 206 | 206 | 206 | 206 |
| Коэф-т дисконтир-ия (8%) | 1 | 0.93 | 0.86 | 0.79 | 0.74 | 0.68 | 0.63 | 0.58 | 0.54 | 0.50 | 0.46 | … | 0.32 | 0.29 | 0.27 | 0.25 | 0.23 | 0.21 |
| Дисконтированный денежный поток (млн. долл.) | - 2018 | 190 | 176 | 163 | 151 | 140 | 130 | 120 | 111 | 103 | 95 | … | 65 | 60 | 56 | 51 | 48 | 44 |
| Кумулятивный ЧДД | - 2018 | -1828 | -1651 | -1488 | -1337 | -1197 | -1068 | -948 | -837 | -734 | -639 | … | -259 | -199 | -143 | -92 | -44 | 0 |

При FIT = 0,147 долл/кВт-час NPV равен 0;

Гос. поддержка всего (за период) = 1459.34 млн. долл.;

Гос. поддержка в год (средняя) = 72.97 млн. долл./год;

Гос. поддержка PV (дисконт. 10%) = 814 млн. долл;

Гос. поддержка PV (дисконт. 15%) =652 млн. долл.

Таблица А.6 – Расчет FIT с постоянным темпом прироста (составлено автором на основе [23, 74, 95, 110, 141-152, 157, 155, 165, 177, 190, 200, 202])

| Показатели, долл. | Эксплуатационный период | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 0 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | … | 2040 | 2041 | 2042 | 2043 | 2044 | 2045 |
| Объем инвестиций (млн. долл.) | -2018 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Кредит (млн. долл.) | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Тариф на электроэнергию (долл./кВт*час) (базовый) | - | 0.067 | 0.067 | 0.067 | 0.067 | 0.067 | 0.087 | 0.091 | 0.095 | 0.099 | 0.103 | … | 0.124 | 0.128 | 0.132 | 0.137 | 0.141 | 0.145 |
| FIT (долл./кВт*час) | - | 0.067 | 0.073 | 0.080 | 0.088 | 0.097 | 0.106 | 0.117 | 0.128 | 0.140 | 0.154 | … | 0.245 | 0.269 | 0.296 | 0.324 | 0.356 | 0.391 |
| Гос. поддержка (за год), млн. долл. | - | - | 11 | 23 | 36 | 50 | 32 | 43 | 55 | 69 | 85 | … | 203 | 236 | 273 | 314 | 360 | 411 |
| Годовое производство электроэнергии (млн. кВт*ч) | - | 1670 | 1670 | 1670 | 1670 | 1670 | 1670 | 1670 | 1670 | 1670 | 1670 | … | 1670 | 1670 | 1670 | 1670 | 1670 | 1670 |
| Коэффициент мощности (%) | - | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | … | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 |
| Выручка (млн. долл.) | - | 111 | 122 | 134 | 147 | 162 | 177 | 195 | 214 | 235 | 257 | … | 410 | 450 | 494 | 542 | 595 | 653 |
| Эксплуатационные затраты (млн. долл.) | - | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | … | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 |
| Амортизация (млн. долл.) | - | 101 | 101 | 101 | 101 | 101 | 101 | 101 | 101 | 101 | 101 | … | 101 | 101 | 101 | 101 | 101 | 101 |
| Прибыль до налогообложения (млн. долл.) | - | -30 | -19 | -7 | 6 | 20 | 36 | 53 | 72 | 93 | 116 | … | 269 | 309 | 352 | 401 | 453 | 511 |

*Продолжение Таблицы А.6*

| Показатели, долл. | Эксплуатационный период | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 0 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | … | 2040 | 2041 | 2042 | 2043 | 2044 | 2045 |
| Чистая прибыль (млн. долл.) | - | -30 | -19 | -7 | 6 | 20 | 36 | 53 | 72 | 93 | 116 | … | 269 | 309 | 352 | 401 | 453 | 511 |
| Денежный поток (млн. долл.) | -2018 | 71 | 82 | 94 | 107 | 121 | 137 | 154 | 173 | 194 | 217 | … | 370 | 410 | 453 | 502 | 554 | 612 |
| Коэф-т дисконтир-ия (8%) | 1 | 0.93 | 0.86 | 0.79 | 0.74 | 0.68 | 0.63 | 0.58 | 0.54 | 0.50 | 0.46 | … | 0.32 | 0.29 | 0.27 | 0.25 | 0.23 | 0.21 |
| Дисконтированный денежный поток (млн. долл.) | -2018 | 66 | 70 | 74 | 79 | 83 | 86 | 90 | 94 | 97 | 101 | … | 116 | 120 | 123 | 126 | 128 | 131 |
| Кумулятивный ЧДД | -2018 | -1952 | -1882 | -1807 | -1729 | -1646 | -1560 | -1470 | -1376 | -1279 | -1179 | … | -627 | -508 | -385 | -260 | -131 | 0 |

Гос. поддержка всего (за период) = 2745 млн. долл.;

Гос. поддержка в год (средняя) = 137 млн. долл./год;

Гос. поддержка PV (дисконт. 10%) = 703 млн. долл;

Гос. поддержка PV (дисконт.15%) = 402 млн. долл.

Таблица А.7 – Расчеты показателей экономической эффективности сценарий 3 (гипотеза): льготный кредит 4%, FIT постоянный, NPV=0 (составлено автором на основе [23, 74, 95, 110, 141-152, 157, 155, 165, 177, 190, 200, 202])

| Показатели, долл. | Эксплуатационный период | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 0 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | … | 2040 | 2041 | 2042 | 2043 | 2044 | 2045 |
| Объем инвестиций (млн. долл.) | -2018 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Кредит (млн. долл.) | 2018 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Тариф на электроэнергию (долл./кВт*час) (базовый) | - | 0.067 | 0.067 | 0.067 | 0.067 | 0.067 | 0.087 | 0.091 | 0.095 | 0.099 | 0.103 | … | 0.124 | 0.128 | 0.132 | 0.137 | 0.141 | 0.145 |
| FIT (долл./кВт*час) | - | 0.12 | 0.12 | 0.12 | 0.12 | 0.12 | 0.12 | 0.12 | 0.12 | 0.12 | 0.12 | … | 0.12 | 0.12 | 0.12 | 0.12 | 0.12 | 0.12 |
| Гос. поддержка (за год), млн. долл. | - | 168 | 164 | 160 | 155 | 151 | 112 | 101 | 89 | 77 | 65 | … | -2 | -16 | -23 | -29 | -36 | -43 |
| Годовое производство электроэнергии (млн. кВт*ч) | - | 1670 | 1670 | 1670 | 1670 | 1670 | 1670 | 1670 | 1670 | 1670 | 1670 | … | 1670 | 1670 | 1670 | 1670 | 1670 | 1670 |
| Коэффициент мощности (%) | - | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | … | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 |
| Выручка (млн. долл.) | - | 188.85 | 188.85 | 188.85 | 188.85 | 188.85 | 188.85 | 188.85 | 188.85 | 188.85 | 188.85 | … | 188.85 | 188.85 | 188.85 | 188.85 | 188.85 | 188.85 |
| Эксплуатационные затраты (млн. долл.) | - | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | … | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 |
| Амортизация (млн. долл.) | - | 101 | 101 | 101 | 101 | 101 | 101 | 101 | 101 | 101 | 101 | … | 101 | 101 | 101 | 101 | 101 | 101 |
| Прибыль до налогообложения (млн. долл.) | - | 57.33 | 57.33 | 57.33 | 57.33 | 57.33 | 57.33 | 57.33 | 57.33 | 57.33 | 57.33 | … | 57.33 | 57.33 | 57.33 | 57.33 | 57.33 | 57.33 |
| Чистая прибыль (млн. долл.) | - | 57.33 | 57.33 | 57.33 | 57.33 | 57.33 | 57.33 | 57.33 | 57.33 | 57.33 | 57.33 | … | 57.33 | 57.33 | 57.33 | 57.33 | 57.33 | 57.33 |
| Выплата кредита (млн. долл.) | - | 182 | 182 | 182 | 182 | 182 | 182 | 182 | 182 | 182 | 182 | … | 182 | - | - | - | - | - |
| Денежный поток (млн. долл.) | - | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | … | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 |

*Продолжение Таблицы А.7*

| Показатели, долл. | Эксплуатационный период | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 0 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | … | 2040 | 2041 | 2042 | 2043 | 2044 | 2045 |
| Коэф-т дисконтир-ия (8%) | 1 | 0.93 | 0.86 | 0.79 | 0.74 | 0.68 | 0.63 | 0.58 | 0.54 | 0.50 | 0.46 | … | 0.32 | 0.29 | 0.27 | 0.25 | 0.23 | 0.21 |
| Дисконтированный денежный поток (млн. долл.) | - | -21.54 | -19.95 | -18.47 | -17.1 | -15.84 | -14.66 | -13.58 | -12.57 | -11.64 | -10.78 | … | -7.34 | 46.2 | 42.77 | 39.6 | 36.66 | 33.95 |
| Кумулятивный ЧДД | - | -21.54 | -41.49 | -59.96 | -77.07 | -92.9 | -107.57 | -121.14 | -133.71 | -145.35 | -156.13 | … | -199.16 | -152.98 | -110.21 | -70.61 | -33.95 | 0 |

При FIT = 0.12 NPV равен 0;

Гос. поддержка всего (за период) = 1218 млн. долл.;

Гос. поддержка в год (средняя) = 61 млн. долл./год;

Гос. поддержка PV (дисконт. 10%) = 836 млн. долл;

Гос. поддержка PV (дисконт. 15%) = 704 млн. долл.

# ПРИЛОЖЕНИЕ Б

## Акт внедрения результатов кандидатской диссертации

EVN
ТẬP ĐOÀN ĐIỆN LỰC VIỆT NAM
Vietnam Electricity
Вьетнамская электрическая группа
Адрес: Улица Ан Дуонг № 3, Йен Фу, Тай Хо, Ханой, Вьетнам
Номер Телефона: +84 24 3984 0825
Email: vanphongevn@evn.com.vn
www.evn.com.vn

**Утверждаю:**
Начальник Административного Отдела Совет Управления Проектом Северной энергетической компании – Филиал Северной энергетической корпорации - Вьетнамская электрическая группа (EVN)

**By Txи Txy Дунг**

Дата «10» 08 2025 г.

**АКТ**
об использовании / внедрении результатов
кандидатской диссертации
**Нгуен Минь Фыонг**
по научной специальности 5.2.3 – Региональная и отраслевая экономика

Комиссия научно-технического совета (НТС, рабочая, специальная) в составе:

**Председатель:** By Txи Txy Дунг;

**Члены комиссии:** Ло Txи Нгок Бич, Доан Txи Нгок Май, Нгуен Дык Хай, Нгуен Ань Туан, Нгуен Суан Тинь, Данг Txи Нгок Трам.

Составили настоящий акт о том, что результаты диссертации Нгуен Минь Фыонг на тему «Экономическая оценка развития солнечной генерации в СРВ», представленной на соискание ученой степени кандидата наук по научной специальности 5.2.3 Региональная и отраслевая экономика (экономика промышленности), использованы в 2025 году в практической деятельности Совета Управления Проектом Северной энергетической компании – Филиале Северной энергетической корпорации - Вьетнамской электрической группе (EVN), в том

числе, при экономическом обосновании и планировании строительства и управлении электростанциями, работающими на возобновляемых источниках энергии (солнечная энергия).

Использованы следующие результаты:

- Модель прогнозирования потребностей в электроэнергии и структуры энергетического баланса в СРВ с учетом ВИЭ;
- Методический подход к планированию развития СЭС в энергической системе СРВ с применением мультикритериального анализа;
- Методика экономического обоснования мер государственного стимулирования солнечной генерации в СРВ.

**Председатель комиссии**

Начальник Административного Отдела — Ву Тхи Тху Дунг

**Члены комиссии:**

Специалист — Ло Тхи Нгок Бич

Специалист — Доан Тхи Нгок Май

Специалист — Нгуен Дык Хай

Специалист — Нгуен Ань Туан

Специалист — Нгуен Суан Тинь

Специалист — Данг Тхи Нгок Трам

EVN
TẬP ĐOÀN ĐIỆN LỰC VIỆT NAM
Vietnam Electricity
Вьетнамская электрическая группа

www.evn.com.vn
Совет Управления Проектом Северной энергетической компании – Филиал Северной энергетической корпорации - Вьетнамская электрическая группа (EVN)
Адрес: Улица Ан Дуонг № 3, Йен Фу, Тай Хо, Ханой, Вьетнам
Номер Телефона: +84 24 3984 0825
Email: vanphongevn@evn.com.vn

EVN
TẬP ĐOÀN ĐIỆN LỰC VIỆT NAM
Việt Nam Điện
Tập đoàn Điện lực Việt Nam
Địa chỉ: Đường An Dương số 3, Yên Phụ
Quận Tây Hồ, Hà Nội, Việt Nam
Số điện thoại: +84 24 3984 0825
Email: vanphongevn@evn.com.vn
www.evn.com.vn

**Xác nhận:**
Trưởng phòng Tổ chức Ban Quản lý dự án xây dựng điện miền Bắc – Tổng Công ty Điện lực miền Bắc - Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN)

**Vũ Thị Thu Dung**

Ngày «13» 08 2025

**GIẤY XÁC NHẬN**
về việc sử dụng/ứng dụng kết quả
luận án ứng cử viên
**Nguyễn Minh Phượng**
trong chuyên ngành khoa học 5.2.3 – Kinh tế khu vực và ngành

Ủy ban xác nhận Khoa học và Kỹ thuật (người quản lý, nhân viên, chuyên gia) bao gồm:

**Chủ tịch:** Vũ Thị Thu Dung;

**Các thành viên trong ủy ban:** Lò Thị Ngọc Bích, Đoàn Ngọc Mai, Nguyễn Đức Huy, Nguyễn Anh Tuấn, Nguyễn Xuân Thịnh, Đặng Thị Ngọc Trâm.

Văn bản này được lập ra nêu rõ kết quả luận án tiến sĩ của Nguyễn Minh Phượng về đề tài "Đánh giá kinh tế phát triển điện mặt trời tại nước Cộng Hòa Xã Hội Chủ Nghĩa Việt Nam", nộp để bảo vệ luận án tiến sĩ chuyên ngành khoa học 5.2.3 Kinh tế vùng và ngành (kinh tế công nghiệp), đã được sử dụng vào năm 2025 làm tài liệu tham khảo của Ban Quản lý dự án xây dựng điện miền Bắc - Tổng Công ty điện lực miền Bắc - Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN), bao gồm cả trong việc lập luận kinh tế, lập kế hoạch xây dựng và quản lý các nhà máy điện sử dụng nguồn năng lượng tái tạo (năng lượng mặt trời).

Các kết quả sau đây đã được sử dụng:

- Mô hình dự báo nhu cầu điện và cơ cấu cân bằng năng lượng tại Việt Nam có tính đến các nguồn năng lượng tái tạo;
- Một phương pháp tiếp cận có hệ thống để lập kế hoạch phát triển các nhà máy điện mặt trời trong hệ thống năng lượng Việt Nam bằng cách sử dụng phân tích đa tiêu chí;
- Phương pháp luận biện minh kinh tế cho các biện pháp nhà nước khuyến khích phát triển điện mặt trời tại nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam.

**Chủ tịch Ủy ban**
Trưởng phòng Tổ chức — Vũ Thị Thu Dung

**Các thành viên của ủy ban:**

Chuyên viên — Lò Thị Ngọc Bích

Chuyên viên — Đoàn Ngọc Mai

Chuyên viên — Nguyễn Đức Huy

Chuyên viên — Nguyễn Anh Tuấn

Chuyên viên — Nguyễn Xuân Thịnh

Chuyên viên — Đặng Thị Ngọc Trâm

EVN
TẬP ĐOÀN ĐIỆN LỰC VIỆT NAM
Vietnam Electricity
Tập đoàn Điện lực Việt Nam

www.evn.com.vn
Ban Quản lý dự án xây dựng điện miền Bắc – Tổng Công ty Điện lực miền Bắc - Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN)
Địa chỉ: Đường An Dương số 3, Yên Phụ, Quận Tây Hồ, Hà Nội, Việt Nam
Số điện thoại: +84 24 3984 0825
Email: vanphongevn@evn.com.vn