

Копылов А.Е.

Экономика ВИЭ



Анатолий Копылов

**Экономика ВИЭ. Издание 2-е,
переработанное и дополненное**

«Издательские решения»

Копылов А.

Экономика ВИЭ. Издание 2-е, переработанное и
дополненное / А. Копылов — «Издательские решения»,

ISBN 978-5-44-837885-0

В книге раскрываются основные аспекты и факторы развития энергетики на основе ВИЭ как в мире, так и в России. Рассмотрены теоретические и методические основы и подходы к формированию систем поддержки ВИЭ, а также особенности национальных схем поддержки. Описана история формирования, актуальное состояние и характерные особенности системы поддержки ВИЭ в России, а также приведён детальный анализ структуры и уровня затрат генерирующих объектов ВИЭ по различным технологиям генерации.

ISBN 978-5-44-837885-0

© Копылов А.
© Издательские решения

Содержание

Список основных принятых сокращений	6
Перечень таблиц в книге	9
Предисловие к 1-му изданию	13
Предисловие ко 2-му изданию	17
1. Формирование новой технологической платформы развития энергетики	20
2. Состояние и перспективы развития энергетики на основе ВИЭ в мире	24
3. Состояние и перспективы развития возобновляемой энергетики в России	43
4. Ресурсные и экономические предпосылки формирования сценариев перспективного развития энергетики на основе ВИЭ в России	50
4.1. Технические параметры и допущения сценариев развития возобновляемой энергетики в стране	51
4.1.1. Оценка ресурсного потенциала ВИЭ в стране	51
4.1.2. Величины КИУМ для различных технологий генерации	51
4.1.3. Технологические допущения и параметры расчётов	53
4.2. Экономические параметры и допущения сценариев развития возобновляемой энергетики в стране	55
4.2.1. Стоимость капитала	55
4.2.2. Структура затрат на строительство и эксплуатацию станций	56
4.2.3. Ценовые параметры прогнозов	58
4.2.4. Сроки реализации проектов генерации на основе ВИЭ	60
4.3. Сценарии развития возобновляемой энергетики в России до 2020 г.	61
4.3.1. Сценарии развития возобновляемой энергетики в России периода 2009—2011 гг.	61
4.3.2. История разработки сценариев развития возобновляемой энергетики в России в 2012—2013 годах	69
4.3.3. Сценарии развития возобновляемой энергетики на розничных рынках электроэнергии в России	72
5. Экономические основы развития возобновляемой энергетики	75
5.1. Экономика ВИЭ в рамках различных экономических теорий	76
5.1.1. Неоклассическая экономическая теория	76
5.1.2. Нео-кейнсианство в экономической теории	80
5.1.3. Инновационная экономика	81
5.1.4. Влияние различных экономических концепций на систему мер поддержки развития возобновляемой энергетики и защиты климата	83
Конец ознакомительного фрагмента.	85

Экономика ВИЭ Издание 2-е, переработанное и дополненное

Анатолий Копылов

© Анатолий Копылов, 2017

ISBN 978-5-4483-7885-0

Создано в интеллектуальной издательской системе Ridero

Список основных принятых сокращений

- АИИС КУЭ** – автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии
- АТР** – Азиатско-тихоокеанский регион
- АТС** – администратор торговой системы
- АТЭС** – Азиатско-тихоокеанское экономическое сотрудничество (международная организация)
- АЭС** – атомная электростанция
- БР** – балансирующий рынок
- БГС** – биогазовая станция
- ВДК** – ветро-дизельный комплекс
- ВИЭ** – возобновляемые источники энергии
- ВИЭ_{эл}** – возобновляемые источники электрической энергии
- ВТО** – Всемирная торговая организация
- ВЭС** – ветроэлектростанция
- ГАЭС** – гидроаккумулирующая электростанция
- ГП** – гарантирующий поставщик
- ГТД** – газотурбинный двигатель
- ГТП** – группа точек поставки
- ГЭС** – гидроэлектростанция
- ДОП** – договор о присоединении (к торговой системе рынка)
- ДКП** – договор коммерческого представительства
- ДМЗ** – долгосрочные маржинальные затраты
- ДПМ** – договор о предоставлении мощности
- ЕГРПО** – Единый государственный регистр предприятий и организаций
- ЕК** – Европейская комиссия
- ЕС** – Европейский союз
- ЕЭС** – Единая энергосистема (страны)
- кВ** – киловольт
- кВт·ч** – киловаттчас
- КИУМ** – коэффициент использования установленной мощности
- КО** – коммерческий оператор (рынка)
- КОМ** – конкурентный отбор мощности
- КПД** – коэффициент полезного действия
- КФО** – Крымский Федеральный округ
- МВт·ч** – мегаваттчас
- МГЭС** – малая гидроэлектростанция
- МСЗ** – мусоросжигающий завод
- НВВ** – необходимая валовая выручка
- НДС** – налог на добавленную стоимость
- НП** – некоммерческое партнерство
- ОВОС** – оценка воздействия на окружающую среду
- ОРЭМ** – оптовый рынок электроэнергии и мощности
- ОМС** – оператор магистральной системы (передачи электроэнергии)
- ОЭСР** – Организация экономического сотрудничества и развития

- ПГУ** – парогазовая установка
п.п. – процентный пункт
ПСВ – портфель стандарта ВИЭ
РАН – Российская Академия наук
РДУ – региональное диспетчерское управление
РСВ – рынок на сутки вперёд
РЭК – региональная энергетическая комиссия
СВН – солнечные водонагреватели
СГ – свалочный газ
СДЭ – свободные договоры купли-продажи (поставки) электрической энергии
СЛ – степень локализации
СМР – строительно-монтажные работы
СО – системный оператор
СО ЕЭС – системный оператор единой энергетической системы
СПВ – стандарты портфеля ВИЭ
СЭС – солнечная электростанция (на основе фотопреобразования)
ТБО – твёрдые бытовые отходы
ТЭО – технико-экономическое обоснование
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль (тепловая станция с одновременной выработкой электроэнергии и товарного тепла)
ФЗ – федеральный закон
ФСТ – Федеральная служба по тарифам
ФТ – фиксированный тариф
ФЭ – фотоэлектрический (ая), тип преобразования солнечной энергии в электрическую
ФЭП – фотоэлектрический преобразователь
ЦКС – циркулирующий кипящий слой
ЦФР – Центр финансовых расчётов (на ОПЭМ)
ЧЧИ – число часов использования
- AIB** – Association of Issuing Bodies (Ассоциация выпускающих органов)
ANRE – Агентство по регулированию энергетики Румынии
BNEF – Bloomberg New Energy Fund
CDM – Clean Development Mechanism (механизм чистого развития)
CO₂ – двуокись углерода
ECX – European Climate Exchange
EDF – Électricité de France (французская энергокомпания)
EPC – Engineering, Procurement and Construction (тип контракта в строительстве)
ETS – Emissions Trading System
GATT – General Agreement on Tariffs and Trade
LCOE – Levelized Cost Of Electricity (усреднённая приведённая стоимость производства электроэнергии)
MWT – Metal Wrap Through
NERSA – Национальный энергетический регулятор ЮАР
NDRC – Национальная комиссия развития и реформ КНР

NREL – National Renewable Energy Laboratory (Национальная исследовательская лаборатория возобновляемой энергии, США)

OEM – Original Equipment Manufacturer

PERC – Passivated Emitter and Rear Cell

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

PTC – Production Tax Credit

RECS – Renewable Energy Certificates System (Система сертификатов (ассоциация) возобновляемой энергии)

TRIMs – Trade-Related Investment Measures

WACC – Weighted Average Cost of Capital (средневзвешенная стоимость капитала)

WTO – World Trade Organization

Перечень таблиц в книге

- Таблица 1. Экономический среднесрочный потенциал ВИЭ с. 74.
- Таблица 2. Фактическое состояние мощностей российской ветроэнергетики с. 75—76.
- Таблица 3. Экономический потенциал лесной биомассы по видам и федеральным округам с. 78.
- Таблица 4. Станции на биомассе в РФ с. 80—81.
- Таблица 5. Сравнение эмпирических наблюдений и отраслевых стандартов КИУМ с. 90.
- Таблица 6. Базовая оценка стоимости капитала (номинальная, WACC) с. 95.
- Таблица 7. Стоимость капитала (номинальная и реальная) с. 96.
- Таблица 8. Механизм распределения капитальных затрат по методу аналогии... с. 97.
- Таблица 9. Рыночная цена на электроэнергию (реальные руб./МВт·ч) с. 102.
- Таблица 10. Прогноз среднеотпускных цен на электроэнергию для конечных потребителей с. 102.
- Таблица 11. Целевые показатели по сценариям моделирования с. 107.
- Таблица 12. Доли различных технологий ВИЭ по мощности и объёму генерации по Сценариям 2 и 3 с. 109.
- Таблица 13. Итоговая агрегированная таблица результатов моделирования сценариев развития ВИЭ в России до 2020 г. по показателям объёма производства (млн кВт·ч) и величинам требуемой фиксированной надбавки к цене (руб./МВт·ч) с. 110.
- Таблица 14. Возможное распределение объёмов производства энергии на основе ВИЭ по территории страны и зонам рынка (Сценарии 2 и 3), млн кВт·ч с. 111.
- Таблица 15. Примерное распределение мощностей генерации на основе ВИЭ в Сценарии 1, МВт с. 124.
- Таблица 16. Распределение мощностей и объёмов генерации на основе ВИЭ в Сценарии 2 (версия распоряжения Правительства РФ от 28.05.2013 №861-р) с. 125.
- Таблица 17. Прогноз роста ввода мощностей и выработки по годам (оптимистический) на розничном рынке с. 127.
- Таблица 18. Вариант расчёта предельного одноставочного тарифа на розничном рынке по разным срокам окупаемости и по технологиям генерации без учёта продаж энергии после срока действия тарифа с. 128.
- Таблица 19. Суммарная стоимость энергии по типам станций и по прогнозируемым тарифам на розничном рынке с. 129.
- Таблица 20. Суммарные инвестиции по типам станций на ВИЭ и по прогнозируемым предельным индикаторам капитальных затрат на их строительство на розничном рынке электроэнергии, включая стоимость технологического присоединения с. 130.

Таблица 21. Оценка средних приведённых затрат для новой генерации в США с планируемым вводом в 2016 г. с. 163.

Таблица 22. Средние приведённые затраты на производство электроэнергии в Великобритании по технологиям (2010 г.) с. 165.

Таблица 23. Площадь крыши, необходимая для различных значений мощности ФЭ систем с. 171.

Таблица 24. Капитальные затраты на реализацию проектов на основе установок с пиковой мощностью до 100 кВт, евро/кВт с. 175.

Таблица 25. Капитальные затраты на реализацию проектов на основе установок с пиковой мощностью свыше 100 кВт, евро/кВт с. 176.

Таблица 26. Капитальные затраты на реализацию проектов на основе установок с пиковой мощностью свыше 5 МВт, евро/кВт с. 177.

Таблица 27. Эксплуатационные затраты солнечных станций на основе ФЭП мощностью до 100 кВт, евро/кВт в год с. 178.

Таблица 28. Эксплуатационные затраты на солнечные станции на основе ФЭП свыше 100 кВт, евро/кВт в год с. 179.

Таблица 29. Эксплуатационные затраты на солнечные станции на основе ФЭП свыше 5 МВт, евро/кВт в год с. 179.

Таблица 30. Капитальные затраты на реализацию проектов наземных ВЭС, евро/кВт с. 189.

Таблица 31. Индикаторы эксплуатационных затрат на наземные ВЭС, евро/кВт в год с. 190.

Таблица 32. Рекомендуемые предельные значения капитальных и эксплуатационных затрат для МГЭС (без стоимости техприсоединения) с. 201.

Таблица 33. Капитальные затраты на строительство станций на основе биомассы, евро/кВт с. 205.

Таблица 34. Эксплуатационные затраты на станциях на основе биомассы, евро/кВт в год с. 206.

Таблица 35. Соотнесение возможной выручки и затрат по стадиям сбора и переработки мусора с. 212.

Таблица 36. Инвестиционные затраты для ТЭЦ мощностью 300 000 тонн ТБО в год, (по модели комплексного договора на управление проектированием, закупками и строительством) с. 216.

Таблица 37. Оценка суммарных капитальных затрат на строительство станций на основе термического преобразования ТБО с. 217.

Таблица 38. Типичная структура затрат для газа со свалок и канализации, % с. 224.

Таблица 39. Капитальные затраты для БГС разной мощности с. 225.

Таблица 40. Элементы затрат в общей структуре капитальных затрат БГС с. 227.

Таблица 41. Капитальные затраты на станции на основе биогаза, евро/кВт с. 231—232.

Таблица 42. Эксплуатационные затраты на станции на основе биогаза, евро/кВт в год с. 233—234.

Таблица 43. Капитальные затраты на станции на основе свалочного газа, евро/кВт с. 242—243.

Таблица 44. Суммарные эксплуатационные затраты для различных типов энергодвигательных установок на СГ различной установленной мощности с.245.

Таблица 45. Постоянные эксплуатационные затраты на станциях на основе свалочного газа, евро/кВт в год с. 250—251.

Таблица. 46. Начальные масштабы распространения системы специальных закупочных тарифов на энергию ВИЭ по странам с. 279.

Таблица 47. ПСВ/квоты ВИЭ: преимущества и недостатки с. 299.

Таблица 48. Инвестиционные и налоговые кредиты: преимущества и недостатки с. 301.

Таблица 49. Размеры кредита РТС на национальном уровне с. 303.

Таблица 50. Тендерные процедуры: преимущества и недостатки с. 309.

Таблица 51. Пример реестра сертификатов Ассоциации «НП Совет рынка» с. 321.

Таблица 52. Национальные целевые показатели и сроки ПСВ по штатам с. 341.

Таблица 53. Стимулирование развития ветроэнергетики властями штатов в Индии с.349—350.

Таблица 54. Основные допущения тарифа для ветроэнергетики на основе авансовых выплат в Индии (2007 г.) с. 351.

Таблица 55. Рейтинг компаний – производителей ветроагрегатов с. 363.

Таблица 56. Результаты тендерных процедур в Бразилии с. 373.

Таблица 57. Система надбавок в Таиланде с. 375.

Таблица 58. Фиксированные тарифы на ВИЭ (REFIT) в Южной Африке с. 377.

Таблица 59. Новые фиксированные тарифы для дополнительных технологий ВИЭ_{эл} (\$/кВт•ч) с.378.

Таблица 60. Сравнение механизмов поддержки по различным нормативным документам Румынии с. 380.

Таблица 61. Годовые квоты потребления энергии на основе ВИЭ в Румынии с. 382.

Таблица 62. Исходный перечень мер поддержки развития возобновляемой энергетики в проекте российского закона с. 396—397.

Таблица 63. Распределение мощностей и объёмов генерации на основе ВИЭ по годам вводов по распоряжению Правительства РФ от 28.05.2013 №861-р с. 414.

Таблица 64. Индикаторы капитальных затрат для генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии с учетом технологического присоединения к электрическим сетям с. 415.

Таблица 65. СЛ для ветровых и солнечных проектов в провинции Онтарио, Канада с. 451.

Таблица 66. СЛ для СЭС мощностью более 10 кВт с использованием тонкоплёночной технологии панелей с. 452.

Таблица 67. Изменения программ вводов мощностей ВЭС, СЭС и МГЭС по индикаторам распоряжений правительства 2013 г. (ВЭС 1, СЭС 1 и МГЭС 1) и 2016 г. (ВЭС 2, СЭС 2 и МГЭС 2), МВт с. 462.

Таблица 68. Изменение уровней СЛ производства оборудования в соответствии с различными решениями правительства с. 463.

Таблица 69. Целевые показатели ожидаемых объёмов производства электрической энергии на основе ВИЭ по видам технологий генерации (ГВт·ч) с. 475.

Таблица 70. Оценка основных экономических эффектов от развития возобновляемой энергетики в России на 2020 г. с. 496.

Таблица 71. Порядок снижения доли электроэнергии по регулируемым договорам с. 519.

Таблица 72. Влияние ошибки прогноза для ГП и сбытовой компании с. 528.

Таблица 73. Свободный договор купли-продажи электрической энергии с. 530.

Таблица 74. Политика, формы поддержки и стимулирования ВИЭ в мире с. 566—568.

Предисловие к 1-му изданию

Возобновляемая энергетика – явление, которое уже невозможно не замечать или недооценивать. На сегодняшний день энергетика на основе ВИЭ – самый быстро развивающийся сектор глобальной энергетики. По итогам 2013 г. она обеспечила 56% прироста мировых мощностей генерации в течение года (невероятные 1.560.000 МВт годового ввода без больших ГЭС), с долей производимой электроэнергии в мире, приближающейся к 22% (прибавив за 2013 г. 8 п.п.) за исключением больших ГЭС.¹ Но при всех привлекательных и объёмных характеристиках развития нашего объекта он может развиваться только при том или ином уровне поддержки, организуемом правительством в стране.

Экономика – первый вопрос, с которым сталкиваются практики и учёные, начиная заниматься проблемой осуществления поддержки развития энергетики на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) как в рамках отдельного проекта, так и в отрасли энергетики в целом, в масштабах региона или всей страны. Круг проблем, связанных с этим достаточно велик, но в то же время на сегодняшний день автору неизвестны в российской экономической литературе работы, которые в систематическом порядке рассматривали бы круг основных теоретических, методологических и методических проблем развития экономики возобновляемой энергетики как предмета научного исследования.

Для начала автор хотел бы пояснить, чем его книга не является. Во-первых, она не может быть учебником в силу пока недостаточно полного и систематического изложения в ней предмета исследования и его методов, а также просто в силу отсутствия учебной программы такого курса, да и самого курса. Возможно, со временем книга и станет учебником по специальности после соответствующей трансформации. Во-вторых, она также не представляет собой чисто научного труда со строгим изложением и критикой различных взглядов на предмет исследования и выводами по ним просто потому что, пока отечественных взглядов на предмет «маловато будет».

Чаще всего обсуждение экономики энергетики на основе ВИЭ сводится к сравнительному анализу капитальных затрат на строительство энергетических объектов на основе различных технологий генерации или к сопоставлению индикаторов себестоимости производства электроэнергии по разным технологиям, которые неизвестно как считались и на какой (сопоставимой ли?) базе данных, а также к обсуждению уровней фиксированных тарифов в странах, где действует такая система поддержки, с ценами и тарифами на электроэнергию в России, опять же, не очень заботясь о сопоставимости таких сравнений.

Вокруг экономических аспектов развития энергетики на основе ВИЭ разворачиваются самые громкие дискуссии. Стоит ли заниматься развитием отрасли энергетики, экономика которой сегодня «не лезет ни в какие ворота»? Почему потребители должны оплачивать своими живыми деньгами развлечения и эксперименты энергетиков и инвесторов, как и в «богатых» странах? Зачем России, обладающей запасами газа, нефти, угля на десятилетия вперёд, а то и на века, заниматься развитием этой энергетики, а если и заниматься, то во что это может вылиться с финансовой точки зрения? Что лучше для поддержки развития возобновляемой энергетики: фиксированные тарифы на эту электроэнергию, квоты на её потребление, тендеры для отбора проектов или что-то ещё? Круг этих вопросов почти необъятен, также, как и количество легенд и домыслов вокруг экономики возобновляемой энергетики. Чаще всего, экономические суждения спорящих сводятся к одному (часто даже не доказываемому) утверждению: «Возобновляемая энергетика – дорогая!» и на этом дискуссии

¹ Appleyard, David. Global Renewable Energy Status Uncovered <http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2014/08/global-renewable-energy-status-uncovered>

прекращаются без серьёзных попыток показать, насколько это утверждение справедливо, почему и насколько эта энергетика дорогая, если она действительно такова. Автор попытается показать в своей книге относительность или даже в некоторых случаях ошибочность также и этого утверждения о дороговизне энергии на основе ВИЭ.

Проблемы начального этапа развития направления экономической науки в секторе возобновляемой энергетики связаны с наличием у этого вида энергетики очевидных «детских» проблем. Первая из них – состоит в том, что за исключением больших ГЭС, возобновляемая энергетика в энергосистеме России представлена очень слабо. По нашим оценкам объём электроэнергии на основе ВИЭ находится на уровне примерно 4,5—5,5 млрд. кВт·ч, что составляет примерно 0,5% от российского объёма потребления, т.е. за гранью статистической ошибки. Можно сказать, что она практически почти не существует как более или менее полноценная подотрасль энергетики. И поэтому если по гидрогенерации и ГЭС есть много фундаментальных работ в т.ч. и по экономике этих станций, то по экономике ВИЭ кроме ГЭС – почти ничего нет. Трудно исследовать объект и явление, которые отсутствуют в стране в осязаемых масштабах.

Это одновременно приводит и ещё к одному необоснованному выводу: о «несерьёзности» возобновляемой энергетики как о её характерной сущности. При этом практически все ссылки на факты, говорящие о совсем другом возможном и существующем месте возобновляемой энергетики в национальных энергосистемах являются зарубежными. Они, в свою очередь, отвергаются (часто просто по непониманию или незнанию) на основе «плохой применимости зарубежной практики к реалиям российской энергетики».

Много говорят о нестабильности выработки и выдачи мощности станциями на основе ВИЭ, в первую очередь, ветростанциями и солнечными. Когда апологеты ВИЭ приводят в ответ контраргументы: что неизменяемая выработка – скорее недостаток технологий генерации в силу постоянного изменения уровня спроса на электроэнергию, и что это может означать минимальные цены оплаты энергии таких генераторов (в силу большей востребованности на рынке именно станций, которые могут менять свою выработку в зависимости от нагрузки и спроса) на рынке, то часто их просто «не слышат». Что есть страны, где выработка только ветростанций в отдельные периоды полностью закрывает потребности страны в электроэнергии, за вычетом станций, работающих на отопление и горячее водоснабжение или, вообще, стала основным первичным источником энергии (Испания, Португалия)², в ответ слышишь что-то мало вразумительное. Приводятся «факты» о драматических последствиях «необдуманного расширения доли ВИЭ» в той или иной стране, а позже выясняется, что таких фактов нет и не было, или что они неправильно изложены или интерпретированы.

Не могу не привести российские примеры устных и печатных выступлений, которым автор был сам свидетелем, когда ВЭС приписывались массовые убийства птиц, вибрация, изгоняющая подземных обитателей на их площадках размещения, веерные отключения в Германии из-за ВЭС, невыносимый шум в близлежащих поселениях и проч. и проч. ГЭС – губят рыбу в водохранилищах, производство биогаза основано на переработке мусора (кстати, не только мусора), что ведёт к загрязнению атмосферы при его утилизации и сжигании и т. д. И в конце таких «обоснований» всегда делается вывод, что для России возобновляемая энергетика если и понадобится, то в очень далёком будущем, а пока – «у нас нефти, газа и угля – на века!», и то, что хорошо для Германии, Дании, Китая, Испании, Индии или США, не подходит для России.

Проблема состоит в том, что этот список ныне включает десятки стран: и богатых и откровенно бедных, располагающих собственными запасами углеводородов и не имею-

² «Ветер в Испании стал в 2013 г. основным источником электрической энергии» – <http://www.vetern5.ru/index.php?pid=5>

щими практически ничего из них, южных и северных, малых и больших. Только Россия опять – «особая» страна, теперь в части развития возобновляемой энергетики. Противники часто ведут спор вокруг очередной легенды: как будто кто-то, когда-то, где-то утверждал о возможности и необходимости полного отказа от углеводородного топлива в энергетике России в пользу возобновляемых источников. А на самом деле, по мнению автора, проблема состоит только в том, что многие из традиционных энергетических компаний просто не хотят терять свой сложившийся бизнес и перестраивать его в соответствии с новыми экономическими, экологическими и технологическими требованиями (подробнее об этом в Разделе 1).

Круг вопросов экономики возобновляемой энергетики как предмета исследования достаточно широк и вряд ли может быть раскрыт в одной книге. Поэтому, берясь за эту книгу, автор сконцентрировал своё внимание на тех аспектах экономики возобновляемой энергетики и вопросах её развития, которые с его точки зрения представляют сегодня наибольший интерес и актуальность, исходя из состояния развития отрасли и её первоочередных задач. К таким вопросам сам автор относит.

1. Место энергетики на основе ВИЭ при смене технологических укладов в энергетической отрасли России и мира.

2. Возможные направления и объёмные показатели развития возобновляемой энергетики в мире и в России. Для России автором рассмотрены несколько возможных сценариев развития энергетики на основе ВИЭ. В рамках рассмотренных сценариев и использованной модели приведены возможные экономические условия их реализации на основе моделирования.

3. Описание и характеристика основных элементов экономической основы развития возобновляемой энергетики и оценки её результатов.

4. Вопросы экономики развития возобновляемой энергетики в рамках парадигм различных экономических доктрин и их влияние на выбор и проектирование различных схем поддержки развития этой отрасли.

5. Экономические и методические основы реализации различных схем поддержки развития энергетики на основе ВИЭ и базовые сравнительные экономические результаты их внедрения в практику различных стран. Описание методологических и методических основ и различий основных схем поддержки развития энергетики на основе ВИЭ.

6. Система экономических и не только последствий расширения и развития энергетики на основе ВИЭ для России и возможные методические подходы к их количественной оценке.

7. Основные исторические этапы становления российской национальной системы поддержки развития энергетики на основе ВИЭ. Методология и методика выбранной в России актуальной схемы поддержки.

Попыткой найти ответы на поставленные выше вопросы и была инспирирована настоящая книга. Она была написана на основе идей, выводов и предложений автора, высказывавшихся им в предыдущих отдельных публикациях на темы, связанные с различными экономическими аспектами развития возобновляемой энергетики. И всё же главной задачей своего труда автор считает доказательство экономической оправданности для России не просто развития возобновляемой энергетики, а её ускоренного развития. Автор считает, что ему удалось доказать в работе этот свой главный постулат, также, как и необоснованность многих расхожих суждений об экономических аспектах и целесообразности развития энергетики на основе ВИЭ в России.

Возможно, кто-то после прочтения книги обвинит меня в излишнем оптимизме оценок места и роли возобновляемой энергетики, также, как и экономических последствий расширения её масштабов в стране. Однако автор не слишком обеспокоен такой «печальной» перспективой, потому что в этом случае будет подтверждена актуальность выбранной им темы

и подходов, а также появится, возможно, много и других точек зрения на предмет, какова бы не была их действительная научная ценность и обоснованность. Автор готов рискнуть своей репутацией экономиста – ведь мне претит, что мало кто занимается опровержением мифов о возобновляемой энергетике, в то время как Россия точно нуждается в глубоком осмыслении своей энергетической доктрины и места возобновляемой энергетике в стратегии развития национальной энергетики.

В течении 2005—2007 гг. автор принимал непосредственное участие в работе по подготовке нового проекта российского закона о поддержке ВИЭ, который был в ноябре 2007 г. подписан президентом страны. В период 2008—2013 гг. автор был одним из идеологов разработки новых подходов к национальной системе поддержки ВИЭ, а также разработки проектов подзаконных актов, институтировавших эту систему поддержки в стране с 2013 года. В рамках проведённых работ использовались данные по экономическим индикаторам различных технологий генерации на основе ВИЭ, на которые автор ссылается в книге. В частности, эти данные использовались в отчётах, которые составлялись по заказам Совета рынка для обоснования того или иного уровня поддержки генерации на основе ВИЭ в стране в 2012—13 гг.

Автор надеется, что он смог ответить на большинство из поставленных им в работе вопросов, хотя и понимает необходимость дальнейшего развития этого направления – экономики развития возобновляемой энергетики в России. Надеюсь, что книга и приведённые в ней данные и выводы помогут всем, кого проблема экономики ВИЭ интересует в профессиональном плане или не больше обычного любопытства. Студентам и аспирантам, начинающим изучение предмета, также будет полезно понять подходы авторы к нему, а также логику тех решений относительно поддержки развития возобновляемой энергетики, которые принимались правительством страны в начале XXI века.

Частично представленные в книге результаты были получены автором в ходе выполнения им консультационных проектов в России и других странах вместе с компанией АФ-Меркадос ЭМИ, а также компанией Акта консалт, коллегам из которой автор искренне признателен за творческое сотрудничество, вдохновение, а часто и помощь советом. Автор хотел бы выразить свою благодарность большой группе своих коллег и специалистов в области возобновляемой энергетики в России, начало общения с которыми и последующие встречи, разговоры и обсуждение вопросов и проблем её развития часто служили для автора источником вдохновения, нового знания и поддержки. Это: П.П.Безруких, Я.И.Бляшко, В.И.Виссарионов, С.В.Грибков, М.И.Гридасов, В.В.Елистратов, Б.С.Затопляев, В.М.Захаров, И.Л.Зерчанинова, В.А.Зубакин, И.С.Кожуховский, А.И.Лазебник, В.Г.Николаев, Э.М.Перминов, Ю.А.Плаkitкин, А.А.Соловьев, А.М.Усачёв, М.А.Юлкин. Эта книга не состоялась бы, если не помощь друзей и коллег автора в её подготовке, подборе и обработке цифрового материала, редактировании: И.Л.Зерчаниновой, О.И.Дудихина.

Автор будет признателен за любые замечания, предложения, мнения, высказанные ему по поводу настоящей книги и её темы.

Предложения просьба отправлять по электронной почте по адресу: anatoli.kopylov@gmail.com.

Предисловие ко 2-му изданию

Со времени написания и первого издания моей книги «Экономика ВИЭ» прошло совсем немного времени, но количество произошедших событий и изменений за это время и их значение для экономических основ развития электроэнергетики на основе ВИЭ как в России, так и по всему миру, потребовали от автора оперативной доработки содержания, в том числе, частичного обновления числовых и объёмных индикаторов по показателям, упоминаемым в книге. Следует отметить ряд дополнительных факторов, оказавших, по мнению автора, своё влияние на развитие этой энергетики как в России, так и в других странах мира.

Во-первых, было, в основном, завершено формирование российской системы поддержки ВИЭ, как на оптовом, так и на розничном рынках. Поэтому в книге появилась отдельная новая глава, описывающая не только систему поддержки ВИЭ в России так, как она сформировалась, но и рассказывающая об её истории (да, да, уже есть такая история!). Принятые нормативные акты правительства сформировали целостную систему, закрывающую почти все сектора и виды генерации на основе ВИЭ. Можно сказать, что исключениями из типов генерации на основе ВИЭ на сегодняшний день остаются: микрогенерация в условиях отдельных домохозяйств (малые ветрогенераторы для домов и небольших фермерских хозяйств, панели на крышах домов и т.д.), производство энергии при сжигании твёрдых бытовых (коммунальных) отходов и производство тепла на основе ВИЭ.

Во-вторых, начиная с весны 2014 г. и в течении 2015—16 гг. в России произошло существенное изменение ряда принципиальных условий развития экономики и соответственно условий осуществления инвестиционных проектов в стране, в том числе, проектов в сфере возобновляемой энергетики. Ключевыми факторами, оказавшими негативное влияние на снижение инвестиционной привлекательности отрасли, стали:

1. существенное и резкое обесценивание российского рубля по отношению к основным мировым валютам
2. повышение волатильности обменного курса российского рубля в 2014—15 гг.
3. ускорение инфляции как результат процесса обесценивания рубля по отношению к основным мировым валютам
4. существенное увеличение стоимости импортируемых товаров, выраженной в рублях
5. существенное ограничение доступа к зарубежным рынкам капитала, как заёмного, так и инвестиционного
6. резкий рост стоимости заёмного капитала в Российской Федерации и ужесточение условий его получения у банков.

Такое серьёзное изменение условий реализации инвестиционных проектов в новых условиях экономического развития страны привело к тому, что для проектов, отобранных в ОПВ на оптовом рынке электроэнергии и мощности, зафиксированные в ДПМ ВИЭ условия, перестали обеспечивать необходимую и привлекательную доходность на инвестируемый капитал.

Другим важным обстоятельством стало увеличение сроков привлечения заёмных финансовых ресурсов для проектов в указанный период. Такое увеличение сроков стало результатом частого отказа банков рассматривать заявки на кредитование инвестиционных проектов в ситуации столь резких скачков валютных курсов, повышения рисков и плохой предсказуемости изменения их уровня, ограниченности имеющихся собственных кредитных ресурсов и закрытия международных рынков капитала на Западе для основной массы российских заёмщиков, включая банки. Эта ситуация с ограниченностью доступа к кредитным ресурсам привела к существенному росту предлагаемых ставок в тех редких случаях,

когда банки были готовы предоставлять кредитное финансирование проектов. Для инвесторов эти новые ставки были намного выше включённых ими ранее в расчёты, что делало сами проекты неэффективными и нецелесообразными.

Подробнее об этих адаптационных изменениях механизма поддержки ВИЭ на оптовом рынке рассказано в соответствующем новом разделе книги – главе 7.

В-третьих, стала очевидной проблема развития российской ветроэнергетики в рамках тех требований по локализации производства оборудования для ВЭС, которые были установлены Правительством РФ. Первоначально установленные требования по локализации были недавно трансформированы правительством: сдвинуты по срокам на более поздние периоды, снижены требования по отдельным годам. Но пока эти решения не привели к существенному сдвигу в развитии отрасли ветроэнергетики и прошедший в конце 2015 г. конкурсный отбор проектов ВИЭ закончился подачей всего одной заявки на проект ВЭС, которая, естественно, прошла без какой-либо конкуренции. Однако уже в 2016 г. группа компаний семейства Росатом приняла участие в ОПВ и выиграла по всем поданным заявкам на общий объём 610 МВт мощности. Известные автору обстоятельства реализации этих будущих ветроэнергетических проектов не отменяют общего вывода о необходимости дальнейшей модификации системы требований по локализации производства оборудования для ВЭС. Основные проблемы корректировки условий локализации оборудования для ВЭС и, отчасти, МГЭС также дополнительно освещены в разделе 7.5. книги.

В-четвёртых, в состав Российской Федерации вошёл Крым со своей возобновляемой энергетикой, объёмы которой и появившиеся проблемы также были кратко отражены в книге.

В-пятых, несмотря на сложные общеэкономические условия развития в мире и существенное снижение цен на все углеводородные энергоносители, бум развития энергетики на основе ВИЭ продолжился. За 2015 г. суммарный ввод установленной мощности ВЭС составил 64 ГВт, СЭС – 57 ГВт (годовой прирост почти 30%). Суммарные инвестиции в энергетику на основе ВИЭ составили в том же году в мире \$329 млрд, в т.ч. \$126 млрд в развивающихся странах. Эта рекордная для сферы ВИЭ сумма инвестиций превысила прежний рекордный индикатор 2011 г. на 3%, индикатор 2014 г. (\$316 млрд) на 4% и в шесть раз превышает суммарные инвестиции 2004 г. в энергетику на основе ВИЭ.³ Таким образом, падение цен на углеводороды на рынках мира не сказалось (по крайней мере, пока) на развитии рынка генерации на основе ВИЭ.

Другим важным глобальным трендом стало распространение развития возобновляемой энергетики не только (а может быть, и не столько) на развитые страны мира, но и на развивающийся мир, что опровергает довольно распространённый тезис о ВИЭ, как «игрушке для богатых стран». Если среди стран – членов ОЭСР – представляющих самые развитые и богатые государства мира, ежегодные темпы развития энергетики ВИЭ составляют 4,6%, то для стран за пределами этой организации – 7,4%. В течение последующих 25 лет электростанции на основе ВИЭ составят 43% новых вводимых объектов в Африке, 48% в Азии и 63% в Латинской Америке. Только в Азии запланированы к вводу 1.587 электростанций на основе ВИЭ, столько же примерно, сколько во всём остальном мире вместе взятом.⁴ Подробнее о перспективах развития возобновляемой энергетики в мире можно прочитать в книге В. Сидоровича.⁵

³ <http://about.bnef.com/press-releases/clean-energy-defies-fossil-fuel-price-crash-to-attract-record-329bn-global-investment-in-2015/>, по сост. на 20.01.2016

⁴ Nyquist, Scott and Manyika, James. A Reality Check For Renewable Energy.-McKinsey&Co, March 2016: <http://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/A-reality-check-for-renewable-energy?cid=other-eml-alt-mip-mck-oth-1603>. – По сост. на 25.03.2016

⁵ Сидорович В. Мировая энергетическая революция: Как возобновляемые источники энергии изменят наш мир. – М.:

Несмотря на существенное изменение соотношения рубля и основных иностранных валют, автор не стал проводить пересчёт индикаторов, когда они были ранее получены переводом в рубли из другой валюты. Любой желающий провести такое упражнение с лёгкостью сможет откорректировать те из индикаторов, которые его интересуют в наибольшей степени.

Из настоящего издания книги был удалён раздел, посвящённый системе поддержки и развитию ВИЭ на Украине. Это связано с новой экономической ситуацией в этой стране, сложившейся за последние 2 года, и теми изменениями в нормативной базе развития ВИЭ на Украине, которые сделали раздел мало актуальным уже к началу 2016 г. В частности, в Верховной Раде сейчас в 2016 г. идёт обсуждение нового закона об электроэнергетическом рынке Украины (был одобрен профильным комитетом на момент написания предисловия в 2016 г.), принятие которого может существенно поменять структуру энергетического рынка, в том числе, и механизм поддержки ВИЭ в стране.

Также автор в новой редакции книги удалил приложение, посвящённое эффективной практике внедрения фиксированных тарифов на энергию ВИЭ в силу смены парадигмы построения систем их поддержки и снижения актуальности темы фиксированных тарифов в этой связи.

1. Формирование новой технологической платформы развития энергетики

С начала XXI века развитые страны мира вступили в новую фазу своего промышленного развития, одной из важнейших черт которой стало формирование новой технологической платформы развития глобальной энергетики. Для России формирование новой технологической платформы развития энергетики связано вместе с тем также и с предстоящим массированным выводом мощностей генерации, отработавших свой ресурс (в т.ч. после продления сроков эксплуатации). По данным Минэнерго России суммарный вывод мощностей в период 2010—2030 гг. прогнозировался на уровне 67.700 МВт в т.ч. 51.200 МВт – мощности тепловых станций. При благоприятных условиях развития электроэнергетики рекомендуемый масштаб вывода мощностей генерации может составить уже 101.800 МВт, в т.ч. всего оборудования на газе старше 50 лет, в т.ч. 23.300 МВт в течение 2010—2020 гг.⁶

Большинство специалистов признаёт достаточно высокий уровень неопределённости, всё ещё существующей на сегодняшний день в отношении полного набора характеристик этого нового глобального энергетического порядка, но в своём большинстве они согласны с теми чертами, которые уже на сегодня достаточно проявились в практике развития больших энергосистем, компаний энергетики и их технологий. К ним мы относим следующие.

1. Формирующееся изменение структуры балансов производства и потребления электроэнергии за счёт существенного увеличения доли безуглеродных технологий её производства (атомная энергетика и возобновляемая) для снижения доли углеводородного сырья и топлива, снижения масштабов выбросов CO₂ и парниковых газов, других вредных веществ. Этот тренд формируется, главным образом, под растущим влиянием экологических факторов на технологическое развитие энергетики в мире, причем, это влияние может выражаться в самых разных формах. Развитие в рамках названного выше тренда выражается не просто в пожеланиях и намерениях, а в определённых индикаторах долгосрочного развития безуглеродной энергетики и уже достигнутых результатах.

2. Продолжение заката угольной генерации по экологическим причинам.

3. Неясность ситуации с необходимостью дальнейшего прироста добычи углеводородов в таком объёме и масштабах, которые соответствовали бы прогнозируемым индикаторам прироста производства и потребления электрической и тепловой энергии в мире, в первую очередь, в развивающихся странах при сохранении сложившихся за последние годы трендах. В то же время при снижении темпов роста потребления углеводородов в энергетике возможна стабилизация цен на энергоносители на уровне ниже средних для периода 2009—2014 гг.

4. Быстрое изменение структуры потребления электрической энергии за счёт почти в два раза более быстрого роста потребления в домохозяйствах, чем в бизнесе. За счёт больших колебаний потребления у розничных потребителей это может потребовать изменения технологий управления нагрузкой и её перераспределения в энергосистемах.

5. Изменение структуры генерации за счёт увеличения доли относительно небольшой, т.н. распределённой генерации, увеличения количества точек генерации и формирования более разветвлённой структуры энергосистемы. Снижение уровня определённости в долгосрочном развитии энергетики и повышение коммерческих рисков проектов уже привели

⁶ Кожуховский И. С. «Генеральная схема размещения объектов энергетики до 2030 г.» – Презентация, 23 ноября 2010.

к ситуации отказа многих энергокомпаний от строительства крупных и дорогостоящих энергообъектов (см., например⁷).

6. Переход к активно-адаптивным (интеллектуальным) сетям (*smart grid*) как ответ на предыдущие отмеченные изменения в структуре производства и потребления энергии.

7. Развитие технологий накопления и сохранения энергии и, следовательно, повышение независимости таких производителей/потребителей. Возможность перехода к управлению не только производством энергии, но и потреблением в энергосистеме, отказ от значительной части генерирующих мощностей за счёт пиковых, иные принципы диспетчирования.

Переход к новой технологической базе развития энергетики уже начался, подтверждением чему служат уже зафиксированные изменения в научно-техническом развитии современной цивилизации. По расчётам проф. Ю.А.Плаkitкина электроэнергетика относится к направлениям научно-технического развития, по которым сейчас уже выдано намного больше патентов, чем по многим другим направлениям, а среди направлений – лидеров в самой энергетике, это технологии возобновляемой энергетики – ветроэнергетика и солнечная. В США, Европе и странах АТР за десять последних лет темп интенсивного роста патентных заявок – 6% в год. Энергетика – почти 10% в год и внутри массива этих 10% очень существенная дифференциация. Если традиционная энергетика: уголь, газ и нефть занимают примерно 7—8% от всего объёма патентных заявок по энергетике, то ВИЭ – вдвое больше – 16%. В пакете всех патентных заявок доля заявок ВИЭ составляет почти 50%, традиционная энергетика – только 29%. Для сравнения, темп прироста запатентованных результатов исследований в ядерной энергетике – 2,2%.⁸

Эти тенденции будущего развития энергетики в мире подтверждаются также и зарубежными экспертными оценками. Исполнительный директор Международного энергетического агентства (МЭА) Нобу Танака ещё в 2010 г. сообщил,⁹ что МЭА обновило свои тогдашние оценки долгосрочного развития глобальной энергетики и по новым прогнозам доля безуглеродных технологий энергетики (вся гидрогенерация, другие ВИЭ и атомная энергетика) в энергобалансе может достичь к 2030 г. 60% всего произведённого электричества – цифра, которая содержится в издании МЭА *World Energy Outlook* за 2010 г. На начало второго десятилетия 21 века по данным того же МЭА доля безуглеродных технологий оставляет 33%.¹⁰ И в своих следующих прогнозах МЭА не снижает оптимизма по отношению к развитию энергетики на основе ВИЭ и её доле в мировом энергобалансе. К 2040 г. «доля возобновляемых источников энергии в производстве электроэнергии больше всего вырастет в странах ОЭСР, достигнув 37%, и их рост будет равным чистому приросту поставок электроэнергии в этих странах. Между тем, генерация энергии из возобновляемых источников вырастит более чем в два раза в странах, не входящих в ОЭСР, во главе с Китаем, Индией, Латинской Америкой и Африкой. Ветроэнергетика составит львиную долю роста в генерации энергии из возобновляемых источников (34%), за ней последуют гидроэнергетика (30%) и солнечная энергетика (18%)».¹¹

Эти оценки уже получили подтверждение и в стратегических документах российского Министерства энергетики. В частности, «изменение структуры и масштабов производства

⁷ «Проблема России – не система, а избыток мощности» – Интервью Ф. Стараче (Enel S.p.A) – «Коммерсант», №105, 18 июня 2015 г., с. 11.

⁸ Плаkitкин Ю. А. Закономерности развития мировой энергетики и их влияние на энергетику России. ИД «Энергия», 2006, 56 стр.; Плаkitкин Ю. А. Новый технологический трек мировой экономики и его влияние на вектор развития мировой энергетики. 7 стр. wp-content/uploads/2011/ 05/плаkitкин...

⁹ <http://www.reuters.com/article/idUSTRE64Q4D920100527>

¹⁰ Там же.

¹¹ *World Energy Outlook*, 2014, Executive Summary.-OECD/IEA, 2014, стр. 5.

энергоресурсов», в т.ч. за счёт ВИЭ, было отнесено к числу четырёх главных векторов перспективного развития отраслей топливно-энергетического комплекса, предусмотренных Энергетической стратегией России до 2030 г. вместе с «переходом на путь инновационного и энергоэффективного развития» (раздел II).

Именно «создание инновационного и эффективного энергетического сектора страны, ...обеспечивающего необходимый вклад в социально ориентированное инновационное развитие страны» было сформулировано в качестве главной цели стратегии до 2030 г. (раздел II). Создание нового индустриального сектора возобновляемой энергетики в российской экономике также быстро могло бы привести к развитию этого направления научно-инженерной мысли, к созданию новых рабочих мест, в основном, в малом и среднем бизнесе и в сфере НИОКР, как и в большинстве других стран.

Как уже неоднократно подтверждалось в истории нашей страны, развитие новой отрасли промышленности ведёт к появлению соответствующих мультипликативных эффектов в смежных отраслях производства и сферах деятельности. Влияние развития возобновляемой энергетики на смежные отрасли промышленности и бизнеса, в целом, состоит в ускоренном развитии существующих и появлении новых отраслей промышленности, развитии НИОКР, обеспечивающих это развитие, создание обслуживающих производств и бизнесов: консультационных, проектно-изыскательских, образовательных и тренинговых, тестовых подразделений и проч. Как показывает международный опыт, это развитие в большей степени осуществляется в формате малого и среднего бизнеса и касается, в первую очередь, таких отраслей как: энергомашиностроение в части оборудования для ГЭС, ветростанций, тепловых станций на сжигании биомассы и биогаза, солнечных станций; развитие производства солнечных батарей, солнечных элементов батарей, кремниевых пластин, крепежа и проч.; производство вспомогательного энергетического оборудования: кабели, трансформаторы, выключатели и проч. Развитие НИОКР будет осуществляться по направлениям: энергомашиностроение, материаловедение, нанотехнологии, метеорология, управление большими энергосистемами, приливная энергетика, волновая энергетика, геотермальная и проч.

Часть технологий возобновляемой энергетики для новой технологической базы развития национальной энергетики имеют в России необходимый для старта задел: гидроэнергетика, тепловая энергетика на основе биомассы и биогаза, геотермальная энергетика, приливная, волновая, солнечная. Россия пока отстаёт в области развития ветроэнергетики, но предшествующий опыт страны, начиная с 30-х годов прошлого века, опыт НИОКР и производства ветроагрегатов в конце 80-х, начале 90-х гг. позволяют уверенно говорить о возможности быстрого восстановления лидирующих позиций России и в этой сфере возобновляемой энергетики. Быстрое развитие может быть осуществлено на основе трансфера технологий ветроэнергетики, как это происходило и в других странах, приступивших к развитию собственной ветроэнергетики: Испания, Индия, Китай и др. Однако необходимо обратить внимание, что это пока ещё открытое окно трансфера технологий возобновляемой энергетики может скоро закрыться, также, как это было с производством электронно-вычислительной техники в СССР в 70—80-е гг. прошлого века.

Принципиально важно отметить, что у России при запуске нового этапа развития возобновляемой энергетики есть возможность начать сразу со значительно более высокого технологического уровня, чем это было в других странах, начинавших тот же путь развития раньше. К настоящему времени там накоплен большой опыт, но и большая доля быстро устаревших генерирующих агрегатов.

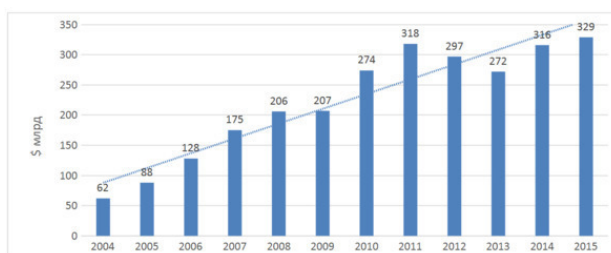
Хорошим примером такого типа развития отрасли может стать Китай, который сумел практически с нуля создать за несколько лет одну из самых крупных и быстро развивающихся отраслей ветроэнергетики в мире. То есть, создал новый опорный элемент своей буду-

щей технологической платформы в электроэнергетике. Описанный автором далее китайский пример (раздел 6.4.3) показывает со всей очевидностью, что и для нашей страны не всё потеряно в области развития собственной отрасли ветроэнергетики. При своевременных и правильных решениях Россия сможет быстро создать собственное производство ветроагрегатов, как и многие другие страны мира.

2. Состояние и перспективы развития энергетики на основе ВИЭ в мире

Возобновляемая энергетика стала в последние 10—15 лет не только самой быстро растущей отраслью энергетики в мире, но и источником нового этапа развития экономик многих стран. Как сообщалось в отчёте Международного энергетического агентства (МЭА) за 2013¹², к 2016 г. объём производимой электроэнергии на основе ветра, воды, солнца и других возобновляемых источников обгонит соответствующий индикатор по газу, что собственно уже и произошло даже раньше ещё в том же 2013 г.: 21,7% — доля природного газа в выработке электроэнергии и 22% — доля всех ВИЭ.¹³ В следующие 5 лет ожидаемый прирост производства энергии на основе ВИЭ составит примерно 40% и составит глобальную долю всех ВИЭ 25% к 2018 г. по сравнению с 20% в 2011 году. Доля ВИЭ, исключая гидро-ресурсы, достигнет к тому же году 8% в мировом энергобалансе, по сравнению с 4% и 2% в 2011 и 2006 гг. соответственно¹⁴. К 2030 г. IRENA прогнозирует в своём докладе увеличение общей доли ВИЭ до 36% при сегодняшних 18%, однако, как справедливо указывается в докладе агентства¹⁵, представленного на его 4-ой ассамблеи в Абу-Даби в январе 2014 г., это будет возможно только при условии использования мер поддержки возобновляемой энергетики в той или иной форме. Что касается использования возобновляемых источников именно в электроэнергетике, принимающей на себя в 2030 г. около 40% всего объёма использования возобновляемых ресурсов, то как указывается в REmap 2030, примерно 1/3 придётся на гидроэнергетику, ещё треть — на ветроэнергетику, 1/10 — солнечная энергетика и оставшееся — на все остальные виды и технологии ВИЭ.¹⁶ Среди прочего это означает превращение ветроэнергетики в такую же заметную и значимую часть глобальной электроэнергетики, какой сегодня является гидроэнергетика и без которой трудно представить себе современную энергосистему в мире.

Уже сегодня видны результаты в тех странах, правительства которых проводили в разных формах политику и практические меры по её развитию и поддержке ВИЭ. Объём рынка возобновляемой энергетики сегодня уже исчисляется сотнями миллиардов евро ежегодно (прим. \$329 млрд. в 2015 г. по данным Bloomberg New Energy Finance¹⁷). Рост инвестиций в секторе энергетики ВИЭ во всем мире отражает график, представленный ниже на Рисунке 1.



¹² Medium-Term Renewable Energy Market Report. IEA, 2013.

¹³ Key World Energy Statistics, 2015.-OECD/IEA, 2015, стр. 24.

¹⁴ Medium-Term Renewable Energy Market Report. IEA, 2013.

¹⁵ REmap 2030. IRENA, 2013.

¹⁶ Там же.

¹⁷ <http://about.bnef.com/press-releases/clean-energy-defies-fossil-fuel-price-crash-to-attract-record-329bn-global-investment-in-2015/>, на 20.01.2016

Рисунок 1.

Рост инвестиций в энергетику ВИЭ в мире, млрд. USD₂₀₁₄

Источник: Bloomberg New Energy Finance, 2015: <http://about.bnef.com/press-releases/clean-energy-defies-fossil-fuel-price-crash-to-attract-record-329bn-global-investment-in-2015/>

Рост инвестиций в энергетику на основе ВИЭ в 2015 году имел различные составные части по технологиям генерации, но наибольшую долю заняли две из них: ветрогенерация и солнечная энергетика. Не менее впечатляющий относительный рост инвестиций по сравнению с 2004 г. (Рисунок 2). Фактически за 10 лет до 2014 г. объём ежегодных инвестиций увеличился в 5 раз, став самой быстрорастущей отраслью в мире по этому показателю.

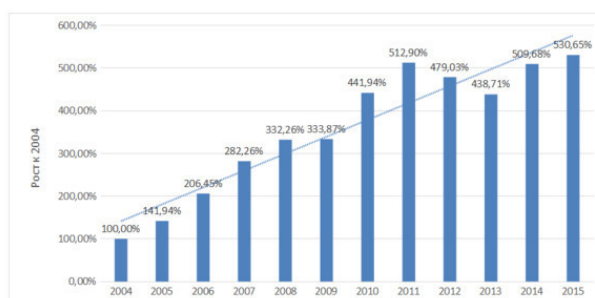


Рисунок 2. Рост инвестиций в энергетику ВИЭ в мире по сравнению с 2004 г., %

Источник: Bloomberg New Energy Finance, 2015: <http://about.bnef.com/press-releases/clean-energy-defies-fossil-fuel-price-crash-to-attract-record-329bn-global-investment-in-2015/>

Несмотря на некоторое замедление в 2012—13 годах инвестиционный процесс в возобновляемой энергетике за рассматриваемый период производит сильное впечатление своими ежегодными индикаторами объёма. BNEF также оценивает объём инвестиций в корпоративный и правительственный (т.е. за счёт средств государств) НИОКР в возобновляемой энергетике в 2015 г. в \$28,3 млрд и рост этих расходов на 1% по сравнению с 2014 г.¹⁸

По оценкам Министерства защиты окружающей среды ФРГ, сделанным ещё в 2006 г., величина этого рынка может достигнуть к 2030 г. 460 €₂₀₀₀ в год.¹⁹ Но исходя из приведённых выше темпов роста инвестиций в ВИЭ, этот индикатор роста может быть и превышен к ожидаемому сроку. Этот сектор экономики создает новые рабочие места, как в производственной части, так и в сопутствующих секторах: НИОКР, обучение и тренинг, производство энергии и обслуживание оборудования и прочее, что неоднократно отмечалось специалистами во многих странах.

Развитие отдельных технологий на основе ВИЭ в мире будет рассмотрено автором ниже.

По мнению МЭА²⁰ активное развитие производства энергии на основе ВИЭ в последние годы основывается преимущественно на следующих двух факторах развития.

Во-первых, активное развитие этого типа энергетике в развивающихся странах мира, которые отличаются существенно более высокими темпами роста энергопотребления, чем развитый мир²¹. Доля стран – не членов ОЭСР, во главе с Китаем составит 2/3 в суммарном

¹⁸ <http://about.bnef.com/press-releases/clean-energy-defies-fossil-fuel-price-crash-to-attract-record-329bn-global-investment-in-2015/>

¹⁹ Renewable Energy Sources Act: Progress Report, 2007. BMU, 05.07.2007.

²⁰ Medium-Term Renewable Energy Market Report. IEA, 2013.

²¹ Например, в период с 2002 по 2012 гг. ВВП США, рассчитанный по паритету покупательной способности в постоян-

приросте производства энергии на основе ВИЭ к 2018 г. И этот более чем впечатляющий рост сможет компенсировать снижение доли развитых стран в этом процессе, в первую очередь в США и странах ЕС.

Во-вторых, существенно улучшается экономика использования ВИЭ для производства электроэнергии за счёт расширения масштабов и технологического развития отрасли. Например, ветроэнергетика является конкурентоспособной без специальных мер поддержки уже в некоторых странах: Бразилия, Новая Зеландия, Турция. Впечатляющие результаты демонстрируют геотермальная и биоэнергия. Энергия ГЭС давно уже не вызывает вопросов с точки зрения своей конкурентоспособности, особенно с учётом способности ГЭС обеспечивать пиковое потребление и балансирование в энергосистеме.

Неодинаковый уровень развития ВИЭ в разных странах можно объяснить двумя основными факторами:

- существенные различия среди стран по величине суммарного объёма ресурсного потенциала ВИЭ, пригодного для разработки, и по его структуре
- различия в эффективности схем стимулирования ВИЭ_{эл}, применяемых отдельными странами для наиболее эффективного использования того ресурсного потенциала ВИЭ, которым располагает страна
- разное время начала активных мер поддержки развития возобновляемой энергетики в стране.

РАЗВИТИЕ НАЗЕМНОЙ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ

Ветроэнергетика в мире, начиная с 90-х годов XX века, испытывает значительный подъём. Причем этот подъём выражается сразу в нескольких факторах: рост суммарной установленной мощности ветроустановок, повышение темпа роста установленной мощности, увеличение объёма инвестиций, как в энергетику ВИЭ в целом, так и в ветроэнергетику в частности.

За 2012 год по данным IRENA и GWEC глобальный рынок ветроэнергетики вырос в стоимостном выражении на 10% по сравнению с 2011, что составило \$78 млрд или €60 млрд.

Вот несколько цифр, характеризующих тенденции и результаты развития мировой ветроэнергетики, а также место России в этом развитии:

– на конец 2014 года в мире эксплуатировалось примерно 268.000 ветроагрегатов, из которых 76.241 агрегат был установлен в Китае.²² Общая установленная мощность ветрогенерации в мире достигла 432,4 ГВт²³, что более, чем в два раза превышает нынешнюю установленную мощность всей российской генерации (210 ГВт, из них в России мощность работающих ВЭС составляет только 5,5 МВт (0,00003%);

– по итогам 2015 г. страной – лидером мировой ветроэнергетики остался Китай (впервые страна стала лидером по итогам 2010 г.) с общей установленной мощностью ВЭС более 145.000 МВт, обгоняя США с общей мощностью ВЭС 74.471 МВт. Приросты установленной мощности составили за 2015 г.: в Китае около 30.500 МВт²⁴, в США прирост мощности составил 8.598 МВт (6.810 МВт в 2010 г.²⁵). Любопытно, что, обгоняя США по объёму установленной мощности ВЭС, Китай существенно отстаёт от них по объёму

ных ценах 2011 года, возрос на 19%, а первичное потребление энергии сократилось более чем на 2,5%; в Германии за тот же период прирост ВВП составил 12%, а сокращение первичного потребления энергии – почти 6%. (Копылов А., Ланьшина Т. Энергосбережение экономики. – «Ведомости», 19 февр. 2016)

²² <http://www.gwec.net/global-figures/wind-in-numbers/>

²³ Global Wind Statistics, 2015. – GWEC, 10.02.2016

²⁴ Там же.

²⁵ http://www.windpoweringamerica.gov/wind_installed_capacity.asp

производимой на ВЭС электроэнергии. В 2015 г. в США было произведено на ВЭС 190 млрд кВт·ч электроэнергии²⁶. Китай (в сообщении Национальной энергетической администрации (NEA))²⁷, в свою очередь, сообщил о суммарных потерях объёмов производства электроэнергии на своих ВЭС в 2015 г. на 33,9 млрд кВт·ч, что составляет примерный эквивалент 20% суммарного производства электроэнергии на ВЭС в Китае или, примерно, 169,5 млрд кВт·ч;

– ещё в 2009 году установленная мощность ветрогенерации в Германии (25,8 ГВт) превысила установленную мощность российских АЭС (22 ГВт), на конец 2015 года мощность ВЭС в Германии составляет 44.947 МВт²⁸

Отдельно стоит подчеркнуть территориальную особенность распространения ветростанций по всему миру. Если раньше работающие ветроустановки были частью пейзажа только развитых стран Западной Европы и США, то сейчас наблюдается скачок в использовании энергии ветра в странах Азии, Латинской Америки, Восточной Европы и постсоветском пространстве. Данную тенденцию можно связать, в первую очередь, с последовательной долгосрочной политикой стран-лидеров в сфере поддержки развития возобновляемой энергетики в целом и ветроэнергетики, в частности, с ростом цен на углеводородные энергоносители, введением квот на выбросы CO₂ и парниковых газов, удешевлением конструкций и технологического цикла производства ветроустановок, налаженным механизмом их подключения к сети, появлением более дешевых аналогов, в основном, производства КНР, развитием вторичного рынка установок.

График роста мощности ВЭС (Рисунок 3) имеет вид, близкий к экспоненте, что говорит о высокой скорости нарастания индикатора установленной мощности.

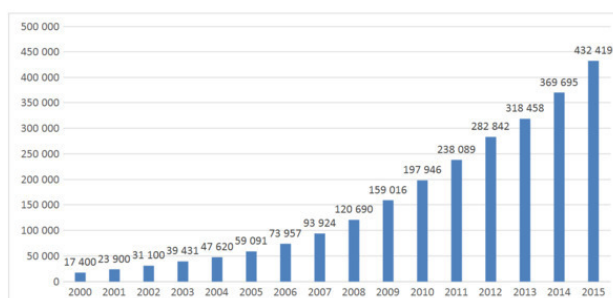


Рисунок 3. Рост суммарной мировой установленной мощности ВЭС, МВт

Источник: Global Wind Statistics, 2015.-GWEC, 10.02.2016

Прирост её только за последний рассмотренный год (2015) составил 17,0%.

Отметим, что индикатор объёма ежегодно устанавливаемой мощности в 2013 году был ниже, чем в предыдущем, что объясняется воздействием кризиса и неустойчивой ситуацией в странах Северной Америки, что и проиллюстрировано следующим графиком на Рисунке 4.

²⁶ <http://www.aweablog.org/american-innovation-at-work-u-s-worlds-top-wind-energy-producer/> – сост. на 09.03.2016

²⁷ <http://www.energymarketprice.com/SitePage.asp?act=NewsDetails&newsId=19145&trydf> – по сост. на 24.03.2016

²⁸ Global Wind Statistics, 2015.-GWEC, 10.02.2016

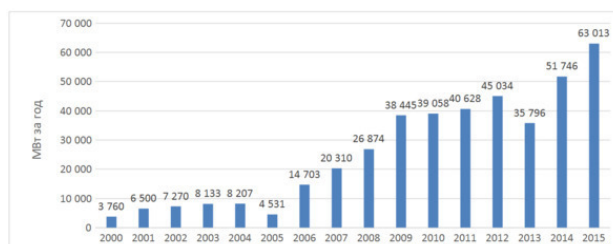


Рисунок 4. Ежегодный прирост установленной мощности, МВт

Источник: Global Wind Statistics, 2015.-GWEC, 10.02.2016

Особого внимания заслуживает структура стран, производящих электроэнергию посредством ВЭС (Рисунки 5 и 6), как наиболее быстро развивающийся и самый большой после ГЭС сектор возобновляемой энергетики. До середины первого десятилетия XXI века лидерами по объёму установленной мощности были США и страны континентальной Европы. Сейчас на ведущие позиции, как было отмечено ранее, вышел Китай (он, кстати, также является лидером по объёму прироста установленной мощности) и Индия. Также относительно высокую активность по установке новых мощностей ВЭС демонстрируют США²⁹.

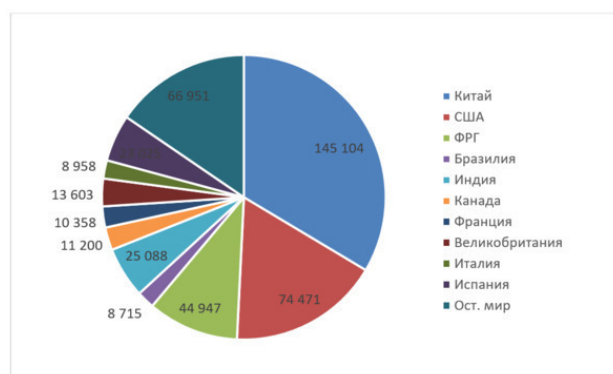
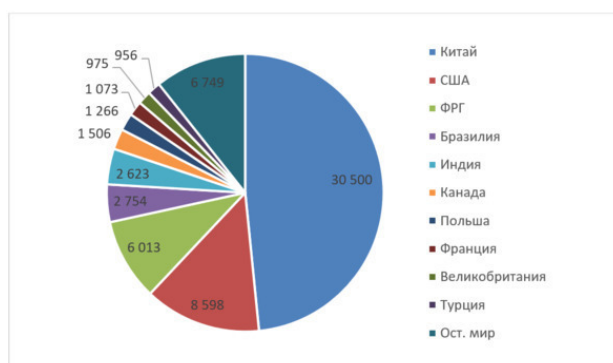


Рисунок 5. Суммарная установленная мощность ВЭС на конец 2015 (10 крупнейших стран), МВт

Источник: GWEC, Global Wind Statistics, 2015.-GWEC, 10.02.2016



²⁹ Проблема развития американской ветроэнергетики состоит в действующей в стране системе её поддержки на основе налоговых списаний, которая приводит к существенным колебаниям вводимых мощностей каждые 2 года из-за ожидания решения Конгресса США и президента по величине этих списаний. В год перед таким объявлением новых условий вводы мощностей резко падают, т.к. инвесторы откладывают их в ожидании решения правительства США по условиям поддержки.

Рисунок 6. Введённая в 2015 г. установленная мощность ВЭС (10 крупнейших стран), МВт

Источник: GWEC, Global Wind Statistics, 2015.-GWEC, 10.02.2016

Если в августе 2012 г. Американская ветроэнергетическая ассоциация сообщила о преодолении США рубежа 50 ГВт мощности ВЭС,³⁰ то всего через 3 года установленная мощность превысила 74 ГВт, т.е. выросла на 50%.

Прогноз сравнительной динамики рынка в разрезе основных регионов (Северная Америка, Европа, Азия, Латинская Америка, страны Африки и Ближнего Востока, страны Тихоокеанского бассейна) можно проследить на Рисунке 7 ниже.

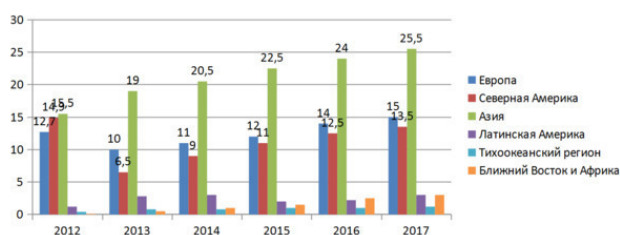


Рисунок 7. Прогноз развития рынка ветроэнергетики по регионам, ГВт

Источник: GWEC, 2012

Прогноз суммарной установленной мощности ветроэнергетики (красный) и ежегодного прироста (синий) приведен ниже на Рисунке 8. Как следует из этого графика величина ежегодного прироста выходит на фазу медленного роста, в то время, как прирост суммарной установленной мощности будет ещё продолжать высокую динамику на протяжении ближайших 5—7 лет. Если сравнить данный прогноз, сделанный в 2012 г., с данными на Рисунке 3, то станет очевидным вывод, что ветроэнергетика пока идёт с опережением самых оптимистичных прогнозов и по показателю суммарного ввода мощностей (+3,3% по отношению к прогнозу 2012 г.), и по показателю ежегодного ввода (+26%).

Прогноз темпа прироста суммарной мощности (синий) и прирост годового темпа (красный) показаны на Рисунке 9 ниже.

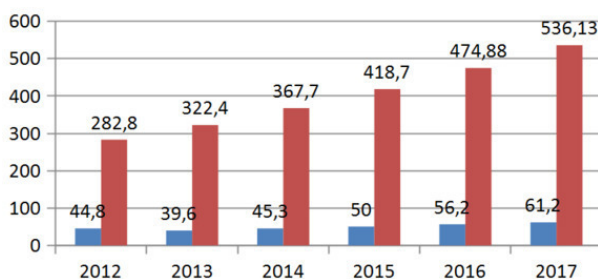


Рисунок 8. Прогноз роста суммарной мировой установленной мощности ВЭС, ГВт

Источник: GWEC, 2013

³⁰ Американская ветроэнергетическая ассоциация: ветроэнергетика США преодолевает рубеж установленной мощности ВЭС в 50 ГВт: <http://www.veterm5.com/index.php?pid=5&PHPSESSID=6de7a2ec47fb0d7d79ed3e2598fd55ce>

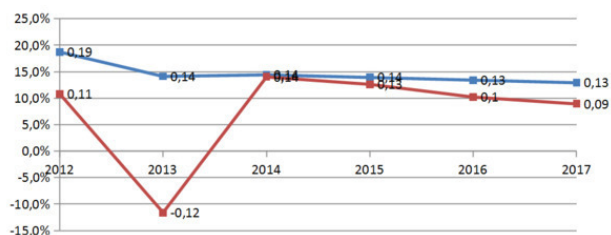


Рисунок 9. Прогноз изменения темпа роста суммарной мировой установленной мощности ВЭС, %

Источник: GWEC, 2013

Как уже было отмечено нами ранее, прирост годового темпа выходит на своеобразное плато на уровне 8—10% ежегодно, а темп прироста суммарной мощности постепенно замедляется в мире. Скорее всего, следует ожидать нового скачка темпов роста и прироста после существенного ускорения роста ветроэнергетики морского базирования или открытия последнего большого географического рынка – России.

Технологическое развитие ветроэнергетики идёт сразу в нескольких направлениях. Во-первых, это рост единичной мощности ветроагрегатов. Если раньше, ещё 7—8 лет назад «рабочим» считался уровень единичной мощности ветроагрегата 1,2—1,5 МВт, то теперь, это уже 2,5—3 МВт. Самый мощный из ветроагрегатов принадлежит датской компании Вестас имеет мощность 8 МВт и диаметр ротора 164 м, т.е. лопасть длиной 82 м. Один из крупнейших производителей лопастей компания LM Wind Power известила³¹ в июне 2016 г. о завершении производства самой длинной лопасти ветроагрегата длиной 88,4 м для станций морского базирования. Однако были сообщения о ведущемся в Sandia National Laboratories исследовательских работах по созданию лопастей длиннее 290 м для ветроагрегатов единичной мощностью более 50 МВт для ВЭС морского базирования.³²

Во-вторых, растут высоты башен ветроагрегатов для достижения более высоких средних скоростей потоков, а также для освоения площадок, для которых свойственны слабые ветра на стандартных ранее и ныне высотах башен 80—90 м. Сегодня многие производители готовы предложить ветроагрегаты с высотами башен более 100 м и наибольшая из известных сегодня на рынке башен ветроагрегатов превышает 170 м. Рост высоты башен привёл к необходимости использования совершенно новых технологий их производства. Традиционно башни разбираются на секции, свариваемые на заводе и доставляемые на площадку ВЭС для сборки самой башни. Как правило для соединения секций башен используется болтовая конструкция. Однако увеличение высоты башни не только ведёт к увеличению количества секций, но и к увеличению диаметра нижних из них. А это, в свою очередь, создаёт серьёзные проблемы с их транспортировкой на площадку. Поэтому в настоящее время используются новые подходы к производству башен прямо на площадках. Компания GE предлагает высокие башни на 5 осях, обмотанных специальной строительной тканью. Другие предлагают использование бетона для их возведения или использование комбинированных конструкций. NREL в США разрабатывает в сотрудничестве с другими компаниями технологию спиральной сварки башен из рулонов листовой стали прямо на площадке.³³

В-третьих, логичным развитием, связанным с предыдущими двумя отмеченными факторами, стало увеличение длин лопастей ротора ветроагрегатов. Ныне лопасти длиной более

³¹ <http://www.lmwindpower.com/en/stories-and-press/stories/news-from-LM-Places/Record-breaking-LM-88-4-blade> — по сост. на 23.06.2016

³² *Pelosi, Ray.* The Next Generation in Wind Power Technology.-Renewable Energy World: http://digital.renewableenergyworld.com/renewableenergyworld/20160304?sub_id=48vIC8LdYiPt&folio=26&pg=29#pg29

³³ Там же.

50 м становятся почти стандартом, а новые технологии изготовления составных лопастей позволили изготовить лопасть ротора длиной 74 м. Такие новые размеры заново ставят перед разработчиками вопросы не только аэродинамических качеств лопасти, но и её надёжность, прочность за счёт используемых материалов и конструкции и цена. Причём последний из факторов по мнению специалистов начинает сейчас доминировать.³⁴

В-четвёртых, использование новых технологических и схемных решений ветроагрегатов для решения проблемы выравнивания скорости вращения ротора ветроагрегата при изменении скоростей ветра и обеспечения за счёт этого необходимого качества вырабатываемого и выдаваемого в энергосистему тока. Используемые решения отличаются достаточно большим разнообразием вариантов. Новые решения используются для перехода от управления отдельными ветроагрегатами ВЭС к управлению всеми ветроагрегатами станции во взаимосвязи для оптимизации режимов выработки не столько каждого отдельно взятого ветроагрегата, сколько выработки всей ВЭС в целом.

Одной из задач инженеров-конструкторов ветроагрегатов всегда было нахождение баланса между необходимостью обеспечения равномерности вращения ротора, максимальным использованием энергии воздушного потока при условии соблюдения безопасности эксплуатации ветроагрегата и обеспечением качества электрического тока, выдаваемого в систему. На сегодняшний день в ветроэнергетике используется несколько технологических решений, решающих выше перечисленные задачи.

Системы контроля скорости вращения ротора. Имеются две принципиальных схемы регулирования скоростей вращения ротора в зависимости от скорости воздушного потока: система контроля вращения ротора (*stall control*) и система управления углом атаки лопастей ротора (*pitch control*) путем их поворота и «подруливания». Кроме того, используются механические коробки передач между валом ветроколеса и ротором генератора. Пассивная система контроля вращения ротора предполагает использование такого профиля лопасти ветроагрегата, которая позволяет при достижении воздушным потоком скорости, при котором происходит изменение оптимального режима вращения и выработки энергии, переводить обтекание лопасти потоком в режим срыва этого потока (*stall*) и, как следствие, ликвидировать подъёмную силу потока до остановки вращения ротора ветроагрегата. Активная система контроля вращения ротора предполагает несколько фиксированных положений лопастей ветроколеса и их угла атаки, поэтому такой механизм использования контроля обеспечивает промежуточное положение между состоянием вращения и полного останова ротора.

Система управления углом атаки лопастей ротора (pitch control) для регулирования вращения вала предполагает постоянное «подруливание» лопастей ветроколеса на основе анализа выработки энергии в интервалах меньше секунды. Последняя уже опробованная технология, когда в головную часть ротора встраивается лазер, «простреливающий» воздушные потоки, набегающие на ветроколесо. На основании полученных характеристик воздушного потока система управления ветроагрегатов поворачивает лопасти заранее с тем углом атаки, который позволит максимально использовать энергию набегающих потоков ветра. Это усовершенствование позволяет увеличить выработку ветрогенератора на 5—6% за счёт более ранней подготовки ветроколеса к особенностям потока ветра по сравнению с традиционными моделями, в которых корректировка угла атаки происходит *post factum*.

В современных ветроагрегатах начали использовать *генераторы с переменной полярностью* (зависит от типа соединения магнитов статора), в которых генератор может работать с различным количеством полюсов и, следовательно, с различной скоростью враще-

³⁴ Bayar, Tildy. Sharpening the Blade. – Power Engineering International, 2015, February: <http://www.powerengineeringint.com/articles/print/volume-23/issue-2/features/sharpening-the-blade.html> – по сост. на 16.03.2016

ния ротора. Также специально созданные для ветроиндустрии большие генераторы могут работать как два в одном: обеспечивая в одном режиме мощность 400 кВт, а в другом – 2000 кВт и работая на двух скоростях вращения ротора соответственно. Этот тип конструкции получает всё большее распространение. Имеются технические решения регулирования не столько скорости вращения ротора, сколько *регулирование вырабатываемого тока на основе прямого привода ротора ветроколеса на генератор*. В них используется эффект так называемого скольжения асинхронного генератора³⁵.

Скорость вращения ротора асинхронного генератора будет меняться от величины крутящего момента, передаваемого с ротора ветроколеса. На практике разница между скоростью вращения при максимальной выработке и скоростью холостого хода генератора будет всего около 1%. Это однопроцентная разница синхронной скорости вращения ротора генератора и называется *скольжением генератора*. Это означает, что 4-хполюсный генератор будет работать вхолостую при 1500 оборотах в минуту при условии его подключения к сети с частотой тока 50 Гц. Выдавать полную мощность генератор будет уже при скорости вращения 1515 об/мин. Это очень важное и полезное свойство электромеханики генератора, состоящее в чрезвычайно малом изменении скорости вращения вала ротора в зависимости от изменения величины крутящего момента в режиме выработки генератора. Это также означает снижение нагрузки на коробку передач за счёт снижения пикового крутящего момента. Такое свойство асинхронного генератора является одной из главных причин столь их широкого использования в сетевых (т.е., подключенных к сети) ветроагрегатах.

Величина эффекта скольжения генератора является одновременно функцией величины сопротивления постоянного тока (измеряемого в омах) возникающего при вращении ротора генератора: чем выше сопротивление, тем больше величина скольжения генератора. Таким образом, изменяя сопротивление ротора, мы можем регулировать величину скольжения, т.е. зазор разницы скоростей вращения ротора генератора и ветроколеса. Таким образом величину скольжения можно увеличить до, например, 10%. Применительно к моторам, которые, как правило, являются машинами обратного действия по отношению к генераторам, зависимость скорости вращения вала мотора осуществляется включением в цепь обмотки статора силовых резисторов и системы управления ими. Типичным практическим примером такой схемы является работа стиральной машины, скорость вращения вала барабана которой – разная при разных режимах работы, а напряжение и частота потребляемого тока – постоянные.

Генераторы работают по обратной схеме. На их роторы также устанавливают внешние силовые резисторы и систему управления ими. Одной из основных проблем управления такой системой силовой электроники является способ передачи команд по регулированию величины скольжения генератора. Это осуществляется с помощью волоконной оптики, устанавливаемой в генератор и используемой для передачи сигналов управления ротором генератора. Если используется генератор с переменной величиной скольжения, то вы можете начать увеличение этого параметра в случае приближения скорости ветра и выработки к номинальным значениям мощности ветроагрегата. Наиболее популярная схема регулирования, впервые предложенная датскими производителями, предполагает установление половины от максимального значения скольжения генератора ветроагрегата при его работе на скоростях, обеспечивающих выработку, близкую к номинальной мощности агрегата. Когда происходит порыв ветра, то система управления даёт команду на увеличение скольжения генератора, чтобы позволить ротору вращение с большей скоростью, а в это же время механизм регулирования поворота лопастей начинает их поворот под ветер, чтобы лопасти могли справиться с этим порывом ветра тоже.

³⁵ Именно асинхронные генераторы используются в большинстве работающих сегодня ветроагрегатов именно из-за свойств этого типа генератора.

После того как механизм регулирования поворота лопастей выполнил свою работу, механизм регулирования величины скольжения генератора возвращает его значение к прежнему (например, половина от максимума). Если вдруг ветер падает, то схема работает в обратном порядке. Даже приведенное выше краткое описание используемых механизмов адаптации изменения скоростей ветра и работы генератора показывают, что современные ветроагрегаты могут справляться с переменчивым ветром в достаточно большом диапазоне. Внимательный читатель спросит: «А что если ветер совсем перестанет дуть в некоторый момент?» На такой вопрос мне обычно хочется ответить встречным вопросом: «А что если ваша угольная паровая турбина или её генератор, или система управления, или система подачи топлива (специалисты легко продолжают этот список) выйдет из строя?» Использование более совершенных электрических схем работы и управления ветроагрегатом для гармонизации участия ВЭС в энергосистемах на основе использования в ветроагрегатах прямого привода на вал генератора, групповых, а не индивидуальных инверторов и трансформаторов, тонкая опережающая подстройка углов атаки лопастей под находящий поток и проч. позволяют современным ветроагрегатам вполне комфортно работать в составе энергосистем.

Подтверждением этому служат реальные ситуации, когда вся или львиная доля вырабатываемой электроэнергии в большой энергосистеме обеспечивается ВЭС.³⁶ В энергосистемах стран-членов ЕС уже несколько лет действует принцип технологической нейтральности при принятии решений о допуске того или иного генерирующего объекта в систему. На практике это означает, что вне зависимости от используемой технологии производства электроэнергии, агрегат или генерирующий объект должен обеспечивать те же условия и требования по своей надёжной и безопасной работе в системе, что и остальные генерирующие объекты. Целью этих требований, которые обычно включены в так называемые сетевые кодексы стран, является обеспечение бесперебойного функционирования энергосистемы. В случае ветровых технологий эти требования направлены на улучшение и стабилизацию работы ветроагрегатов, снижение объёма потерь ветровой энергии вследствие аварий в системе, и наличие у ветровых электростанций эксплуатационных характеристик, максимально приближенных к характеристикам традиционных электростанций.

Принятые эксплуатационные характеристики ВЭС для современных энергосистем:

- способность поддержания непрерывного энергоснабжения при сбоях (СПН)
- выработка и подача реактивной мощности по команде диспетчеров при сбоях в энергосистеме
- способность регулировать реактивную мощность, уровень мощности и вырабатываемое напряжение
- возможность регулирования активной мощности ВЭС и контроль вырабатываемого напряжения
- регулирование активной мощности по командам диспетчеров
- способность надёжного обмена информацией с СО
- общие требования к защитному оборудованию и настройкам ВЭС
- нормативное регулирование (положение) предоставления системных услуг.

Некоторые специалисты утверждают, что именно это требование является основным препятствием расширения использования китайских ветроагрегатов в Европе и США. Базовые конфигурации этих ветряков стоят много дешевле европейских или американских. Но если заказчик требует дооборудования ветряков до уровня, требуемого безопасностью

³⁶ «Ветер в Испании стал в 2013 г. основным источником электрической энергии» – <http://www.vetern5.ru/index.php?pid=5>

и надёжностью европейской (американской) энергосистемы, то стоимость такого китайского ветряка уже становится сопоставимой с другими производителями.³⁷

РАЗВИТИЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТВЁРДОЙ БИОМАССЫ

На первый взгляд (Рис. 10) доля твёрдой биомассы по сравнению с ее потенциалом создает впечатление низкого уровня эффективности, при наличии нескольких исключений (к примеру, Финляндия, Швеция и Голландия).

В то же время следует отметить, что твёрдая биомасса является на сегодняшний день самым большим по объёму источником энергии на основе ВИЭ, но только для тепловой энергии, занимая, тем не менее, около 9% в суммарном глобальном топливном балансе, что превышает долю всех остальных видов ВИЭ вместе взятых за исключением гидроресурсов.

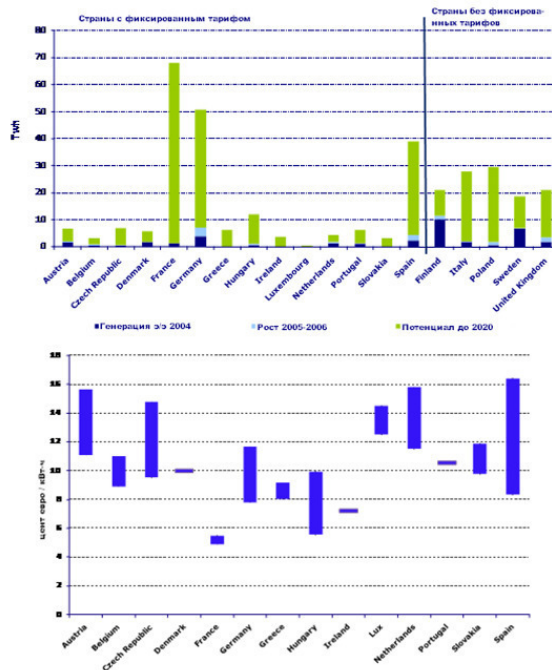


Рисунок 10. Доля биомассы, среднесрочный потенциал и ФТ

(В Голландии предусмотрена надбавка, корректируемая в соответствии с рыночными ценами на электроэнергию.)

Таким образом речь в настоящее время идёт о расширении использования биомассы как источника энергии в её наиболее современных видах и формах, а не только как древесины для отопления.

В то же время сравнительный анализ уровня использования биомассы следует проводить осторожно, т.к. в отличие от других технологий ВИЭ, к примеру, ветровой, технологии с использованием твёрдой биомассы также разнообразны, как и различные формы используемой в качестве топлива биомассы. Кроме того, с технологиями использования биомассы связано несколько проблем экономического характера, которые можно сформулировать в общем как отсутствие корректного «рынка биомассы», который бы обеспечивал необходимые ценовые сигналы для развития технологии.³⁸ К этому следует добавить тот факт,

³⁷ См., например: Никитина Ю. Не всё так дешево и всё сердито. - Энергополис, январь-февраль 2012, стр. 64.

³⁸ Например, в России использование отходов лесного и деревообрабатывающего производства часто сталкивается с экономически необоснованным поведением поставщиков отходов по отношению к станциям, использующим его для производства электроэнергии и тепла, если они принадлежат разным собственникам. То, что на исходной стадии процесса

что, как и для любой другой традиционной технологии, генерирующим компаниям, чтобы получить гарантию достаточного количества топлива для генерации энергии по установленной цене, требуется заключение долгосрочных договоров с поставщиками биомассы³⁹. Эти обстоятельства могут объяснить, почему, несмотря на наличие высоких фиксированных тарифов, во многих странах, к примеру, в Германии и Испании, развитие данной технологии оставалось на достаточно низком уровне вплоть до 2004 г., даже несмотря на заметное улучшение тенденции на протяжении последних нескольких лет.

Два исключения в использовании биомассы – Финляндия и Швеция: в обоих случаях механизмы поддержки стимулируют развитие рентабельных проектов (освобождение от налогообложения в Финляндии, «зелёные» сертификаты в Швеции), и рынок демонстрирует соответствующую реакцию на данные сигналы.

Любопытно отметить, что в период с 1994 по 2008 гг. импорт вторичных древесных ресурсов, т.е. по сути древесных отходов, увеличился с 2,4 до 6 млрд. долл. или на 150%⁴⁰, что с очевидностью свидетельствует и о расширении вовлечения в оборот этого вида ресурса, и о росте цен на них, превращении отходов в обычный сырьевой товар. Также заслуживает внимания тот факт, что активными импортёрами этого ресурса кроме Японии (около 50% импорта, что легко объяснимо скромностью собственных лесных ресурсов) стали как раз страны, сами располагающие существенными лесными ресурсами и активно их использующими в деревообработке. Это уже упоминавшиеся Финляндия, Швеция и Канада, США, что, с нашей точки зрения, позволяет говорить уже об эффекте расширенного саморазвития отрасли древесного биотоплива, начиная с определённой ступени, когда крупным производителям изделий из древесины настолько выгодно становится перерабатывать его отходы в условиях сложившейся системы поддержки, что они готовы их импортировать дополнительно к собственным объёмам.

Особое место в составе задачи расширения использования твёрдой биомассы занимают твёрдые бытовые отходы (ТБО). Процессы его использования состоят из нескольких взаимосвязанных ступеней, отличающихся степенью эффективного использования либо с точки зрения повторного использования, либо с точки зрения производства энергии из него.

Первой ступенью является наиболее простой и дешёвый, но и наиболее экологически и социально опасный метод захоронения отходов на полигонах. Данный метод используется в России для, примерно 97% всего производимого мусора, столь широкое распространение в России получил ввиду его дешевизны – около 15 евро за захоронение 1 тонны ТБО против около 1000 евро за тонну в странах Западной Европы.

Второй ступенью иерархии методов утилизации бытовых отходов после захоронения мусора на полигонах является его использование в качестве топлива. Для этого проектируются специальные ТЭЦ на базе мусоросжигательных заводов (МСЗ), к которым предъявляются требования, отличные от ТЭЦ на традиционном топливе. Мусор, используемый для этих целей, проходит специальную подготовку – сортировку, позволяющую избавиться его от негорючих включений, а также полимеров, выделяющих при горении опасные вещества.

Следующие ступени – это переработка, компостирование и вторичное использование переработанного мусора. Данные методы являются наиболее экологически выгодными,

считается отходами и приносит их владельцам только дополнительные расходы и штрафы, вдруг становится источником выручки. К тому же иногда станция не может отказаться от покупки своего сырья именно у этого производителя из-за фактора географической близости и трудности с транспортировкой. В этом случае цены на те же отходы часто становятся необоснованно высокими, искажающими реальный рынок и затраты на производство энергии.

³⁹ К другим важным аспектам относятся: процессы и затраты на поставку биомассы, эффективность при заготовке древесного сырья, водные ресурсы и т. д.

⁴⁰ Рассчитано по: UN International Merchandise Trade Statistics / 2008 International Trade Statistics Yearbook, Volume II – Trade by commodity. – Geneva, 2008. – URL: <http://comtrade.un.org/pb/>

однако для их реализации необходим мусор, разделенный на основные составляющие фракции – органика, стекло, бумага, пластик и т.д., что приводит к потребности в его раздельном сборе, либо сортировке, ввиду чего данный метод наиболее затратен. Обойтись только сортировкой и переработкой мусора пока, к сожалению, невозможно и поэтому в развитых странах активно развивается строительство генерирующих мощностей на основе термической обработки части ТБО.

На данный момент в США насчитывается 460 ТЭЦ на базе МСЗ⁴¹ мощностью от 1,5 до 715 МВт. Структура установленной мощности этих станций следующая:

- станции мощностью до 5 МВт – 156
- станции мощностью от 5 до 25 МВт – 148
- станции мощностью свыше 25 МВт – 156

с разбивкой по установленной мощности, как показано на Рисунке 11. При этом в США насчитывается 21 станция мощностью более 100 МВт.

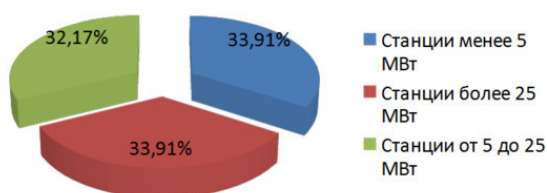


Рисунок 11. Структура установленной мощности станций на базе МСЗ в США

Источник: <http://globalenergyobservatory.org/>

Ситуация со строительством и эксплуатацией электростанций на основе МСЗ в европейских странах – различная. Лидер – Дания, которая сжигает свой мусор уже примерно 150 лет (Рисунок 12).

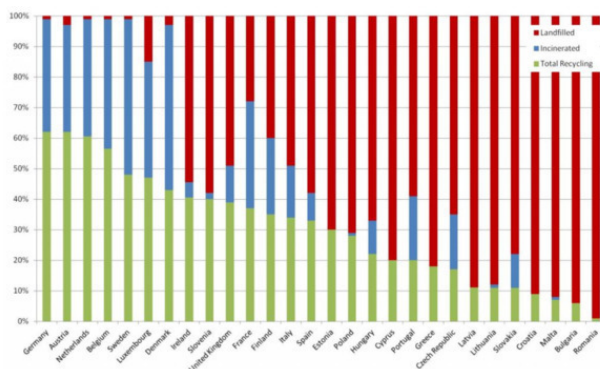


Рисунок 12. Утилизация мусора в европейских странах

Источник: по данным Eurostat2010 и CEWEP

В странах Европы по данным на 2012 год насчитывалось 452 ТЭЦ на базе МСЗ⁴². Лидерами по количеству таких станций в Европе являются: Франция, Германия, Италия, Швеция и Дания. Европейские страны планируют и далее наращивать объёмы производства энергии на станциях на основе МСЗ, доведя её объёмы к 2020 г. до 134 млрд кВт•ч.

⁴¹ По данным сайта <http://globalenergyobservatory.org/list.php?db=PowerPlants&type=Waste>

⁴² По данным: Cooperation of European Waste-to-Energy Plants http://cewep.eu/m_1026

Доля между объёмами тепла и электроэнергии на этих станциях в сумме распределяется, примерно, как 2:1. Поэтому такое значение имеет политика государств по отношению к развитию генерации на ТЭЦ наряду с политикой в сфере сбора и утилизации мусора. Утилизация мусора в т.ч. путём его частичного сжигания предполагает наличие нескольких источников выручки (компенсации затрат):

- плата жителей за сбор и утилизацию мусора домохозяйств,
- плата за приём мусора от собирающих компаний на ТЭЦ МСЗ,
- стоимость проданной электроэнергии,
- стоимость проданного тепла,
- выручка от продажи и (или) повторного использования вторичного сырья из ТБО.

Выводом из этого перечня является необходимость довольно «тонкой» настройки всей этой системы тарифов и цен.

БИОГАЗ

Ситуация с использованием имеющегося потенциала биогаза в Европе подобна ситуации с биомассой, но в меньшем масштабе, что можно увидеть на Рисунке 13.

Развитие технологии с использованием биогаза значительно зависит от схем стимулирования не только на национальном уровне, но и на уровне регионов и отдельных муниципалитетов, т.к. часто генерация на основе этой технологии – местная, небольшая, являющаяся частью сугубо муниципальной энергетики и теплоснабжения. Эта ситуация стала источником дополнительных трудностей для анализа, и в ней не просто разобраться.

Две страны ЕС-28 с самым высоким уровнем развития использования биогаза в настоящее время – это Германия и Великобритания, и в обоих случаях свалочный газ является доминирующей технологией, стимулируемой при помощи дополнительных схем на муниципальном уровне. Эта ситуация может объяснить отличие от соответствующего развития технологии в Испании: в последнем случае испанское правительство обеспечило в самом начале определённые низкие фиксированные тарифы, не ставшие достаточным стимулом для необходимого технологического развития. А, например, в Польше сейчас нет ни одной свалки, которая не была бы занята под производство свалочного газа, после того, как в стране была принята адекватная система поддержки, все свалки «разобрали». Для многих стран отсутствие детальной информации об опыте поддержки на местном и национальном уровне не позволяет оценить реализуемые стратегии.

Остановимся на биогазе, получаем на свалках, так называемом, свалочном газе. Свалочный газ – конечный продукт микробиологического разложения определённых фракций отходов, захороненных на мусорном полигоне. К ним относятся: растительные и животные остатки, бумага и древесина. Скорости, с которой эти материалы подвергаются биоконверсии, а также выход свалочного газа, существенно различны и зависят, в первую очередь от вида отходов (т.н. «морфологии» отходов), а также от физико-химических условий в теле свалки (влажность, температура, кислотность, доступ воздуха и т.д.). Проблема утилизации свалочного газа стоит достаточно остро, ввиду того, что метан, составляющий от 40 до 70% единицы объёма свалочного газа (остальные составляющие СГ – CO₂ (порядка 30—60%), H₂S, O₂, N₂ – порядка нескольких процентов), является чрезвычайно сильным парниковым агентом (его парниковый эффект превосходит аналогичный для CO₂ примерно в 21 раз).

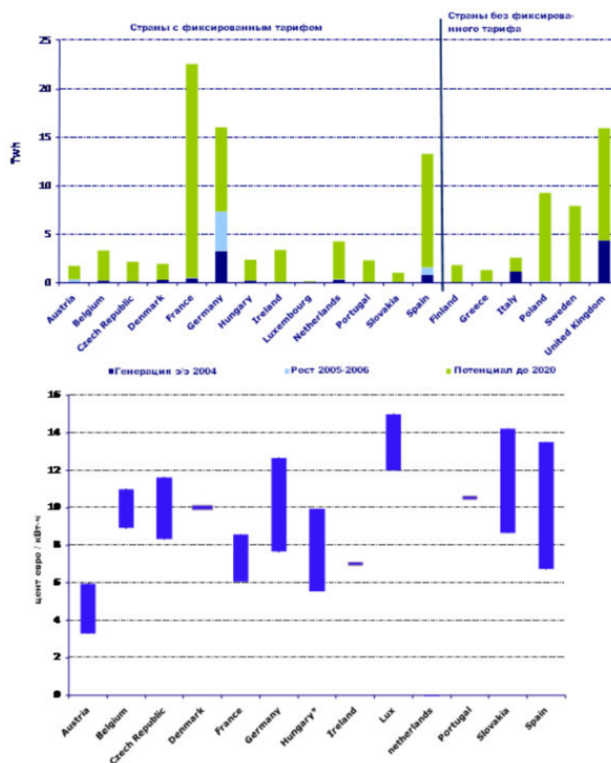


Рисунок 13. Доля биогаза, среднесрочный потенциал и ФТ

(1. В Голландии надбавка составляет 0,016 евро за 1 кВт•ч.

2. В Венгрии реализован механизм фиксированных тарифов с привязкой ко времени использования энергии; поэтому был рассчитан средневзвешенный показатель на основании равномерного графика нагрузки.)

Поэтому западные природоохранные организации субсидируют даже простое факельное сжигание собираемого свалочного газа.

Из-за достаточно высокого содержания метана свалочный газ хорошо горюч (его средняя калорийность составляет примерно 5500 Ккал на м³)⁴³ и может быть использован в качестве топлива без специальной предварительной обработки как в устройствах прямого сжигания (различные топочные устройства), так и в газопоршневых и газотурбинных двигателях.

Особенностью эксплуатации мусорных полигонов при получении на них свалочного газа является изменение выдаваемых объемов газа со временем из-за «живого» характера процессов, происходящих в пробуренных скважинах, и соответствующие колебания выработки электроэнергии от этого. Колебания уровня производительности скважин могут происходить на разных временных горизонтах. Есть долгосрочные изменения, связанные с постепенным затуханием процессов выработки метана бактериями, которое наступает приблизительно после 18—20 лет эксплуатации полигона. Есть сезонные колебания выработки метана на скважинах, связанные с влиянием температур и влажности массы полигона. Колебания производительности могут происходить и в течение одного дня, особенно на начальном этапе работ, когда уточнение производительности каждой скважины и особенностей её работы пока не завершено.

СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГЕТИКА НА ОСНОВЕ ФОТОПРЕОБРАЗОВАНИЯ

⁴³ Для справки: калорийность природного газа составляет в среднем 8700—9000 Ккал/м³

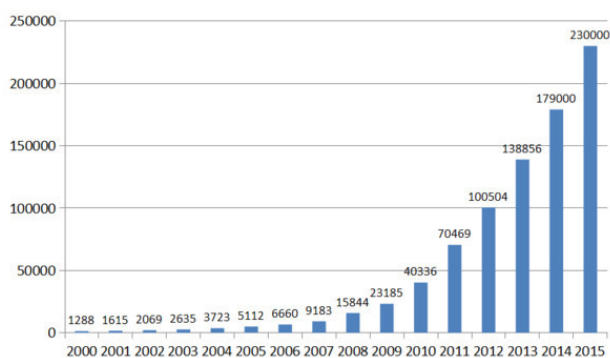
Солнечная энергетика на основе фотоэлектрического преобразования (ФЭ, фотовольтаика) является на сегодня самым активно развивающимся сегментом возобновляемой энергетики.

В соответствии с результатами исследования⁴⁴ в мире в 2012 году было установлено примерно 30 ГВт новых мощностей генерации на основе фотопреобразования, и этот показатель аналогичен показателю 2011 года. Однако уже в 2015 г. годовой объём ввода мощностей генерации на основе ФЭ составил более 57 ГВт⁴⁵ и благодаря такому быстрому росту мощностей солнечной генерации суммарный уровень установленной мощности генерации на основе фотоэлектрического преобразования во всем мире к концу 2012 года составил приблизительно 100 ГВт, то по итогам 2015 г. уже более 220 ГВт что равно, примерно, суммарной установленной мощности российской энергосистемы – одной из крупнейших в мире. По объёму новых вводов солнечной генерации в 2015 году лидирующие позиции заняли Китай и Япония, построившие, по предварительным данным, 16,2 ГВт и 12,6 ГВт соответственно. В тройке лидеров также США с 7,3 ГВт новой солнечной генерации.⁴⁶

И такие темпы роста солнечная энергетика на основе фотоэлектрического преобразования показывает уже несколько лет подряд, несмотря на критическое состояние многих традиционных лидеров отрасли – компаний-производителей солнечных элементов и панелей.

Мировыми лидерами по объёмам установленной мощности генерации на основе энергии солнца как источника (ФЭ) являются Германия (38,301 ГВт на конец 2014 г.), Китай (28,199 ГВт), Япония (23,300 ГВт), США (18,280 ГВт), Франция (5,600 ГВт), Италия (18,450 ГВт), Испания (4,787 ГВт),⁴⁷.

За последние 2 года этот список несколько изменился за счёт резкого увеличения объёмов вводов мощностей ФЭ в Китае, США и Японии, которые потеснили традиционных ещё на 2012 г. прежних лидеров отрасли: Италию и Испанию. В производстве солнечных батарей и их элементов лидерами являются Китай, Германия, Япония. Например, Германия в течение 2005—2010 гг. вводила примерно по 650—750 МВт мощностей солнечных станций на фотоэлектричестве ежегодно. Но уже в 2011 г. суммарный ввод в Германии составил почти 7,5 ГВт и только за декабрь 2011 г. немцы ввели 3 ГВт мощности солнечных батарей, а в США – примерно 1,7 ГВт за весь 2011 год.



⁴⁴ Рыночный отчет ЭФПА 2012, февраль 2013 (только по странам-участницам ЭФПА), Baromètre Photovoltaïque-Euroobserver-Avril 2013.

⁴⁵ <http://about.bnef.com/press-releases/clean-energy-defies-fossil-fuel-price-crash-to-attract-record-329bn-global-investment-in-2015/>, на 20.01.2016

⁴⁶ Там же.

⁴⁷ Photovoltaic Barometer, April 2015, стр. 5: <http://www.euroobserver.org/pdf/photovoltaic>

Рисунок 14. Суммарный объём установленной мощности ФЭ генерации в мире, МВт

Источник: BNEF, <http://www.eurobserv-er.org/pdf/photovoltaic>; <http://www.pv-tech.org/technical-papers>

Сохраняющееся лидерство Германии в развитии солнечной энергетики привело к возникновению развитого рынка с соответствующей инфраструктурой, обеспечивающим в стране низкие цены на солнечные панели на крышах и в составе ФЭ станций.

По имеющимся сведениям⁴⁸, если в США ещё в 2011 г. средняя цена установленной мощности солнечных систем на крышах зданий (мощностью до 100 кВт) составляла \$5,2 за 1 ватт, то в Германии в том же году – только \$2,8. Главной причиной такого разрыва специалисты считают именно степень зрелости немецкого рынка энергетики ФЭ и конечную эффективность фиксированных тарифов как меры поддержки.⁴⁹

Пожалуй, важнейшим фактором ускорения ввода мощностей ФЭ станций в мире стало заметное снижение стоимости основного оборудования солнечных станций – фотоэлектрических панелей и отдельных элементов, из которых панели собирают. Ещё 3—4 года назад цены \$2—3 за ватт пиковой мощности считались для солнечных фотоэлектрических панелей большим достижением. Начало 2012 года было отмечено знаменательным событием: впервые были зарегистрированы оптовые цены поставки панелей по ценам ниже \$1 (€0,78) за ватт или ниже \$1000 (€781,3) за 1 кВт пиковой мощности. Говоря об актуальных ценах на фотоэлектрические панели (Рисунок 15), следует иметь в виду одно, недавно сформировавшееся явление, а именно, продажа небрендируемых или даже контрафактных панелей категорий «b» и «c» по демпинговым ценам, немногим выше \$0,65 (€0,496) за ватт пиковой мощности. При этом следует иметь в виду, что эффективность таких панелей заметно отличается в худшую сторону. По мнению автора, уровень цен на основное оборудование солнечных станций – солнечные панели, около \$1000 (€781,3) за 1 кВт пиковой мощности является новым ценовым ориентиром на ближайшие 1—2 года.

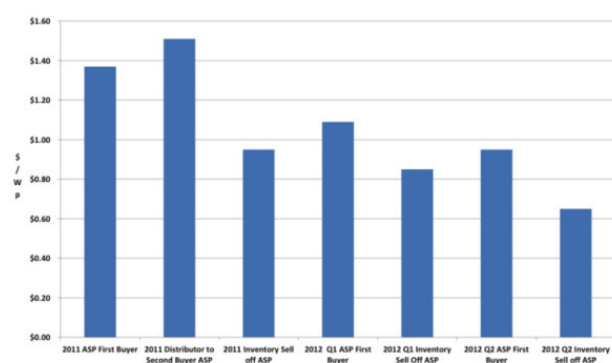


Рисунок 15. Средние цены продажи ФЭ панелей со склада производителя или с первой точки продаж (долл. США за ватт пиковой мощности)

Источник: Mints, P. A Solar Panel Quality Manifesto. <http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2012/09/a-solar-panel-quality-manifesto?cmpid=WNL-Friday-September7-2012>

⁴⁸ S. Lacey. Germany Installed 3 GW of Solar PV in December – The U.S. Installed 1.7 GW in All of 2011. – <http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2012/01/germany-installed-3-gw-of-solar-pv-in-december-the-u-s-installed-1-7-gw-in-all-of-2011?cmpid=WNL-Friday-January13-2012>

⁴⁹ Там же.

В результате такого резкого снижения затрат на строительство ФЭ станций сейчас во многих районах мира, в т.ч. в России солнечные энергоустановки на основе фотопреобразования показывают более экономичные результаты, чем установки с использованием дизельного топлива или мазута.

Принято различать несколько технологических направлений в солнечной энергетике: фотовольтаика (включая органическую фотовольтаику), концентраторная (тепловая) солнечная энергетика. Большая часть технологий продолжает развиваться и улучшать эксплуатационные характеристики солнечных панелей (Рисунок 16).

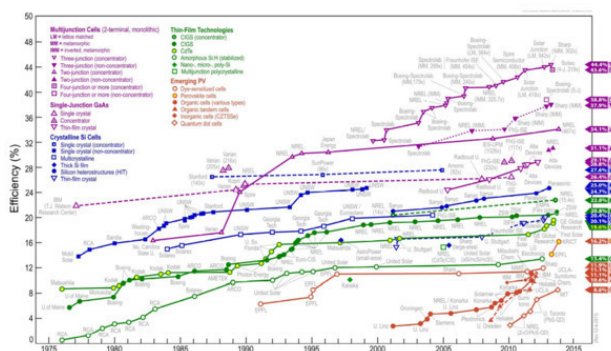


Рисунок 16. Развитие технологий солнечной энергетики в мире

Источник: NREL, Malbranche, Philippe, CEA-INES, Presentation «OVERVIEW OF PV TECHNOLOGIES»

Наибольшее развитие в настоящее время получила фотовольтаика. В основном на базе её технологий сегодня реализуются масштабные проекты строительства солнечных электростанций (на конец 2015 года суммарная установленная мощность построенных в мире солнечных электростанций достигла более 230 ГВт).

Современная фотовольтаика представлена следующими технологиями и материалами:

1. кремниевые:

- a. монокристаллические
- b. мультикристаллические
- c. технология тыльной пассивации PERC
- d. технология сомкнутого заднего контакта MWT
- e. технологии туннельного перехода
- f. другие

2. тонкоплёночные (в том числе гетеропереходные):

- a. CIGS (солнечные элементы на основе соединений меди, индия, галлия и селена)
- b. на основе теллурида кадмия
- c. на основе аморфного и микроморфного кремния
- d. на основе арсенида галлия (гетеропереходная концентраторная фотовольтаика)
- e. комбинированные гибридные технологии (на основе микроморфных и кристаллических элементов – так называемая HJT-технология)

3. органические технологии фотопреобразования (пока не достигли стадии промышленного развития).

Тонкоплёночные технологии еще более разнообразны и выбор той или иной технологии в первую очередь обусловлен климатическими особенностями той местности, где строится солнечная электростанция. Комбинированные гибридные технологии стали результатом разработок, осуществляемых в развитие тонкоплёночной технологии, и благодаря сочетанию свойств обладают большим потенциалом роста эффективности преобразования

солнечной энергии и снижения себестоимости. Их разработка ведется компаниями-лидерами отрасли, в том числе в Японии (Panasonic) и США (SolarCity, First Solar). В последнее время аналогичные разработки начаты и в России (компания «Хевел» совместно с ФТИ им Иоффе).

В последние годы мы стали свидетелями эволюции фотоэлектрических модулей, КПД преобразования которых для технологии на основе кристаллических кремниевых пластин (на которые приходится более 90% рынка) увеличился со значения порядка 12% или ниже до текущего стандартного значения 18%. Что касается производственных мощностей, то по состоянию на конец 2011 года более 20 производителей заявляли о возможной производственной мощности, исчисляемой в ГВт, т.е. явно превышающую единичную мощность их производства в 1000 МВт, однако, для развития в те годы было характерно не просто увеличение мощности, но и усовершенствование в плане автоматизации технологических операций и управления процессами производства. Результат этой эволюции нашел свое отражение в определении цены 1 ватта установленной пиковой мощности ($Вт_{\text{пик}}$) солнечных батарей и, впоследствии, в стоимости 1 кВт•ч электроэнергии, произведённой на основе фотопреобразования энергии солнца.

3. Состояние и перспективы развития возобновляемой энергетики в России

Россия располагает колоссальным потенциалом практически по всем видам ВИЭ⁵⁰ и могла бы при введении ранее в действие полномасштабной системы её поддержки стать уже к настоящему моменту частью этого быстро растущего нового глобального рынка возобновляемой энергетики. Обычно оценки ресурсного потенциала проводят применительно к трём его уровням: валовой, технический и экономический. Наиболее значимым является, конечно, экономический потенциал ВИЭ.

Валовой потенциал считается на основе всех природных ресурсов возобновляемой энергетики, в принципе доступных на территории России: средние скорости ветра на территории всей страны, уровень инсоляции, объём стока малых рек, общий объём древесной биомассы и т. д. В этом смысле значение объёма валового потенциала представляет собой достаточно теоретическую категорию, имеющую мало связи с реалиями развития энергетики той или иной страны.

Технический потенциал оценивается уже с учётом уровня развития технологий трансформации валового потенциала ВИЭ в энергию и возможностей её передачи в места потребления. Для этого необходимо понимать не только сегодняшний уровень технологического развития процессов трансформации энергии источника в электрическую или тепловую энергию для потребления, но и конкретные условия возможного размещения генерирующего оборудования и объектов инфраструктуры. Например, сколько ветроагрегатов можно разместить так, чтобы они не «затеняли» друг друга, обеспечивая эффективную выработку электроэнергии каждым из них, сколько плотин малых ГЭС Вы можете построить на конкретной реке с учётом её стока, высот, профилей, типов грунта, характеристик створов и т.д.? Какова будет площадь станций солнечной генерации с учётом лесных посадок, горных местностей и труднодоступных территорий и др.? Поэтому технический потенциал, как правило, в разы (а иногда и на порядки) меньше величины валового потенциала ВИЭ.

Экономический потенциал ВИЭ рассчитывается на основе объёма исследованного технического потенциала, но с учётом экономической оправданности и целесообразности его реализации (использования) в конкретном месте, регионе в рамках конкретной технологии с учётом её достигнутого и возможного технологического уровня, а также уровня всех совокупных затрат. Естественно, что по мере развития технологий возобновляемой энергетики и повышения их эффективности оценки величин технического и экономического потенциала ресурсов ВИЭ должны меняться. Тем более это важно в текущей ситуации, когда происходит очень быстрое развитие почти всех технологий возобновляемой энергетики и повышение уровня их зрелости.

Например, валовой потенциал ветровой энергии на территории России огромен именно в силу величины её территории, однако величина технического её потенциала будет всегда ограничена, с одной стороны, коэффициентом 0,56 по закону Бетца-Жуковского, а также высотой башен ветроагрегатов, которая не позволит использовать энергию ветра, начиная с определённой высоты воздушных потоков (на сегодня, это, примерно, 170—180 м максимум).

⁵⁰ Справочник по ресурсам возобновляемых источников энергии России и местным видам топлива /показатели по территориям/. Под ред. П.П.Безруких – М., «ИАЦ Энергия», 2007, 272 с.

Другой пример. Технический потенциал приливной энергетики России, измеряемый потенциально в установленной мощности будущих станций, равняется десяткам тысяч мегаватт. Только мощность большой Мезенской приливной электростанции оценивается специалистами в величину 8.000—12.000 МВт. Однако известные четырёхчасовые колебания выработки станции такой мощности в течение дня потребуют задействовать для их компенсации и выравнивания либо мощности ГЭС почти всего Волжского каскада, либо строительство новых ГАЭС мощностью около 3.000—3.500 МВт. Достаточно будет добавить, что именно ГЭС Волжского каскада сегодня являются основным инструментом системного оператора для регулирования и балансирования Европейской части ЕЭС, для которой тогда придётся искать новые мощности регулирования и балансирования. Следовательно, с экономической точки зрения возможность реализации технического потенциала Мезенской ПЭС сегодня близка к нулю, если не изменить условия её реализации. Следовательно, экономический потенциал приливной энергетики в России на сегодняшнем этапе также пренебрежительно мал.

Несмотря на некоторое устаревание величин оценок экономического потенциала ресурсов ВИЭ в России в силу быстрого развития и обновления технологической базы возобновляемой энергетики, использованной для его оценки в своё время, все без исключения специалисты и российские, и зарубежные отмечают его большую величину, ставящую Россию в число мировых лидеров по этому показателю.⁵¹ Конечно, бесспорно, что во многом его величины проистекают из масштабов территории страны, что не отменяет значимости самого этого факта. Такой ресурсный потенциал ВИЭ в России стал основанием для включения развития возобновляемой энергетики в число приоритетных направлений в Энергетической стратегии России на период до 2030 г., утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. №1715-р.

Оптимизм оценок возможного развития возобновляемой энергетики в России, несмотря на сегодняшние скромные показатели развития этой отрасли (см. Таблицу 1), кроме большой гидроэнергетики, базируется не только на величине потенциала этих ресурсов, которыми располагает страна.

Таблица 1. Экономический среднесрочный потенциал ВИЭ

	Достигнутый потенциал 2005 г. млрд кВт·ч	Реализуемый потенциал 2020 г., млрд кВт·ч	Дополнительный среднесрочный потенциал, млрд кВт·ч
Малые ГЭС	172,50	387,80	215,30
ВЭС на суше	0,10	23,60	23,50
Офшорные ВЭС	-	2,10	2,10
Солнечные ФЭ	-	0,70	0,70
Биомасса	5,20	155,40	150,20
Биогаз	-	27,30	27,30
Итого	177,80	596,90	419,10

Источник: МЭА и AF-Mercados EMI

Россия на сегодняшний день также располагает технологиями и научным заделом в сфере ВИЭ достаточно высокого уровня: малая и большая гидроэнергетика, приливная, геотермальная энергетика, биомасса, тепловые насосы, солнечная (фотоэлектрическое преобразование и гелиотермальная). Исключение составляют технологии ветроэнергетики, оставшиеся, как правило, на уровне конца 80-х – начала 90-х гг. Причиной такого положения отечественной ветроэнергетики можно считать очень слабый уровень её развития в стране

⁵¹ На сегодняшний день по данным МЭА Российская Федерация является 5-м в мире производителем энергии на основе ВИЭ, в основном, за счёт больших ГЭС.

на настоящий момент. Фактически российская ветроэнергетика представлена на сегодняшний день несколькими десятками устаревших ветроагрегатов импортного производства, включая украинские АВ-250, также снятые с производства (Таблица 2).

Однако быстрое овладение ими не станет серьёзной проблемой и недавний опыт Франции, Индии и Китая – тому подтверждение.

В России имеется почти весь необходимый промышленный потенциал для реализации широкого подхода к развитию возобновляемой энергетики за счёт местного производства всех базовых элементов технологического оборудования и соответствующих подсистем.

Таблица 2. Фактическое состояние мощностей российской ветроэнергетики

ВЭС	Номинальная мощность, МВт	Статус
Куликовская ВЭС	5,1	Работает 15 из 21 агрег. (3,75 МВт), КИУМ-11%
Чукотская ВЭС	2,5	Не работает
ВЭС Тюпкельды	2,5	Не работает
Калмыкия (ОАО «РусГидро»)	1	Один агрегат из двух реконструирован, не работает
Калмыкия («Фалькон Капитал»)	2	Два агрегата смонтированы, но не подключены к сети. Не работают
Оренбургская обл.	1	5 разрозненных ветроагрегатов б/у у фермеров
г. Мурманск	0,2	Один ветроагрегат, подключен к сети, работает (не стабильно)
г. Лабытнанги (ЯНАО)	0,25	Один ветроагрегат
Село Никольское (Камчатский край, о. Беринга)	0,55	Два ветроагрегата в комбинации с дизель-генератором (292 кВт) и бойлером (890 кВт)
Пос. Усть-Камчатск (Камчатский край)	1,175	Один ветроагрегат 275 кВт и три по 300 кВт
Восточно – Крымская ветроэлектростанция	2,813	2 ВЭУ Т600-48 единичной номин. мощностью 600 кВт и 15 ВЭУ USW56-100 единичной номин. мощностью 107,5 кВт.
Пресноводненская ВЭС	7,39	3 ВЭУ Bonus 600kW единичной номинальной мощностью 600 кВт и 52 ВЭУ USW56-100 единичной номин. мощностью 107,5 кВт.
Сакская ВЭС: Мирновский участок	18,4625	3 ВЭУ Т600-48 - единичной номин. мощностью 600 кВт и 155 ВЭУ USW56-100 - единичной номин. мощностью 107,5 кВт.
Сакская ВЭС: Воробьевский участок	2,365	22 ВЭУ USW56-100 единичной номин. мощностью 107,5 кВт.
Донузлавская ВЭС	6,665	62 ВЭУ USW56-100 единичной номин. мощностью 107,5 кВт.
Судакская ВЭС	3,76	35 ВЭУ USW56-100 единичной номин. мощностью 107,5 кВт.
Черноморская ВЭС	1,2	2 ВЭУ Т600-48 единичной номин. мощностью 600 кВт

ВЭС	Номинальная мощность, МВт	Статус
Тарханкутская ВЭС: Тарханкутский участок	21,3	Состоит из 2-х ветроустановок UNISON мощностью 2 МВт, 127 ВЭУ USW 56-100 номин. мощностью 107,5 кВт и 6 ВЭУ Т600-48 номин. мощностью 600 кВт
Тарханкутская ВЭС: Черноморский участок	1,2	Состоит из 2-х ВЭУ Т 600-48
Останинская ВЭС	25	10 ветроустановок FL2500 (2,5 МВт)
Пос. Амдерма	0,2	4 ВЭУ GH REpower по 50 кВт каждая
Всего:	88,168	

Источник: собственные данные автора

Мы уже имеем примеры создания новых производств и отраслей возобновляемой энергетики. Например, за последние 7—8 лет в стране появилась новая отрасль промышленности – производство древесных пеллет в составе, примерно, 240 заводов разной мощности. Почти все они экспортируют свою продукцию, местное потребление ничтожно по сравнению с масштабами производства.

Введён в строй завод по производству панелей солнечных батарей компании «Хевел солар» (входит в финансово-промышленную группу «Ренова») в г. Новочебоксарске

на основе тонкоплёночной технологии. ОАО «Роснано» также планирует строительство ещё одного завода по производству панелей солнечных батарей.

Прошедший 2015 год оказался очередным годом динамичного развития не только мировой, но и российской солнечной энергетики. Он ознаменовался как увеличением мощности установленной солнечной генерации, так и ростом инвестиций в отрасль. По данным маркетингового исследования РБК.Research «Российский рынок альтернативной энергетики – 2015», совокупная мощность проектов солнечных электростанций, отобранных в 2013—2014 гг., и планировавшихся к вводу в эксплуатацию до конца 2015 года, должна была составить 175,2 МВт. При этом в Астраханской области должны были появиться солнечные электростанции совокупной установленной мощностью 90 МВт, в Оренбургской области – 30 МВт, в Белгородской области и Республике Башкортостан – по 15 МВт.

Инвесторами проектов должны были стать: ООО «Авелар Солар Технолоджи», ООО «КомплексИндустрия», ООО «МЭК-Инжиниринг», ООО «МРЦ Энергохолдинг» и ОАО «Красноярская ГЭС». ⁵² Однако этого, к сожалению, не произошло ⁵³ и компании ООО «КомплексИндустрия», ООО «МЭК-Инжиниринг», ООО «МРЦ Энергохолдинг» не выполнили своих инвестиционных обязательств по ДПМ ВИЭ. Таким образом, на конец 2015 г. суммарная установленная мощность ФЭ станций в России по данным Ассоциация солнечной энергетики России (<http://pvruussia.ru/>) составляет 60 МВт на оптовом рынке и примерно 8 МВт малых установок на розничном рынке без генерации Крыма.

Что касается крымской солнечной энергетики, то там ситуация следующая. В Республике Крым в 2010—2012 гг. были построены 4 СЭС общей мощностью 227,3 МВт, в том числе:

- СЭС «Родниковое» (7,5 МВт);
- СЭС «Охотниково» (82,65 МВт);
- СЭС «Перово» (105,6 МВт).
- СЭС «Митяево» (31,55 МВт);

В 2013 году была построена и находится в опытно-промышленной эксплуатации СЭС «Николаевка» мощностью 69,7 МВт и СЭС «Владиславовка» мощностью 110 МВт. На территории Севастополя построена и находится в опытно-промышленной эксплуатации СЭС мощностью 3,2 МВт. Общая выработка электроэнергии на СЭС составила в Крыму в 2013 году 297,55 млн кВт·ч (26% от общей выработки энергии в Крыму и 5% от общего её потребления (без учёта г. Севастополя)).

Итого, на территории КФО введено в эксплуатацию 227,3 МВт солнечной генерации, находится в опытно-промышленной эксплуатации 182,9 МВт солнечной генерации. Однако следует иметь в виду, что солнечная ФЭ энергетика Крыма находится в настоящее время вне правового поля российской системы поддержки ВИЭ в силу своей «оторванности» от рынка электроэнергии и мощности. Изменения могут произойти не ранее 2017 г., когда будучи соединённой надёжно с российской энергосистемой по энергомосту, Крым войдёт в состав 1-ой ценовой зоны рынка. Тогда с учётом мощностей КФО суммарная мощность российской ФЭ генерации составила на конец 2015 г. почти 300 МВт.

Анализируя состояние и перспективы развития российской энергетики на основе ВИЭ, особо следует отметить российскую энергетику на основе твёрдой биомассы, располагающую мощным потенциалом роста, даже учитывая её сегодняшнее лидирующее положение среди всех остальных технологий генерации на основе ВИЭ в России, кроме больших ГЭС.

⁵² http://marketing.rbc.ru/news_research/28/08/2015/562949996837998.shtml

⁵³ Подробнее см.: Фомичёва А. «Энергия солнца» ушла за инвестиционный горизонт. Коммерсант, 24 марта 2016, стр. 9.

Таблица 3. Экономический потенциал лесной биомассы по видам и федеральным округам

Федеральные округа	Экономический потенциал отходов лесозаготовки, млн т.т.	Экономический потенциал отходов деревообрабатывающей промышленности, млн т.т.
Центральный ФО	0,26	0,88
Северо-Западный ФО	1,76	3,07
Южный ФО	0,03	0,35
Приволжский ФО	0,75	1,84
Уральский ФО	0,38	0,80
Сибирский ФО	1,10	2,52
Дальневосточный ФО	0,86	0,60
Всего	5,13	10,06

Оценивая экономический потенциал биомассы в России, мы выделяем по происхождению следующие её виды:

- отходы лесозаготовки – отходы, образующиеся в процессе вырубki лесов (ветви, сучья, кора, листва, хвоя, крупные опилки, некондиционная древесина)
- отходы деревообрабатывающей промышленности – опилки, щепа, кора
- специально выращенная биомасса древесных посадок.

Как уже было отмечено ранее, станции на биомассе в России лидируют по общей установленной мощности среди всех остальных видов станций на основе ВИЭ, за исключением больших ГЭС (Таблица 4).

Как видно из приведённого перечня станций на биомассе, все они были построены при целлюлозно-бумажных или лесо- (дерево-) перерабатывающих комбинатах ещё в советское время. Станции, естественно, работают на сырьё и отходах этих комбинатов и производств.

Основными технологиями использования лесной биомассы в качестве источника энергии являются:

- прямое сжигание в топочных устройствах энергоагрегатов
- механическая и термическая переработка (сушка и прессование, в некоторых случаях предварительное измельчение) с целью формирования топливных пеллет или брикетов для последующего сжигания в топочных устройствах энергоагрегатов
- химическая переработка (сбраживание, перезетирификация) для получения жидких биотоплив второго поколения с целью последующего использования в двигателях внутреннего сгорания транспортных средств или энергоагрегатов.

Примерный потенциальный объём производства тепловой энергии из отходов лесозаготовок, исходя из оцениваемых объёмов потенциала лесной биомассы, составляет 35 910 тыс. Гкал, а из отходов деревообрабатывающей промышленности – 70 420 тыс. Гкал.

Примерный потенциальный объём производства электрической энергии из отходов лесозаготовок составляет 41,76 ТВт·ч, а из отходов деревообрабатывающей промышленности – 81,89 ТВт·ч. Оценивая перспективы развития возобновляемой энергетики в России, необходимо проанализировать те ориентиры развития этой энергетики, которые были установлены недавними правительственными решениями (См. раздел 4.3. далее).

Таблица 4. Станции на биомассе в РФ

№	Название и принадлежность станции	МВт
1	ТЭЦ ООО «Шарьинский ДОК» (ООО «Лесопромышленный комплекс»)	2,5
2	ТЭЦ ОАО «Нелидово ДОК»	2,3
3	ТЭЦ ОАО «Целлюлозный комбинат Питкяранта»	24
4	ТЭЦ ОАО «Сеgezский ЦБК»	24
5	ТЭЦ ОАО «Сеgezский ЦБК»	3
6	ТЭЦ ОАО «НОЙЗИДЛЕР-Сыктывкар», (ТЭЦ ОАО «Монди Сыктывкарский ЛПК») г. Сыктывкар	465,3
7	ОАО Лесопромышленная компания» СЛДК, г. Сыктывкар	6,4
8	ТЭЦ-2 Архангельского ЦКБ г. Новодвинск	12
9	ТЭЦ-3 Архангельского ЦКБ г. Новодвинск	28,6
10	Соломбальского ЦКБ г. Архангельск	36
11	ТЭЦ-1 Архангельского ЦБК г. Новодвинск	18,8
12	ТЭЦ-2 Котласского ЦБК (ТЭЦ-2 ЩАЩ «Группа Илим» г. Коряжма)	48
13	ТЭЦ Архангельского завода технических спиртов, (ТЭЦ ЗАО «Лесозавод 25») г. Архангельск	2,2
14	ТЭЦ ОАО «Великоустюгский ФК Новатор»	3
15	ТЭЦ ЗАО «Солдекс», г. Сокол	1,85
16	ТЭЦ ОАО «Сокольского ЦБК» г. Сокол	30
17	ТЭЦ ОАО «Агрострой-конструкция» г. Вологда	2,1
18	ОАО ПМТЭЦ, г. Вытегра	6
19	ООО «Харовсклеспром», г. Харовск	0,75
20	ТЭЦ ОАО «Светлогорск» г. Светлогорск	68
21	ТЭЦ ОАО «Уфимский нефтеперерабатывающий з-д», г. Уфа	6
22	ТЭЦ МАРИЙСКОГО ЦБК, г. Волжск	48
23	ТЭЦ ООО «Энергетическая компания НЛПК», г. Киров	6
24	ТЭЦ ООО Вишерская бумажная компания	18,88
25	ТЭЦ ОАО «Селенгинский ЦБК» г. Селенгинск	36
26	ТЭЦ ОАО «Байкальский ЦБК», г. Байкальск	49

№	Название и принадлежность станции	МВт
27	ТЭЦ ОАО «Бирюсинский гидролизный завод» г. Бирюсинск	7,5
28	(ТЭЦ ОАО ЦКК) ОАО группа «Илим» г. Братск	72
29	ТЭЦ ОАО ПО «Усть-Илимский ЛПК» г. Усть-Илимск	44,4
30	ТЭЦ ООО «НК Роснефть-Краснодарнефтегаз»	10
31	ТЭЦ ООО «РН-Туапсинский НПЗ, г. Туапсе	18
32	«МЖК Краснодарский» ООО МЭЗ Юг Руси, г. Краснодар	12
Итого:		1145,6

Распределяя объёмы генерации электрической энергии между различными технологиями генерации, необходимо, по мнению автора, исходить из следующих предпосылок и допущений:

1. Россия располагает всем набором ресурсов возобновляемых источников энергии, существующих в мире.

2. Этот набор и объёмы по каждому отдельно взятому виду ресурсов позволяют развивать возобновляемую энергетику в стране по любому направлению с формированием технологических приоритетов, если в этом будет необходимость.

3. При некотором подходе к расчётам можно принять за основу «естественный» модельный сценарий развития различных технологий и их соотношения, для которого возможной методологической основой соответствующего распределения может служить уже сложившаяся в мире технологическая структура генерации энергии на основе ВИЭ.

4. За исключением большой гидроэнергетики в сложившейся на сегодняшний день структуре генерации энергии на основе ВИЭ в России выделяются 3 очевидных лидера: малые ГЭС, производство электрической энергии на тепловых станциях с использованием биомассы и геотермальная энергетика. Поэтому при сопоставлении долгосрочных целей

развития возобновляемой энергетики с использованием именно данных технологий имеется возможность сопоставить указанные цели с реально достигнутым уровнем. Применительно к остальным технологиям генерации: ветроэнергетика, солнечная и приливная, такое сопоставление на основе местных данных и накопленного опыта провести невозможно в силу слабой их представленности в энергетике страны.

В качестве общего замечания следует сказать, что существенное влияние на перспективную структуру генерации энергии на основе ВИЭ могут иметь политические решения правительства, распределение объёмов генерации между оптовым и розничным рынками электроэнергии, а также «удачность» и обоснованность принимаемых правительством решений.

Особое место в этом ряду технологий занимает приливная энергетика. В этой сфере ещё Советский Союз развивал пионерные технологии, однако широкого промышленного развития приливная энергетика не получила ни в советское время, ни позже. На настоящий момент в России накоплен хороший научно-технический потенциал и опыт строительства и эксплуатации приливных станций, который может позволить стране относительно быстро преодолеть имеющееся отставание и выйти в число мировых лидеров. Поэтому в прогноз развития энергетики на основе ВИЭ в России необходимо включить мощности и объёмы генерации только того проекта строительства приливной станции, о котором известно на настоящий момент – Северная ПЭС мощностью 12 МВт. Остальные известные проекты потребуют дополнительного обоснования и решения ряда технических и экономических проблем, чтобы их можно было включать в прогнозные перечни на такие относительно короткие периоды планирования.

4. Ресурсные и экономические предпосылки формирования сценариев перспективного развития энергетики на основе ВИЭ в России

В 2010—2012 гг. международная консультационная компания АФ-Меркадос при непосредственном участии автора проводила по заказу НП Совет рынка расчёты и моделирование возможного развития возобновляемой энергетики в России при различных переменных условиях. Основной задачей проведённого исследования было определение целесообразного уровня экономической поддержки развития возобновляемой энергетики с разбивкой по технологиям и мерам поддержки: фиксированные тарифы, надбавки к цене электрической энергии (мощности), плата за мощность для генераторов на основе ВИЭ⁵⁴. Похожие работы выполнялись и позже в рамках консультационных проектов по подготовке нормативных решений по созданию в России национальной системы поддержки развития возобновляемой энергетики, когда основным формат такой системы для оптового рынка был уже определён – плата за мощность по договорам предоставления мощности.

При проведении указанных работ и исследований было необходимо, с одной стороны, уточнить возможные объёмы производства такой энергии по технологиям генерации и, с другой стороны, оценить, во что обойдётся такое развитие этой отрасли (в смысле объёмов производства и степени использования имеющегося ресурсного потенциала ВИЭ) экономике всей энергетики страны и её экономике в целом. Поэтому рассматривались технические предпосылки такого развития и финансово-экономические. Вторые необходимы были для расчёта стоимостных индикаторов, величин выручки и окупаемости отдельных потенциальных проектов, уровня поддержки тех или иных технологий для обеспечения окупаемости проектов и т. д.

⁵⁴ Результаты упомянутых работ будут представлены автором далее.

4.1. Технические параметры и допущения сценариев развития возобновляемой энергетики в стране

При проведении расчётов величин выработки энергии на основе различных технологий генерации на основе ВИЭ нами были использованы различные допущения и ограничения.⁵⁵

4.1.1. Оценка ресурсного потенциала ВИЭ в стране

Величины ресурсного потенциала при расчётах были приняты на основе совокупности сводных оценок Международного энергетического агентства и АФ-Меркадос (Таблица 1)⁵⁶.

4.1.2. Величины КИУМ для различных технологий генерации

Возможные объёмы производства с использованием ресурсного потенциала ВИЭ с разбивкой по технологиям генерации получаются на основе расчётов с использованием соответствующих коэффициентов использования установленной (номинальной) мощности (КИУМ) генерирующих установок с разбивкой по технологиям. Очевидно, что нет единого индикатора КИУМ для каждой технологии, т.к. величина ресурсного потенциала того или иного типа в том или ином месте размещения генерирующей установки будет различаться, иногда довольно существенно.

Обычное определение КИУМ – это отношение среднеарифметической мощности к установленной мощности электроустановки, которое рассчитывается за определённый интервал времени как отношение фактической выработки энергии генерирующей установки за этот определённый период эксплуатации к теоретически возможному объёму выработки энергии при работе без остановок на номинальной мощности в течение всего этого рассматриваемого срока.

Предположим, что абстрактная электростанция с номинальной электрической мощностью 100 МВт произвела за 30 дней месяца 32.400 МВт·ч электроэнергии. В случае если станция проработала бы этот месяц с полной установленной мощностью, она бы выработала за этот период времени: 100 МВт x 30 дней x 24 часа = 72.000 МВт·ч. Делим на это значение фактическую выработку энергии за этот период – 32.400 МВт·ч и получаем 0,45. Полученный коэффициент и будет называться КИУМ данной электростанции за данный месяц, и он составил за этот период значение 45%. Важно отметить, что КИУМ всегда рассчитывается за определённый период, чаще всего – за 1 год и никогда не определяется на какой-то один момент времени. Несмотря на кажущуюся простоту достижения высоких значений КИУМа (достаточно работать на полную мощность агрегата и без простоев), этот параметр зависит от множества непростых и сложно прогнозируемых технических и административных факторов. А в случае с ветростанцией его интерпретация и привязка к оценке эффективности работы ВЭС ещё более сложная.

Аналитики различных технологий энергетики на основе ВИЭ часто используют в анализе и рассуждениях показатель КИУМ таких электростанций, например, ВЭС в качестве важного ориентира эффективности работы этих станций. Однако часто попадают в парадокс-

⁵⁵ Следует признать, что с момента проведения этих оценок экономическая ситуация в мире и в России изменилась, и будучи проведённым сейчас такое исследование потребовало бы других индикаторов показателей системы допущений.

⁵⁶ Подробнее вопросы ресурсного потенциала рассматривались автором в начале Раздела 3.

сальную ситуацию, применяя КИУМ в качестве некоего обобщающего показателя работы станций. Логика такого подхода диктуется традиционной оценкой эффективности работы тепловых электростанций на основе КИУМ в качестве основной и интегрирующей.

Хорошей аналогией противоречивости и неоднозначности такого подхода может быть пример со сбором дождевой воды для полива сада. Если для сбора дождевой воды использовать блюдце, то его КИУМ можно считать 100%-ным, однако такой способ сбора воды является неэффективным с точки зрения конечного решения задачи – полива сада, т.к. в блюдце можно собрать слишком мало воды.

Можно также использовать бочку, но ее КИУМ будет гораздо скромнее в силу малой площади сбора – сечения верхнего отверстия, а использование с точки зрения конечного результата, сбора воды – эффективнее. Следует рассмотреть компромиссный вариант – использовать для этого некий бассейн, имеющий как достаточную площадь, так и объём. Но в этом случае требуется достаточно сильный дождь, чтобы регулярное использование такого бассейна в ущерб остальным зонам участка стало бы экономически оправданным.

При этом, как бассейн даже при слабом дожде продолжает собирать воду, так и мощная ветротурбина даже при слабом ветре, то есть при КИУМ порядка 20—25% продолжает производить энергию, а значит, приносить прибыль. А при ураганном ветре КИУМ будет лимитирован только планкой в 100%. То есть установка мощной турбины почти всегда будет выгодна в долгосрочной перспективе.

Подобные рассуждения во многом справедливы и по отношению к малым ГЭС и к другим типам генерирующих установок на основе ВИЭ.

Еще одним препятствием является то, что различные модели генерирующих агрегатов ВЭС имеют разные кривые распределения выработки энергии, и две разные, но одной и той же мощности при одной и той же скорости ветра в 9 м/с будут производить, возможно, одинаковый объём энергии, а при 13 м/с – уже разный объём.

Это значит, что отклонение скорости ветра от расчётной влияет на одни турбины больше, чем на другие. Именно поэтому любой серьёзный производитель оборудования всегда производит перерасчёт имеющихся у девелопера проекта ВЭС данных по скорости и направлениям ветра, чтобы убедиться в однозначном предпочтении выбранного типа ветроагрегата по той кривой выработки энергии, которая имеется у рассматриваемых моделей.

Эта очевидная для специалистов ветроэнергетики проблема сильно затрудняет прямое сравнение ветроагрегатов только по КИУМу.

Сказанное выше не имеет отношения к оборудованию станций на биомассе и биогазе, оценка КИУМа и эффективности которых соответствует традиционным сложившимся подходам.

Соотношение между рассчитываемым тарифом и используемым при этом расчёте КИУМ представляет собой отрицательную корреляцию: более высокие значения коэффициента приводят к снижению требуемого тарифа для любого проекта для поддержки внутренней ставки доходности (IRR) на уровне, равном стоимости капитала, и наоборот.

Это означает, что неправильное определение КИУМ (при прочих равных условиях) может «искусственно» привести к установлению «неправильного» тарифа и, как следствие, к некорректной оценке инвестиционного проекта.

Проведённый бенчмаркинг значений индикаторов КИУМ для различных технологий, а также анализ соответствующих отраслевых (технологических) стандартов приведён в Таблице 5 в виде интервалов.

При расчётах выработки нами были использованы медианные значения интервалов.

Таблица 5. Сравнение эмпирических наблюдений и отраслевых стандартов КИУМ

Значения КИУМ по отраслям	Бенчмаркинг по 28 странам ЕС			Отраслевой стандарт	
	Средн.	Мин.	Макс.	Мин.	Макс.
Малые ГЭС	30%	12%	63%	40%	70%
Солнечные станции (ФЭ)	9%	3%	19%	15%	20%
Ветроэлектростанции	22%	15%	37%	20%	40%
Станции на биомассе пром. отходов	44%	15%	82%	60%	80%
Станции на биомассе быт. отходов	35%	16%	51%	60%	80%
Станции на твёрдых древесн. отходах	50%	15%	81%	60%	80%
Станции на биогазе и свалочном газе	50%	14%	70%	60%	80%
Станции на жидкой биомассе	28%	6%	74%	60%	80%

Источник: МЭА, Renewable Information, 2010 и Mercados EMI

4.1.3. Технологические допущения и параметры расчётов

Суммарный ресурсный потенциал ВИЭ, представленный в Таблице 1 ранее, был преобразован в величины мощности генерации, выраженные в МВт в соответствии со средними коэффициентами КИУМ для конкретных технологий. Учитывая недостаточность детальной и актуальной информации, по каждому планируемому проекту в рамках моделирования использовалось предположение, что этот потенциал распределен равномерно по интервалам мощности станций, за исключением малых ГЭС, в отношении которых были найдены данные о том, что малые ГЭС > 10 МВт могут составлять до 70% суммарного потенциала, мини-ГЭС < 10 МВт – 20% суммарного потенциала и микро-ГЭС < 1 МВт – остальные 10%. Остальные индикаторы технических и технологических параметров и допущений были использованы следующим образом.

Средний КПД станций. Так как часть станций использует для производства энергии топливо, то при расчёте их выработки, основанной на суммарном ресурсном потенциале необходимо учитывать КПД этих станций. При расчётах нами были приняты следующие средние значения индикаторов КПД:

- станции на сельскохозяйственной биомассе – 28—30%
- станции на промышленной биомассе – 30%
- станции на биогазе – 28—34%.

Потребление станциями произведённой энергии на собственные нужды. Доля производимой электростанциями энергии, идущая на так называемое собственное потребление, варьируется по технологиям генерации, но обязательно должна учитываться в расчётах объёмов выработки. Игнорирование фактора потребления части выработанной электроэнергии на собственные производственные и хозяйственные нужды станций может исказить величины ожидаемых объёмов производства энергии и, следовательно, соответствующие величины выручки от её продажи, что с неизбежностью скажется на оценке эффективности любого энергетического проекта.

Автору не удалось встретить научного обоснования величин расходов энергии станциями на собственные нужды. Тем не менее, исходя из сложившейся практики и метода аналогий в тех случаях, когда он применим, автором предлагаются следующие величины индикаторов потребления на собственные нужды станций по технологиям.

Для объектов **солнечной генерации** предлагается индикатор расхода на собственные нужды станции на минимальном уровне 0,5%, т.к. для производственных целей потребления электрической энергии на этих станциях нет. Потребление для хозяйственных нужд предполагается очень небольшим.

Для объектов **ветровой генерации** предлагается индикатор расхода на собственные нужды станции тоже на уровне 0,5%. ВЭС с прямым приводом генератора и с синхронными генераторами не требуют электроэнергии из сети для запуска, а используют свою сило-

вую электронику для создания возбуждения генератора в момент пуска. Такое потребление происходит только на ВЭС, агрегаты которых оборудованы асинхронными генераторами. Поэтому средняя величина потребления на собственные нужды ветростанций также невелика, почти пренебрежительно мала.

Для объектов **генерации на основе биомассы** предлагается индикатор расхода на собственные нужды станции на уровне 9%. В отличие от первых двух типов технология производства энергии за счёт сжигания твёрдого топлива требует существенно более высокого значения этого показателя. Если для угольных станций такой индикатор будет около 7%, то станций на основе биомассы он должен быть несколько выше за счёт более высокой влажности исходного топлива и необходимости испарения воды из него. Также в зимнее время достаточно энергии тратится на подогрев танков для сбраживания биомассы и мест хранения и разгрузки исходного сырья. Поэтому для таких станций предлагается соответствующий уровень индикатора потребления на собственные нужды станций.

Для объектов **генерации на основе биогаза** предлагается индикатор расхода на собственные нужды станции на уровне 7%. Значение этого показателя идентично показателю расхода на собственные нужды станций на природном газе, технология работы которых мало отличается от биогазовых.

По тому же принципу было предложено установить индикатор расхода на собственные нужды **малых гидростанций** на уровне 0,5%, уровень, на котором формально фиксируется показатель расхода на собственные нужды больших ГЭС в используемых Советом рынка классических договорах ДПМ.

Снижение производительности работы станций со временем. С течением времени номинальная производительность генерирующего оборудования изменяется. Характер этого изменения нелинейный: относительно быстрее в течение первого года эксплуатации и медленнее в последующем (со 2-го по 6-ой год) с выходом на плато, начиная с 7 года эксплуатации. Предлагается следующая усреднённая разбивка индикаторов снижения производительности работы станций со временем по всем станциям:

- 1-ый год эксплуатации – 1%
- 2—6-ой годы эксплуатации – 0,3%
- с 7-го года эксплуатации и далее – 0%

Возможное снижение выработки. Снижение выработки станций может происходить в результате отсутствия исходного ресурса: воды для малых ГЭС, солнца для солнечных ФЭ станций, ветра для ВЭС и т. д. Эти потери выработки учитываются при расчёте КИУМ и через него отражаются на величинах тарифа. Другими причинами снижения выработки являются плановые ремонты и непредвиденные остановки генерирующего оборудования из-за аварий. Эту величину предлагается учитывать в среднем как 25 дней, которые не будут включать продолжительность возможного капитального ремонта. Также возможны остановки станций за счёт указаний диспетчеров, но предлагается включить условие 100%-ной диспетчеризации таких станций на основе ВИЭ.

4.2. Экономические параметры и допущения сценариев развития возобновляемой энергетики в стране

4.2.1. Стоимость капитала

Эффективность того или иного проекта чаще всего оценивается по величине свободного денежного потока, который остаётся в распоряжении инвестора к концу оцениваемого периода. При расчётах денежных потоков проектов⁵⁷ генерации на основе ВИЭ эти денежные потоки необходимо дисконтировать с учётом времени жизненного цикла проекта или срока, на который производится оценка проекта. Дисконтирование денежных потоков (т.е. снижение год от года относительной ценности единицы номинала, например, 1 рубля инвестиций) чаще всего на практике производится по формуле с использованием показателя средневзвешенной стоимости капитала (WACC)⁵⁸. На основе имеющихся данных этот индикатор стоимости капитала был рассчитан следующим образом.

Таблица 6. Базовая оценка стоимости капитала

Составляющие	%	для проекта
Ставка дохода казначейских облигаций США (30 лет)	5,24	
Страновой риск	2,00	
Бета-коэффициент без использования заёмных средств		0,63
Бета-коэффициент с использованием заёмных средств		1,26
Надбавка за рыночный риск	6,03	
Стоимость капитала (%)		18,13

Остальные параметры, необходимые для оценки по методике WACC, можно оценить следующим образом:

- Структура капитала: предполагалось соотношение [акционерный капитал: долг] на уровне [30:70].

- Налоги на прибыль предприятий: 20%

- Долгосрочная ставка инфляции: так как финансовый анализ выполнялся в реальных терминах, то для обеспечения его взвешенности и справедливости была необходима оценка долгосрочной ставки инфляции в РФ. Для определения долгосрочной ставки инфляции на рынке США традиционно используется спред доходности 5-летних казначейских облигаций, индексированных с учетом инфляции (TIPS), и 5-летних казначейских облигаций США. Разница между этими двумя видами облигаций состоит в том, что купонные выплаты и погашение основной заёмной суммы для TIPS привязано к инфляции (корректируется с учетом индекса потребительских цен). Ожидаемый уровень инфляции, рассчитанный по такой формуле, составляет 2,16%.⁵⁹

Эти допущения привели к следующим показателям стоимости капитала (Таблица 7 ниже).

⁵⁷ Подробнее об оценке эффективности инвестиционных проектов см., например: *Лимитовский М. А.* Инвестиционные проекты и реальные опционы на развивающихся рынках: учебно-практическое пособие. – 4-е изд., перераб. и дополн. – М.: «Издательство Юрайт», 2008. – 464 с.

⁵⁸ Там же, стр. 159—179.

⁵⁹ Приведённый расчётный уровень инфляции довольно серьёзно отличается от индикаторов инфляции, рассчитываемых ЦБ РФ или Минэкономразвития России. Автор не будет открывать здесь дискуссию относительно обоснованности приведённого уровня инфляции и предлагает каждому интересующемуся провести такой расчёт самостоятельно или принять другую, приемлемую для него оценку.

Таблица 7. Стоимость капитала (номинальная и рыночная)

Компоненты	Номинальная	Реальная
Стоимость акционерного капитала, %	18,13	15,63
Стоимость долга (до налогообложения), %	7,44	5,17
Налог на прибыль предприятий, %	20%	
Структура капитала (акционерный капитал: долг)	(30:70)	
Стоимость капитала (WACC)	9,61%	7,58%

4.2.2. Структура затрат на строительство и эксплуатацию станций

Наилучшим источником сведений о реалистичном уровне капитальных затрат на проекты генерации на основе ВИЭ в России с учётом специфики страны могли бы стать реализованные в России проекты. Однако перечень реализованных проектов генерирующих мощностей на основе ВИЭ в России весьма краток. Соответственно, опыт оценки стоимости строительства и эксплуатации генерирующих объектов ВИЭ крайне ограничен. В этой ситуации полезным представляется исследование подходов к оценке затрат инвестиционного характера, а также эксплуатационных расходов, применяющихся в российской электроэнергетике, не ограничиваясь генерирующими мощностями на основе ВИЭ.

Наиболее часто встречающимся подходом предусматривается выделение в структуре **капитальных** затрат следующих статей:

- основное оборудование;
- вспомогательное оборудование;
- строительно-монтажные работы;
- подготовка строительной площадки;
- затраты на управление проектом;
- затраты на проектирование и пуско—наладочные работы;
- транспортные расходы;
- налоги и таможенные платежи, возникающие при строительстве;
- иные расходы.

При попытке структурирования информации о затратах, приведённой в различных зарубежных и российских материалах, представленных в Приложении 1, проявилась описанная выше проблема классификации затрат (отнесения к той или иной статье) с учетом ограниченности первичных данных – большинство затратных статей в указанных материалах не обособлено, а механизмов, позволяющих их выделить, не приведено.

В связи с этим представляется возможным выбор наиболее полного отчета в качестве референтного и применение соответствующих долей статей расходов для оценки величин указанных затратных статей в составе совокупных затрат инвестиционного характера, представленных в прочих материалах.

Рассмотрим указанный метод на абстрактном примере. Пусть, в нашем распоряжении имеется два отчёта, один из которых содержит только значение суммарных капитальных затрат, а второй – данные в разрезе статей (Таблица 8 ниже).

Таблица 8. Механизм распределения капитальных затрат по методу аналогии

Год прогноза	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Цена э/э, руб./МВт·ч (реал.)	1824,0	1982,5	2118,3	2232,0	2394,0	2567,7	2624,0	2680,9	2795,0	2910,3	3017,6
Год прогноза	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Цена э/э, руб./МВт·ч (реал.)	3069,0	3120,8	3173,0	3192,0	3221,0	3258,2	3305,8	3353,6	3401,6	3450,0	

Соответственно структура затрат в отчёте 1 в долевым исчислении:

Кап. затраты	в т.ч. оборудование	в т.ч. СМР	в т.ч. иное
100%	50%	30%	20%

После распространения долевой структуры отчёта 1 на второй отчёт получаем следующие данные о величинах соответствующих статей затрат во втором отчете:

Кап. затраты	в т.ч. оборудование	в т.ч. СМР	в т.ч. иное
2 000 долл.	1 000 долл.	600 долл.	400 долл.

Вопрос, который возникает при таком действии: насколько оправдано такое распределение затрат по элементам для проектов, рассматриваемых в отчёте 2?

В составе **эксплуатационных** расходов генерирующих станций обычно выделяются следующие статьи затрат:

- ремонт основного оборудования;
- ремонт вспомогательного оборудования, зданий, сооружений и инфраструктурных объектов;
- затраты на персонал;
- налоги и сборы, за исключением налога на имущество организаций;
- налог на имущество организаций;
- затраты на обеспечение безопасности генерирующего объекта;
- затраты на страхование гражданской ответственности и имущественных рисков;
- затраты на сервисное обслуживание генерирующего объекта ВИЭ;
- прочие административные платежи;
- иные расходы.

Помимо означенной выше проблемы недостатка подтверждённых структурированных первичных данных, проявляются и иные трудности, частично связанные с характерными особенностями затрат на эксплуатацию:

– сложно унифицируемые ремонтные программы – даже в рамках одной технологии различное оборудование предполагает существенно разные затраты и способы отражения данных затрат, например, сервисное обслуживание, предусматривающее в том числе плановые ремонты, зачастую оформляется отдельным договором с включением большей части расходов в состав капитальных затрат;

– уровень затрат на персонал также зависит от политики конкретной компании, при этом в составе данных издержек могут в той или иной степени учитываться расходы на обучение персонала;

– необходимость страхования тех или иных рисков и (или) ответственности, а также обоснованность расходов на страхование;

– вопросы экономической обоснованности (необходимости и достаточности) соответствующих затрат.

Также существует проблема учёта скрытых коммерческих условий реализации поставок генерирующего оборудования и его последующего сервиса и ремонта. Например, датская компания Вестас – крупнейший производитель ветроагрегатов в мире, используют следующую классификацию своих контрактов.

1. «только поставка» («*supply only*»), который включает в себя условие поставки основного оборудования, его наладку и сдачу в эксплуатацию,

2. «поставка и установка» («*supply-and-installation*»), который в дополнение к первому набору сервисов включает также возведение ветроагрегатов,

3. «контракт на поставку „под ключ“» («*EPC/Turnkey*»), который уже включает все остальные общестроительные (фундаменты, дороги и проч.) монтажные и электромонтажные работы по вспомогательному оборудованию.

Как сообщал сам Вестас в 2011 г.⁶⁰ половину его контрактов за 2010 г. в мире составили контракты типа «только поставка», что означает, что работы по монтажу, основного и вспомогательного оборудования ВЭС выполнялись другими подрядчиками. На рынке США по данным⁶¹ уже большинство контрактов Вестас были такого типа. Конечно, это связано с высокой степенью развитости американского рынка ветроэнергетики и присутствием на нём крупных инжиниринговых компаний с соответствующим опытом в ветроэнергетике. Исходя из других данных, приведённых Фондом новой энергетики Bloomberg (*Bloomberg NEF*)⁶², а также⁶³ большинство контрактов на поставку ветроагрегатов на американском рынке сопровождается выполнением большинства работ сторонними подрядчиками, исходя из структуры рынка таких услуг в США и его объёма. При этом контрактная цена на ветроагрегат будет включать или, наоборот, не будет включать эти затраты по монтажу оборудования ВЭС. Тогда сравнение цен ветроагрегатов разных по условиям контракта будет очевидно несопоставимым. Проблема при этом состоит в том, что часть аналитики не знают об этих особенностях коммерческих условий контракта.

Есть и другие факторы, влияющие, с одной стороны, на величину стоимости контракта, а с другой, вуалирующие справедливость заявляемых оценок. Следует отметить, что сделанные выводы относительно исходных данных по затратам на ВЭС справедливы и в отношении остальных станций на основе ВИЭ. Подробнее результаты анализа затрат на строительство и эксплуатацию генерирующих объектов на основе ВИЭ представлены в Разделе 5.4. далее.

4.2.3. Ценовые параметры прогнозов

При расчёте стоимостных последствий реализации того или иного сценария развития возобновляемой энергетики в России необходимо учитывать прогнозы изменения цен на электроэнергию и мощность, т.к. рыночная цена на электроэнергию на оптовом рынке

⁶⁰ Vestas. Full year 2010 and guidance for 2011: Operating in a market in recovery. Презентация по поводу представления годового отчёта компании за 2010 г.

⁶¹ Bolinger, M., Wiser, R. Understanding Trends in Wind Turbine Prices Over the Past Decade.-Lawrence Berkeley National Laboratory, October 2011, стр. 4.

⁶² Bloomberg New Energy Finance. US wind energy services; increased competition in an expanding market. January 4, 2011.

⁶³ Fowler, Andrew. «Trends in Wind Power Prices, B.O.P., and Turbine Costs.» WINDPOWER 2008. Houston, Texas, June 2, 2008.

и тарифы в рознице будут определять величину части выручки генерирующих объектов на основе ВИЭ в России.

С января 2011 г. электроэнергия (мощность) поставляется на оптовый рынок по свободным ценам. Это касается первой и второй ценовых зон оптового рынка (краткое описание российского электроэнергетического рынка приведено в Приложении 2). Цены на рынке определяются в режиме работы спотового рынка на основе баланса предложения и спроса на электроэнергию (подробнее см. раздел 4.2.4. далее).

При расчётах стоимостных предпосылок и последствий различных вариантов сценарных условий развития возобновляемой энергетики нами был использован ценовой прогноз, приведённый в Таблице 9⁶⁴. Для справки также приводим последние опубликованные прогнозы того же Агентства по прогнозированию балансов в электроэнергетике по среднеотпускным ценам для конечных потребителей (Таблица 10).⁶⁵ Мы приводим эту Таблицу 9 с прогнозными индикаторами в том виде, в каком она была использована в прогнозе. Очевидно, что с тех пор она должна была бы быть изменена, если бы использовалась для нового прогноза сейчас, но для точности описания условий мы не считаем необходимым давать изменённую таблицу ценового прогноза, хотя и «более правильную».

Таблица 9. Рыночная цена на электроэнергию (реальные руб./МВт·ч)

Год прогноза	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Цена э/э, руб./МВт·ч (реал.)	1824,0	1982,5	2118,3	2232,0	2394,0	2567,7	2624,0	2680,9	2795,0	2910,3	3017,6
Год прогноза	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Цена э/э, руб./МВт·ч (реал.)	3069,0	3120,8	3173,0	3192,0	3221,0	3258,2	3305,8	3353,6	3401,6	3450,0	

Источник: Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030 г., утвержденные Минэнерго России в 2011 г.

Таблица 10. Прогноз среднееотпускных цен на электроэнергию для конечных потребителей

Показатели	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Цена, \$/кВт·ч	5,4	6,7	7,9	8,6	9,3	10,0	9,9	10,2	10,6	9,9	11,0
Темп роста, %	100	123	119	108	109	107	99	103	103	94	111
Цена, руб./кВт·ч	1,71	2,02	2,27	2,46	2,74	3,05	3,39	3,67	3,96	4,10	4,41
Темп роста, %	100	118	112	108	111	111	111	108	108	103	108

Показатели	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030 ¹
Цена, \$/кВт·ч	12,0	12,9	13,8	14,5	15,1	15,6	20,7
Темп роста, %	109	107	107	105	104	104	133
Цена, руб./кВт·ч	4,70	4,96	5,30	5,53	5,74	5,95	7,32
Темп роста, %	107	106	107	104	104	104	123

Источник: АПБЭ и АФ-Меркадос

¹ Темпы роста приведены к 2025 году

Для примера необходимости уточнения прогноза цен на Рисунке 16 ниже приведён график колебания цен в первой ценовой зоне РСВ с 2007 по 2013 гг.

⁶⁴ Данные АПБЭ: Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030 г., утвержденные Минэнерго России в 2011 г.

⁶⁵ Данные АПБЭ: Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030 г., утвержденные Минэнерго России в 2011 г.



Рисунок 16. Цены в 1 ценовой зоне 2007—13 гг., руб./МВт·ч

Источник: данные НП АТС

4.2.4. Сроки реализации проектов генерации на основе ВИЭ

При расчётах стоимостных последствий реализации проектов генерации на основе ВИЭ необходимо учитывать их сроки, периоды завершения которых и пропорции разделения затрат по годам строительства определяют их денежные потоки на начальном этапе реализации проектов. Нами были приняты следующие сроки строительства соответствующих объектов генерации по технологиям:

1. станции на основе биомассы – 1 год
2. станции на основе биогаза (с/х и пром. отходы) – 1 год
3. малые ГЭС до 1 МВт – 2 года
4. малые ГЭС от 1 до 5 МВт – 3 года
5. малые ГЭС от 5 до 25 МВт – 3 года
6. солнечные станции на основе фотопреобразования – 1 год
7. ветростанции наземного базирования до 50 МВт – 1 год

Очевидно, что приведённые выше сроки строительства составляют лишь часть общих сроков реализации проектов, не включая сроков на изыскания и проектирование объекта, сроков проведения необходимых мероприятий для получения разрешения на включение генерирующих объектов в энергосистему, сроков выполнения работ по технологическому присоединению объекта к сетям, сроков проведения необходимых мероприятий для получения статуса квалифицированного объекта, права на присоединение к оптовому рынку и некоторые другие. В зависимости от конкретной ситуации, сложности и мощности самого объекта, правильности проекта и его исходного соответствия будущим требованиям реальные сроки выполнения всех упомянутых выше мероприятий могут быть весьма различными. Поэтому те сроки, которые были использованы в расчётах представляют собой усреднённые индикаторы на основе известного международного и российского опыта.

4.3. Сценарии развития возобновляемой энергетики в России до 2020 г.

Разработка сценариев развития возобновляемой энергетики в стране – вопрос, который имеет уже свою историю, без краткого рассмотрения которой трудно объяснить подходы, которые будут описаны далее. Как отдельный и самостоятельный объект долгосрочного планирования современная возобновляемая энергетика появилась в России примерно в конце 90-х годов прошлого века, но более или менее систематическая работа началась в 2009—2010 гг. в рамках первого этапа разработки проектов нормативных документов по поддержке развития возобновляемой энергетики в стране. В результате этой работы появилось первое правительственное решение – распоряжение Правительства РФ от 8 января 2009 г. №1-р, которое впервые ввело определение долгосрочных целей такого развития.

Долгосрочные целевые показатели развития были определены упомянутым распоряжением в формате индикаторов доли возобновляемых источников энергии (ВИЭ_{эл}) в общем объёме производства электроэнергии в стране следующим образом:

- на 2015 г. – 2,5%
- на 2020 г. – 4,5%.

Кроме этих долгосрочных индикаторов Энергетическая стратегия России на период до 2030 г., одобренная распоряжением Правительства РФ от 13 ноября 2009 г. №1715-р, предусматривала этапы роста конечного потребления электроэнергии – 1.041—1.218 млрд кВт·ч на конец 1 этапа (2013—15 г.) и 1.315—1.518 млрд кВт·ч на конец 2 этапа (2020—22 г.) Стратегии, т.е. примерно в тех же временных интервалах, что и индикаторы распоряжения Правительства РФ от 8 января 2009 г. №1-р. Применяя целевые показатели ВИЭ_{эл} к оценкам объёма спроса, представленного Правительством, мы получаем, что Россия должна была бы увеличить потребление электроэнергии ВИЭ_{эл} на 26—30,5 млрд кВт·ч к 2015 г. и 59—68 млрд кВт·ч к 2020 г.

4.3.1. Сценарии развития возобновляемой энергетики в России периода 2009—2011 гг.

Сценарии о разработке и содержании которых пойдёт речь ниже, были подготовлены в период, когда началась разработка первых проектов подзаконных актов для национальной системы поддержки ВИЭ в стране. В тот период концепция системы поддержки основывалась на схеме использования фиксированных надбавок к рыночным ценам на электроэнергию на основе ВИЭ на оптовом рынке. В рамках этих работ производилось моделирование развития возобновляемой энергетики в стране на основе различных сценариев, в основу которых были положены различные допущения и возможные события и условия. Основные экономические и технологические допущения данного сценарного моделирования были нами описаны выше. И хотя актуальность этих описанных сценариев на сегодняшний день почти утрачена, автор посчитал нужным дать их краткое описание и мотивировку с целью объяснения использованных подходов и для исторической преемственности. Основные целевые ориентиры пяти сценариев приведены ниже в Таблице 11.

Для каждого из рассматриваемых сценариев помимо структуры и объёма производства энергии на основе ВИЭ были посчитаны уровни поддержки по каждой из рассматриваемых технологий. Этот расчёт проводился по всем трём вариантам формы выплаты поддержки: фиксированный тариф, фиксированная надбавка к рыночной цене и ежемесячная выплата за мощность. Для первых трёх сценариев моделирования стоимость общественной

поддержки (величины общественных маржинальных затрат) была одним из результатов расчётов. Для 4-го и 5-го сценариев эта величина выступала в качестве ограничения сверху.

Таблица 11. Целевые показатели по сценариям моделирования

Технология	Целевой показатель (млрд кВт·ч)				
	Сценар. 1	Сценар. 2	Сценар. 3	Сценар. 4	Сценар. 5
Малые ГЭС	32,88	7,0	7,7	204,5	204,0
ВЭС на суше	3,59	17,25	50,20	23,2	23,2
ВЭС морские	0,32	0	0	1,57	1,53
Солнечная ФЭ	0,11	2,8	3,0	0	0,11
Биомасса	22,94	8,0	8,0	106,4	102,79
Биогаз	4,17	2,0	2,0	1,08	4,2
Геотермальная	0	2,1	2,1	0	0
Приливная	0	0,024	0,024	0	0
Итого:	64,00	39,07	73,12	336,75	335,83

Сценарий 1. Данный сценарий характеризуется высокой долей энергии МГЭС и станций на основе биомассы и биогаза в общем объёме энергии на основе ВИЭ. Относительно невелика доля ветростанций и станций на основе энергии солнца. Это самый «дешёвый» из рассматриваемых вариантов развития возобновляемой энергетики в стране и не самый малый по объёму, который всего на 9,86% меньше следующего по объёму Сценария 3, который уже в 2,51 раза дороже, не говоря уже о «цене» сценариев 4 и 5.

Сценарий 2. Для описания Сценариев 2 и 3 возможного развития возобновляемой энергетики в России по технологиям и периодам были использованы предложения специалистов компании ОАО «РусГидро», в которых предлагалась разбивка соответствующих российских объёмов установленной мощности и производства электроэнергии на основе ВИЭ (Таблица 9) в соответствии со сложившейся на 2009 г. структурой мощностей ВИЭ и объёмов производства энергии по технологиям в мире за 2008 г. В основе такого подхода лежало допущение, что поскольку Россия обладает практически всеми видами ВИЭ примерно в том наборе и пропорциях, которые характерны для всего мира, то вполне оправдано будет распределить объёмы генерации в России примерно в тех же объёмных пропорциях, что и в мире.

Объёмы возможной мощности и объёмов генерации энергии на основе ВИЭ в **Сценариях 2 и 3** (Таблица 12) были даны в двух вариантах: оптимистическом и реалистическом, а также в сравнении с показателями 2008 г. для России. Необходимость в таком разделении была вызвана требованием оценки степени реалистичности тех объёмов генерации энергии на основе ВИЭ и объёмов установленной мощности, которые вытекают из вычисленных индикаторов долгосрочных целей. Реалистичная версия сценария, составленного экспертами ОАО «РусГидро», стала в рассматриваемом нами наборе сценариев далее **Сценарием 2**, а оптимистичная версия – **Сценарием 3** моделирования.

В обоих сценариях реализации долгосрочных целей развития энергетики ВИЭ для России при расчёте показателей были использованы средние сложившиеся КИУМы установок по различным технологиям, например, для ветростанций – 25%, для малых ГЭС – 40%, для солнечных электростанций – 16%⁶⁶ и др. На основе использованных показателей КИУМ и общего объёма производства энергии на основе ВИЭ на соответственно 2015 и 2020 гг.

⁶⁶ При расчёте КИУМа 500 МВт солнечных станций, которые будут построены к 2015 г., исходили из показателя числа часов использования (ЧЧИ) для солнечной энергетики, равному 1400, что отражает средний показатель инсоляции для регионов предполагаемой установки (Сочи, Астрахань, Ростов-на-Дону, Петропавловск-Камчатский, Владивосток, Москва и др.). При этом в более общих дальнейших расчётах предлагается ограничиться минимальным КИУМ на уровне 10,6% как минимальным, т.е. «отсечным» КИУМ. При этом предполагается, что инвестор в любом случае в целях максимизации прибыли будет строить станции в регионах с максимальной доступной инсоляцией и средний КИУМ таких станций будет выше минимального показателя 10,6%.

были рассчитаны показатели объёма установленной мощности, необходимой для производства электроэнергии по соответствующей технологии к указанному году.

Таблица 12. Доли различных технологий ВИЭ по мощности и объёму генерации по Сценариям 2 и 3

Технологии ВИЭ	Установленная мощность, МВт			Производство электроэнергии, млн. кВт·ч в год					
	Мир		Россия		Мир		Россия		
	2009	%	2008	Сценарий 2 2015 2020	Сценарий 3 2015 2020	2008 ¹⁾	%	Сценарий 2 2015 2020	Сценарий 3 2015 2020
Ветроэнергетика	159.213	52,1	13	2.500 7.000	8.600 23.000	218.504	33,1	5,2 5.500 17.250	18.834 50.200
Малые ГЭС	60.000	19,6	683,3 ²⁾	1.000 2.000	1.200 2.230	101.172	15,3	3.500 7.000	4.200 7.800
Биомасса, биогаз	54.000	17,7	1.316,6	2.000 4.000	2.000 4.000	263.587	39,9	5.100 10.000	5.100 10.000
Солнечная, PV	21.000	6,8	0	500 2.000	500 2.140	12.016	1,8	0 700 2.800	700 3.000
Геотермальная	11.000	3,6	80,1	100 300	100 300	64.608	9,9	464,5 700 2.100	700 2.100
Приливная	249,7	0,01	0,4	12 12	12 12	546	0,01	0 24 24	24 24
Всего:	305.000	100	2.080,0	6.112 15.312	12.412 31.682	660.433	100	5.610 15.524	29.558 73.124

1) Источники: REN21. 2010. *Renewables 2010 Global Status Report*, стр. 36; Key World Energy Statistics, 2010. IEA, 2010, стр. 26, табл. МЭА: http://www.iea.org/stats/renewables.asp?COUNTRY_CODE=29

2) Не охвачено статистикой 19 работающих малых ГЭС с выработкой примерно 260 млн кВт·ч в год

Таблица 14. Возможное распределение объемов производства энергии на основе ВИЭ по территории страны и зонам рынка (Сценарии 2 и 3), млн кВт·ч

Технологии	Реалистичный									
	2015					2020				
	Всего	1 ЛЗ ОРЭ	2 ЛЗ ОРЭ	нецен. зоны ОРЭ	изол. системы	Всего	1 ЛЗ ОРЭ	2 ЛЗ ОРЭ	нецен. зоны ОРЭ	изол. системы
Ветер	5500	3172	1448	660	220	17250	8694	5796	2070	690
Малые ГЭС	3500	1764	1176	420	140	7000	3528	2352	1180	200
Б/масса и б/газ	5100	2670	1714	612	104	10000	5040	3360	1200	400
Солнечная, PV	700	453	200	40	7	2800	1800	900	70	30
Геотермальная	700	50	0	0	650	2100	150	0	0	1950
Приливная	24	24	0	0	0	24	24	0	0	0
Всего:	15524	8133	4538	1732	1121	39074	19236	12408	4520	3270

Технологии	Оптимистичный									
	2015					2020				
	Всего	1 ЛЗ ОРЭ	2 ЛЗ ОРЭ	нецен. зоны ОРЭ	изол. системы	Всего	1 ЛЗ ОРЭ	2 ЛЗ ОРЭ	нецен. зоны ОРЭ	изол. системы
Ветер	18834	11890	5100	1600	244	50200	29050	15200	4450	1500
Малые ГЭС	4200	2200	1300	500	200	7800	3800	2500	1200	300
Б/масса и б/газ	5100	2770	1714	512	104	10000	5040	3360	1200	400
Солнечная, PV	700	453	200	40	7	3000	1900	1000	70	30
Геотермальная	700	50	0	0	650	2100	150	0	0	1950
Приливная	24	24	0	0	0	24	24	0	0	0
Всего:	29558	17387	8314	2652	1205	73124	39964	22060	6920	4180

Таблица 13. Итоговая агрегированная таблица результатов моделирования сценариев развития ВИЭ в России до 2020 г. по показателям объема производства (млн кВт·ч) и величинам требуемой фиксированной надбавки к цене (руб./МВт·ч)

Технологии ВИЭ _{ин}	Целевые показатели и надбавки по сценариям моделирования									
	Сценарий 1		Сценарий 2		Сценарий 3		Сценарий 4		Сценарий 5	
	Объем	Надбавка	Объем	Надбавка	Объем	Надбавка	Объем	Надбавка	Объем	Надбавка
Микро-ГЭС (<1МВт)	3 288	1 961,7	700	1 381,1	780	2 230,5	6 257	2 383,0	6 257	2 383,0
Мини-ГЭС (<10МВт)	6 576	470,0	1 400	0,0	1 560	957,7	35 847	2 304,2	35 327	2 255,8
Малые ГЭС (>10МВт)	23 015	0	4 900	0,0	5 460	131,5	162 412	643,6	162	643,6
Наземные ВЭС	3 589	349,9	17 250	1 169,9	50 200	1 594,9	23 229	2 067,8	23 229	2 067,8
Морские ВЭС	321	1 510,3	0	0,0	0	0,0	1 570	2 305,4	1 579	2 292,2
Биомасса энергетич. культур	4 970	2 303,0	1 733	2 162,7	2 089	2 911,2	6 068	2 347,4	5 024	1 950,4
Сельскохозяй. биомасса	4 970	1 513,7	1 733	1 358,8	1 689	2 175,8	30 124	2 356,1	29 679	2 301,9
Биомасса лесной промышл-ти	4 970	1 955,5	1 733	1 778,6	2 089	2 569,3	20 445	2 348,9	18 567	2 301,9
Пром. биомасса с-х отходов	4 014	159,7	1 400	0,0	1 318	970,6	24 849	1 287,2	24 762	1 287,2
Пром. биомасса пром. отходов	4 014	272,0	1 400	102,9	1 283	1 065,7	24 957	1 481,1	24 762	1 481,1
Свалочный газ	1 042	2 334,6	500	2 206,9	333	2 880,9	1 083	2 342,0	1 060	1 915,9
Биогаз с-х	1 042	3 998,3	500	3 797,1	533	4 342,6	0	0	1 052	4 252,4
Биогаз промышл.	1 042	3 855,1	500	3 647,8	433	4 187,6	0	0	1 050	4 101,9
Газ сточных вод	1 042	3 854,5	500	3 642,1	233	4 189,0	0	0	1 052	4 117,7
Солнечные генераторы, дом.	27	16 932,8	700	23 994,1	750	18 346,3	0	0	27	16 952,2
Солнечные станции, малые	27	11 260,7	700	16 094,4	750	12 553,1	0	0	27	11 295,0
Солнечные станции, крупные	27	9 900,0	700	14 560,5	750	11 191,8	0	0	27	9 910,8
Солнечные станции	27	5 361,6	700	9 361,3	750	6 571,0	0	0	28	5 429,6
ИТОГО, млн. кВт·ч	64 000		37 049		71 000		336 841		335	872
Стоимость поддержки в год, млрд. руб. (как произведение рассчитанного годового объема и величины надбавки для каждой технологии)		57,40		81,93		144,34		457,19		455,8

Кроме этого были учтены некоторые другие известные тогда обстоятельства: запланированное ОАО «РусГидро» строительство Северной ПЭС мощностью 12 МВт как единственного объекта приливной энергетики на рассматриваемый период. Не предполагалось быстрое развитие геотермальной энергетики на Дальнем Востоке в силу ограниченного спроса на электроэнергию и некоторые другие.

В **Сценарии 2** доля энергии МГЭС и станций на основе биомассы и биогаза в общем объёме энергии на основе ВИЭ была относительно небольшой, что, применительно к МГЭС, отражало экспертное мнение специалистов ОАО «РусГидро» относительно практической возможности по проведению изысканий, проектированию и строительству малых ГЭС в России в требуемых вводимыми объёмами масштабах. Те же факторы лежат в основании оценки объёмов производства на станциях на основе биомассы. Существенно увеличилась доля энергии на основе энергии солнца (фотопреобразование), что стало результатом оценок экспертов ЗАО «Хевел». Однако общий объём производства энергии на основе ВИЭ в данном сценарии ниже долгосрочных целей, установленных в Распоряжении Правительства №1-р. Поэтому данный консервативный сценарий можно условно назвать «реалистичным».

Составляя всего 52,2% от объёма производства по Сценарию 3, по стоимости поддержки его доля составила уже 56,8%. По отношению к первому сценарию объём производства меньше на 42,1%, но стоимость выше на 42,7%.

Сценарий 3. Как уже отмечалось выше, данный сценарий также был основан на допущениях и ограничениях по экспертным оценкам ОАО «РусГидро» и экспертов ЗАО «Хевел». В нём существенно увеличился объём производства энергии на наземных ВЭС за счёт более агрессивных целей и за счёт этого общий объём производства энергии на основе ВИЭ в Сценарии 3 несколько превышает целевые индикаторы Распоряжения Правительства №1-р от 2009 г. Поэтому данный сценарий может быть назван «оптимистичным».

Сценарий 4 также, как и **Сценарий 5** основаны на другом, чем Сценарии 1—3 подходе, а именно, на оптимизации структуры производства энергии с установлением ограничения по величине общей суммы стоимости поддержки, который описан автором ниже. Такой подход был нами рассмотрен в связи с предложенным в тот момент Минэкономразвития России условием поддержки предложений Минэнерго России по мерам поддержки в виде максимальной величины роста среднеотпускных цен конечным потребителям в размере 6,7% в среднем. Это ограничительное условие, выраженное в процентах, было нами трансформировано в абсолютную величину суммы такого ограничения через прогнозируемую величину среднеотпускной цены конечным потребителям на 2020 г. и объёмов прогнозируемого потребления в том же 2020 году. Однако при сохранении этого принципиального условия неизменным, другие условия моделирования этих двух сценариев различаются.

В **Сценарии 4** формирование структуры распределения объёма производства энергии на основе ВИЭ по технологиям происходило без каких-либо условий и ограничений, кроме экономических зависимостей. В результате целый набор технологий с самыми высокими усредненными затратами не попал в итоговый результат технологического набора модели.

В **Сценарии 5** нами уже были наложены ограничения модели в виде минимальных объёмов производства по тем технологиям, которые не попадают иначе в набор из-за более высоких усредненных затрат на производство энергии.

Один из важных аспектов анализа обсуждаемой политики поддержки ВИЭ в России является устойчивость такой схемы. Этот аспект проблемы поддержки стал в 2008—11 гг. «горячей» темой обсуждения экспертами после того, как несколько стран-участниц Европейского Союза обнаружили, что их системы поддержки ВИЭ обернулись тяжёлым и не всегда социально приемлемым и экономически оправданным бременем для общества.

Чтобы оценить устойчивость системы поддержки, предложенная модель работала, оптимизируя сочетание видов генерации по стоимости, накладывая при этом ограничение на полную суммарную стоимость развития генерации на основе ВИЭ. Эта верхняя планка общей стоимости в схеме поддержки ВИЭ должна была быть определена совместно с Федеральной службой по тарифам РФ и (или) Министерством экономического развития России (если не использовать тот ограничитель, которые был нами описан выше), чтобы принять во внимание уровень, который считается социально приемлемым для общества. Полученное сочетание объёма генерации с разбивкой по технологиям даст информацию о максимальном проникновении энергии на основе ВИЭ, чтобы гарантировать условие устойчивости схемы и то, насколько она совместима с существующими целями по доле энергии на основе ВИЭ в конечных балансах потребления страны.

Этот сценарий может быть далее дополнен введением минимальных долей в балансе для тех технологий, которые могут стоять перед риском того, что будут исключены из процесса оптимизации по причинам чрезмерных затрат (это могут быть солнечные тепловые технологии или некоторые виды биомассы). Обеспечение минимальной доли в балансе для таких технологий обеспечивает дополнительное преимущество в виде получения полного комплекта фиксированных тарифов (далее – ФТ), основанных на различных технологиях, которые могут также служить для сравнений с другими сценариями или чувствительностью.

Модель оптимизации работает следующим образом: каждая кривая предложения ВИЭ обеспечивает ожидаемый уровень проникновения для каждой проанализированной технологии «t» как функция ФТ, определённого для технологии (FiT_t)

$$V_t = f(FiT_t)$$

Полная стоимость для страны:

$$TC = \sum V_t * FiT_t$$

и соответствующий уровень проникновения в национальном масштабе будет равен:

$$V_N = \sum V_t$$

где:

V_t : объём технологии «t»

FiT_t : ФТ для технологии «t»

TC: полная стоимость для получения уровня V_t

V_N : уровень проникновения ВИЭ в стране

Предложенная модель предоставит набор тарифов FiT^* , которые позволяют достичь национального уровня V_N с наименьшими затратами, т. е. решить проблему оптимизации:

$$\text{Max } \{V_N\}$$

при условии, что:

$V_t \geq$ минимальный целевой уровень проникновения технологии t

$TC \leq$ верхняя граница итоговых затрат

Сводные результаты расчётов по всем пяти сценариям приведены в Таблице 13. Результаты моделирования представляются в разрезе всех трёх видов поддержки: фиксированный тариф на энергию ВИЭ, фиксированная надбавка к рыночной цене и ежемесячная плата

за мощность. С экономической точки зрения величины маржинальных общественных затрат на производство электрической энергии на основе ВИЭ представляют только последние две формы выплат. Несмотря на различие формы, по своей суммарной величине за весь годовой период они равны, поэтому в самой таблице приведена только величина надбавки. Такие же годовые результаты получены и для величины платы за мощность.

Несколько особняком стоят полученные результаты моделирования по **Сценариям 4 и 5**. В условиях установленного, как было описано выше, стоимостного ограничения в размере, примерно, 457 млрд рублей доля электроэнергии на основе ВИЭ может составить от 22,1 до 25,6% общего объема потребления к 2020 г., не считая больших ГЭС, которые могут добавить ещё 15—17 процентных пунктов, доведя суммарную долю электроэнергии на основе ВИЭ до 37—50% итогового национального баланса потребления. Очевидный вывод из приведённых цифр состоит в существенно меньшей величине средств общества, необходимой для поддержки развития возобновляемой энергетики в рамках установленных долгосрочных целей на 2020 г.

Необходимость введения дополнительного условия в виде минимального уровня производства энергии по всем технологиям генерации в **Сценарии 5** было вызвано результатами расчётов по **Сценарию 4**, по результатам которого полностью «выпали» станции на основе фотопреобразования энергии солнца (т.н. фотовольтаика) и почти вся биогазовая генерация, кроме использования газа со свалок. Это стало результатом отбора технологий и объёмов генерации из общего числа рассматриваемых по чисто экономическим показателям.

Представляет интерес также и возможное распределение мощностей и генерации ВИЭ по территории страны при сценарном планировании, что может иметь важное значение для дальнейшей оценки последствий развития возобновляемой энергетики для страны в целом. В связи с этим нами использовались следующие пропорции распределения объёмов выработки энергии по зонам и частям оптового рынка и территории страны.

Ценовые зоны оптового рынка (1-ая и 2-ая зоны вместе) – 84%

Неценовые зоны оптового рынка – 12%

Технологически изолированные территориальные энергосистемы – 4%.

Такое предлагаемое распределение носит, конечно, условный характер, т.к. распределение некоторых из ресурсов ВИЭ изначально неравномерно по территории страны. В первую очередь, это касается ресурсов геотермальной энергетики и солнечной. Геотермальные высокотемпературные ресурсы в основном сосредоточены в регионе Дальнего Востока: Камчатский край и о. Сахалин, где и предполагается основное развитие этого типа энергетики.

Солнечная энергетика сильно зависит от уровня инсоляции (прихода солнечной энергии на поверхность земли) на конкретной территории. Поэтому некоторые из зон территории страны мало предрасположены к её развитию (Таблица 12). То же можно сказать и о ресурсах ветра, которые также размещены неравномерно по территории страны, и о ресурсах гидроэнергетики.

Проведённое в период 2009—2010 гг. моделирование на основе пяти возможных сценариев развития возобновляемой энергетики в России, результаты которого были приведены в таблицах 9—12 выше, позволили нам сделать следующие общие выводы.

1. Приведённые на тот период долгосрочные планы развития возобновляемой энергетики на основе использования технологий: малая гидрогенерация, использование биомассы, геотермальная генерация и приливная имеют достаточно обоснованные перспективы с точки зрения созданной базы и накопленного опыта эксплуатации таких станций в рамках рассмотренных сценариев развития этой энергетики. Создание приливной станции «Северная» мощностью 12 МВт в Мурманской обл. должно было стать необходимым шагом для

развития в направлении строительства более мощных приливных станций на базе современных технологий, которые будут отработаны на Северной ПЭС.

2. Планы развития возобновляемой энергетики на основе использования технологий: ветрогенерации и солнечной энергии на основе фотопреобразования представляются более рискованными с тем уровнем индикаторов долгосрочных целей развития, которые определены Постановлением Правительства Российской Федерации от 8 января 2009 г. №1-р «Об утверждении Основных направлений государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 года».

3. Структура долей различных технологий в рамках реалистичного сценария на 2020 г. в России приблизительно повторяет глобальную структуру генерации на основе ВИЭ в 2008 г. Исключение может составить доля МГЭС – больше мировой в 1,5 раза и доля солнечной энергии – выше достигнутой в мире в 4 раза. Более высокая доля выработки от малых ГЭС имеет своей причиной существенно более высокий уровень потенциала рек в стране и, соответственно, потенциала малой гидроэнергетики. Существенно более высокая доля солнечной энергетики в России объяснялась практически одинаковым по времени стартом в развитии солнечной и остальных технологий генерации на основе ВИЭ. В то время как в остальном мире имелся существенный разрыв по времени начала процессов интенсивного развития солнечной энергетики и всей остальной, в первую очередь, ветроэнергетики как основного поставщика объёмов установленной мощности и объёмов выработки на протяжении последних 20 лет развития энергетики ВИЭ в мире.

4. Несколько меньшая доля геотермальной энергетики в России к 2020 г., чем в остальном мире может объясняться пока ещё незаконченными работами по переходу к промышленному производству оборудования генерации на основе бинарного цикла, которое позволит не только повысить результативность работы станций на высокотемпературном природном теплоносителе (как на Камчатке), но и вовлечь в промышленную эксплуатацию запасы низкопотенциального тепла месторождений Краснодарского края, Калининградской обл. и др. территорий.

5. Существенно более высокая доля ветрогенерации к 2020 г. по оптимистичному сценарию развития (практически, $\frac{2}{3}$ общего объёма производства), во-первых, отражает общемировую тенденцию ускорения прироста установленной мощности ВЭС по сравнению с другими технологиями и, во-вторых, является подтверждением того заключения, что в России иного способа быстро нарастить мощности возобновляемой энергетики к 2020 г., кроме как за счёт ВЭС – невозможно. Именно электростанции на основе ветра и солнечная энергетика имеют самый короткий инвестиционный цикл и возможность строительства одновременно многих станций, мощности каждой из которых будут измеряться десятками, а то и сотнями (применительно к ветростанциям) мегаватт.

6. При неизменных основных условиях сценариев (не менялись базовые технические, технологические и финансово-экономические условия моделирования) были получены весьма различные результаты моделирования по параметрам общего объёма производства энергии на основе ВИЭ, его технологической структуры и маржинальной стоимости. Полученные в **Сценариях 4 и 5** индикаторы объёма производства энергии на основе ВИЭ – 336,8 и 335,9 млрд кВт•ч, намного превышают долгосрочные целевые ориентиры правительства.

7. Планировавшиеся объёмы производства в **Сценариях 1—3** «стОят» обществу намного меньше потолка, рассматриваемого Министерством экономического развития России и использованного в качестве предельного значения суммы затрат в **Сценариях 4 и 5**.

8. Величина суммарных затрат сильно зависит от структуры генерации и уровня развития солнечной энергетики. Поэтому при принятии решения о фронтальном развитии всех

технологий возобновляемой энергетики тогда было рекомендовано вопросы развития солнечной энергетики рассматривать отдельно.

9. Требуется обновление оценки потенциала ресурсов ВИЭ в России в связи с быстрым обновлением технологической базы возобновляемой энергетики и повышением эффективности производства этой энергии. Оценка потенциала в региональном и видовом разрезе позволит и правительству и инвесторам рациональнее планировать развитие генерирующей базы возобновляемой энергетики.

10. Стоимость присоединения и его условия могут существенно изменить картину по проектам. В моделировании эти затраты не учитывались в силу имеющегося законодательного положения, предусматривающего компенсацию этих затрат для части генераторов на основе ВИЭ (мощностью до 25 МВт).

11. Первоначальный набор технологий генерации для целей проведения моделирования и оценки уровня экономической поддержки ВИЭ исключил технологии геотермальной и приливной энергетики, в первую очередь, из-за отсутствия полного набора необходимых стоимостных индикаторов. В этой связи было предложено проведение нового раунда моделирования с добавлением геотермальной и приливной технологий в случае получения соответствующих исходных данных.

12. Результаты проведенного исследования не выявили существенных преимуществ схемы поддержки ВИЭ с использованием инструментов рынка мощности по сравнению с другими рассмотренными альтернативами. С экономической точки зрения использование надбавки к цене не имеет принципиального отличия от использования ежемесячной платы за мощность, т.к. в основе расчётов исходных величин компенсации либо на основе надбавки к цене, либо на основе платы за мощность лежат одни и те же стоимостные показатели, их индикаторы и условия моделирования.

Общий вывод по результатам тогдашнего анализа состоит в следующем: установленные долгосрочные индикаторы развития возобновляемой энергетики в России представляют собой достаточно оптимистичные по объёму планы.

4.3.2. История разработки сценариев развития возобновляемой энергетики в России в 2012—2013 годах

Следующим формальным решением правительства, установившим долгосрочные индикаторы развития возобновляемой энергетики в России стало принятое через четыре с лишним года после упоминавшегося распоряжения №1-р 2009 года новое распоряжение Правительства России от 28 мая 2013 г. №861-р, определившее перспективы производства энергии на основе ВИЭ до 2020 г. в объёме 11.586 млн кВт·ч электроэнергии и объём суммарной установленной мощности этой генерации 5871 МВт. У индикаторов нового распоряжения 2013 года есть два принципиальных отличия: во-первых, в цифрах Распоряжения была введена разбивка только по трём технологиям: малые ГЭС, ветростанции и солнечные электростанции на основе фотоэлектрического преобразования. Остальные технологии в составе упомянутых в документе технологий генерации электроэнергии на основе ВИЭ отсутствовали. Во-вторых, это более позднее распоряжение установило новый уровень индикатора суммарного производства возобновляемой энергии, который в 5—6 раз ниже планового индикатора объёма производства этой энергии из Распоряжения №1-р от января 2009 г. Основной причиной такого нового положения дел стала новая концепция развития возобновляемой энергетики, положенная в основу решений Распоряжения Правительства России от 28 мая 2013 г. N 861-р, а также тот факт, что решение принималось существенно позднее и до той же временной границы 2020 г. осталось меньше лет для реализации планов развития ВИЭ. Эту новую по сравнению с 2009 г. концепцию характеризуют следующие

основные положения, в явной или не очень очевидной форме составляющие содержание и основные посылы данного распоряжения.

1. Поддержкой со стороны государства (фактически, со стороны общества, а не государства) должно пользоваться не вообще производство энергии на основе ВИЭ, а, во-первых, производство электрической энергии и, во-вторых, не выше уровня общественно значимых затрат, универсальным критерием которых является рынок, а в нашем случае – энергетический рынок.

2. Создание системы поддержки развития возобновляемой энергетики в стране должно происходить в рамках электроэнергетического рынка и с учётом его правил. А так как рынок электроэнергии в стране фрагментарен, делится на оптовый и розничный, и часть страны не входит в состав территории действия правил оптового энергетического рынка, то и правила этой поддержки могут быть и станут различными для этих различных территорий и частей энергорынка.

3. Поддержка ВИЭ будет осуществляться не на основе фиксированной надбавки к цене электроэнергии на рынке, а на основе ежемесячной платы за мощность, выплачиваемой генераторам – участникам оптового рынка помимо их выручки с рынка РСВ. Плата за мощность выплачивается на основании специального договора предоставления мощности ВИЭ (ДПМ ВИЭ), который включает несколько дополнительных обязательств со стороны генерирующего объекта на основе ВИЭ.⁶⁷

4. В первую очередь «заслуживает» поддержки та часть возобновляемой энергетики в стране, развитие которой приведёт к развитию также и промышленности по производству основного и вспомогательного оборудования для неё. Именно эта причина лежит в основе решения о включении в число принципиально важных требования удовлетворения критерия локализации производства оборудования, использованного при строительстве объектов генерации на основе ВИЭ, рассчитывающих на получение такой поддержки со стороны общества.

5. Правительство должно контролировать объёмы и темпы развития возобновляемой энергетики в стране, чтобы оптимизировать суммарные затраты общества на её развитие.

6. Для снижения общественно значимых затрат на развитие возобновляемой энергетики в стране отбор проектов должен происходить на конкурсной основе, при которой побеждает тот проект генерации на основе ВИЭ, который обеспечивает наименьший уровень суммарных капитальных затрат, включая стоимость технологического присоединения.

При обсуждении вопросов развития ВИЭ и условий этого развития экспертным сообществом и правительством в лице его отраслевых органов обсуждались три основных аспекта проблемы:

- каков уровень предельных капитальных и эксплуатационных затрат станций на основе ВИЭ можно будет принять как экономически и социально оправданный?
- каков должен быть объём вводов мощности генерации в России, чтобы, с одной стороны, оставить общие затраты общества на поддержку на социально приемлемом уровне, а с другой стороны, обеспечить формирование отраслевого рынка возобновляемой энергетики такого размера, чтобы быть интересным для поставщиков оборудования на него с точки зрения развития локального производства оборудования?
- каковы объёмы дополнительных затрат общества, необходимые для развития возобновляемой энергетики по тому или иному сценарию?

К началу 2013 года уровень предельных значений индикаторов общественно значимых затрат на строительство и эксплуатацию генерирующих объектов ВИЭ в стране был более или менее согласован с экспертным сообществом и правительственными экспертами

⁶⁷ Подробнее эта схема поддержки ВИЭ будет рассмотрена нами позже в разделе 7

и обсуждение вопроса перешло в плоскость обсуждения того или иного объёмного сценария развития возобновляемой энергетики. Таким образом, «на столе» имелось два новых основных сценария развития⁶⁸. Первый из этих сценариев предполагал ввод примерно 11 ГВт мощности⁶⁹ (Таблица 15), что могло бы обеспечить решение задачи роста производства электроэнергии на основе ВИЭ до 2,5% в балансе, как и предусматривалось решениями правительства 2009 года. Второй сценарий предусматривал ввод примерно 6 ГВт установленной мощности генерации ВИЭ, но уже только по трём технологиям (Таблица 16), что было признано в качестве минимального уровня развития рынка возобновляемой энергетики к 2020 г., необходимого для обоснования развития локального производства основного и вспомогательного оборудования станций.

В варианте Сценария 2 (Таблица 16), принятом в конечном итоге в распоряжении Правительства РФ от 28.05.2013 №861-р вместо пяти технологий осталось только три: ветрогенерация, солнечная энергетика на основе фотопреобразования и малые ГЭС. Генерация на основе ВИЭ с использованием биомассы и биогаза была исключена по критерию малого вклада этих видов генерации в решение конечной задачи развития местного производства оборудования для генерирующих объектов. Кроме того, следует иметь в виду, что меры поддержки не распространялись на генерирующие объекты установленной мощностью меньше 5 МВт, которые не могут участвовать в работе оптового рынка электроэнергии и мощности.

Таблица 15. Примерное распределение мощностей генерации на основе ВИЭ в Сценарии 1, МВт

Технологии	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Всего
Ветер	0	150	200	600	700	1000	1500	2000	6150
Малые ГЭС	0	30	50	150	200	300	400	820	1950
Биомасса	0	20	50	60	80	90	120	180	600
Биогаз	0	10	15	25	40	50	70	90	300
Солнечная, PV	0	100	170	220	250	330	420	510	2000
Всего:	0	310	485	1055	1270	1770	2510	3600	11000

Кроме снижения общих объёмов генерации к 2020 г. на 900 МВт за счёт исключения генерации на основе ВИЭ с использованием биомассы и биогаза другие виды генерации тоже были «обрезаны» с целью существенного уменьшения объёмов мощности и генерируемой электроэнергии для снижения общего уровня затрат общества на поддержку возобновляемой энергетики в стране. И в дальнейшем обсуждение вариантов сценарного развития шло преимущественно вокруг индикаторов суммарной стоимости поддержки развития возобновляемой энергетики в рамках тех или иных объёмов ввода мощностей по технологиям и объёмов генерации электроэнергии на них.

Таблица 16. Распределение мощностей и объёмов генерации на основе ВИЭ в Сценарии 2 (версия распоряжения Правительства РФ от 28.05.2013 №861-р)

Year	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Bcero
	MBT	FBT	MBT	FBT	MBT	FBT	MBT	FBT	FBT
Betep	0	100	219	247.5	250	1095	75	1642.5	1000
CP, CV	0	120	136.7	140	159.4	200	284.7	270	307.5
MF3C	0	18	46.4	26.6	69	124	324.4	141	371
Bcero:	0	238	402	414	776.5	574	1099.9	1274	1316.25

В результате применения выше названных критериев в рамках правительственных решений были разработаны индикаторы и требования к процессу, повлиявшие на объёмы вводов генерации на основе ВИЭ, сроки и величину поддержки.

⁶⁸ Рассмотренные ранее пять сценариев развития возобновляемой энергетики в стране на данном этапе уже не использовались при анализе

⁶⁹ Без учёта возможного ввода мощностей на розничном рынке генерации

4.3.3. Сценарии развития возобновляемой энергетики на розничных рынках электроэнергии в России

В рамках описанных выше работ основным объектом прогнозирования развития возобновляемой энергетики был оптовый рынок электроэнергии и мощности. Однако в дальнейшем по мере подготовки решений по поддержке развития ВИЭ также и на розничном рынке электроэнергии возникла настоятельная необходимость спланировать аналогичные индикаторы также и для него. Основной проблемой составления такого прогноза для розницы стало отсутствие каких-либо директивных индикаторов развития на нём по аналогии с оптовым рынком. Поэтому в основе нашего прогноза лежат собственные оценки вместе с оценками экспертного сообщества (Таблица 17). Одновременно с этим нами была проведена оценка стоимостных последствий реализации такого прогноза развития возобновляемой энергетики на розничном рынке. В первую очередь была проведена оценка тарифных последствий реализации таких планов.

Для расчёта тарифных последствий нами были использованы следующие экономические предпосылки и допущения. Для получения величин тарифов, обеспечивающих окупаемость произведённых затрат на рознице, были рассчитаны объёмы производства электроэнергии по технологиям, по интервалам установленной мощности и индикаторы коэффициентов использования установленной мощности. Для расчёта величин затрат на производство электроэнергии были использованы значения предельных величин капитальных и эксплуатационных затрат на уровне предельных (максимальных) значений проекта распоряжения. Для диапазонов мощности генерации в пределах 5—25 МВт значения предельных величин этих затрат идентичны значениям величин капитальных и эксплуатационных затрат из таблиц Распоряжения Правительства РФ от 28 мая 2013 г. N 861-р.

Полученные на основании значений предельных величин капитальных и эксплуатационных затрат ежегодные затраты были распределены по годам в соответствии с тремя возможными сроками окупаемости проектов: 7, 10 и 15 лет. Затраты на проект считались, исходя из условия отсутствия заёмного капитала в проекте и затрат на его получение («строим всё за свои»). Ликвидационная стоимость проектов была принята нулевой. Расчёта по НДС не проводилось. Ставки корпоративных налогов и платежей были приняты на действующем в стране на 2014 г. уровне.

Денежные потоки проектов по годам сроков окупаемости проектов в 7, 10 и 15 лет были дисконтированы с применением ставки средневзвешенной стоимости капитала WACC 14%, которая применялась ежегодно в течении срока реализации проектов. Предположительные сроки установления льготных тарифов были принят идентичными срокам окупаемости проектов.

Итоговая Таблица 18 с расчётами представлена ниже.

Исходя из приведённых в Таблице 18 предельных тарифов нами также была посчитана суммарная тарифная нагрузка на розничный рынок электроэнергии (Таблица 19). Также нами были посчитаны суммарные инвестиционные расходы на реализацию такой программы развития возобновляемой энергетики на розничном рынке (Таблица 20).

Таблица 17. Прогноз роста ввода мощностей и выработки по годам (оптимистический) на розничном рынке

Технология генерации	КИУМ	2015		2016		2017		2018		2019		2020		Итого:	
		МВт	млн кВт-ч	МВт	млн кВт-ч	МВт	млн кВт-ч	МВт	млн кВт-ч	МВт	млн кВт-ч	МВт	млн кВт-ч	МВт	млн кВт-ч
ВЭС и отд. агрегаты	0,27	5	11,8	15	35,5	100	236,5	200	473,0	250	594,3	300	709,6	870	2 057,7
Малые ГЭС	0,38	3	10,0	5	16,6	10	33,3	15	49,9	15	49,9	20	66,6	68	226,4
СЭС (ФЭП)	0,14	10	12,3	25	30,7	50	61,3	75	92,0	100	122,6	125	153,3	385	472,2
Биомасса	0,40	0	0,0	0	0,0	15	52,6	20	70,1	25	87,6	30	105,1	90	315,4
Биомасса-ТБО	0,40	0	0,0	0	0,0	74,1	259,8	76,2	267,0	122	427,8	122	427,8	395	1 382,3
Биогаз	0,50	5	21,9	15	65,7	20	87,6	30	131,4	50	219,0	60	262,8	180	788,4
Свалочный газ	0,50	5	13,1	15	65,7	25	109,5	30	131,4	35	153,3	50	219,0	160	692,0
Всего		28	69,1	75	214,2	294	840,6	446	1 214,8	597	1 651,5	707	1 944,1	2 148	5 934,4

Таблица 18. Вариант расчёта предельного одноставочного тарифа на розничном рынке по разным срокам окупаемости и по технологиям генерации без учёта продаж энергии после срока действия тарифа

№	Виды генерирующих объектов	Срок окупаемости		
		7 лет	10 лет	15 лет
1	ВЭС, до 1 МВт	15,35 р.	12,94 р.	11,25 р.
2	ВЭС, от 1 до 25 МВт	7,45 р.	6,30 р.	5,49 р.
3	МГЭС, до 1 МВт	26,41 р.	22,07 р.	19,04 р.
4	МГЭС, от 1 до 5 МВт	12,51 р.	10,41 р.	8,95 р.
5	МГЭС, от 5 до 25 МВт	10,72 р.	8,90 р.	7,63 р.
6	СЭС, до 1 МВт	34,68 р.	28,96 р.	25,04 р.
7	СЭС, от 1 до 5 МВт	30,47 р.	25,47 р.	22,11 р.
8	СЭС, от 5 до 25 МВт	25,02 р.	21,08 р.	18,34 р.
9	БмЭС	5,74р.	4,89р.	4,30р.
10	БгЭС, до 1 МВт	12,06 р.	10,22 р.	8,93 р.
11	БгЭС, от 1 до 5 МВт	10,14 р.	8,60 р.	7,52 р.
12	БгЭС, от 5 до 25 МВт	7,90 р.	6,66 р.	5,80 р.
	ВЭС - ветроэлектростанция МГЭС - малая гидроэлектростанция СЭС - солнечная электростанция (на основе фотоэлектрического преобразования) БмЭС - электростанция на основе твёрдой биомассы БгЭС - электростанция на основе биогаза			

Таблица 19. Суммарная стоимость энергии по типам станций и по прогнозируемым тарифам на розничном рынке

Технология генерация агрегаты	КИУМ	2015		2016		2017		2018		2019		2020		Итого:	
		млн МВт	руб.	млн МВт	руб.	млн МВт	руб.	млн МВт	руб.	млн МВт	руб.	млн МВт	руб.	млн МВт	руб.
Ветроэлектростанции и отдаленные агрегаты	0,27	5	74,1	15	222,2	100	1418,3	200	2773,5	250	3451,1	300	709,6	870	8 648,7
ВЭС до 1 МВт	0,18	1	19,9	3	59,6	10	198,5	10	198,5	10	198,5	10	198,5	44	873,5
ВЭС от 1 до 25 МВт	0,27	4	54,2	12	162,6	90	1219,7	190	2575,0	240	3252,6	290	3930,3	826	11 194,4
Малые ГЭС	0,38	3	10,0	5	230,8	10	756,6	15	601,7	15	601,7	20	66,6	68	2 267,3
МГЭС до 1 МВт	0,35	3	199,6	2	133,1	5	332,7	4	266,1	4	266,1	5	332,7	23	1 530,2
МГЭС от 1 до 5 МВт	0,38	0	0,0	3	97,8	5	423,9	5	162,9	5	162,9	5	162,9	23	1 010,5
МГЭС от 5 до 25 МВт	0,40	0	0,0	0	0,0	0	0,0	6	172,6	6	172,6	10	287,7	22	652,9
Солнечные ЭС (ФЭП)	0,14	10	313,1	25	746,3	50	1492,5	75	2238,8	100	122,6	125	3712,1	385	8 625,5
СЭС до 1 МВт	0,14	3	105,2	5	175,4	10	350,8	15	526,1	20	701,5	20	701,5	73	2 560,5
СЭС от 1 до 5 МВт	0,14	5	156,2	10	312,4	20	624,7	30	937,1	40	1249,5	55	1718,0	160	4 997,8
СЭС от 5 до 25 МВт	0,14	2	51,7	10	258,5	20	517,1	30	775,6	40	1034,1	50	1292,6	152	3 929,6
Биомасса	0,40	0	0,0	0	0,0	15	227,6	20	303,4	25	379,3	30	455,2	90	1 365,5
Биомасса-ТБО, 5-25 МВт	0,78	0	0,0	0	0,0	74,1	1124,9	76,2	1156,1	122	1852,2	122	1852,2	395	5 985,5
Биогаз	0,50	5	266,3	15	587,9	20	706,7	30	1101,1	50	1853,0	60	1853,0	180	6 368,0
БГЭС до 1 МВт	0,50	1	43,1	7	302,0	5	215,7	10	431,4	15	647,1	20	647,1	58	2 286,6
БГЭС от 1 до 5 МВт	0,50	4	143,0	8	285,9	10	357,4	15	536,1	30	1072,2	35	1072,2	102	3 466,9
БГЭС от 5 до 25 МВт	0,50	0	80,2	0	0,0	5	133,6	5	133,6	5	133,6	5	133,6	20	614,5
Свалочный газ, до 5 МВт	0,50	5	107,2	15	536,1	25	893,5	30	1072,2	35	1250,9	50	1787,0	160	5 647,0
Всего:		28	770,6	75	2323,3	294	6 202,1	446	9 246,9	597	9 510,9	707	10 436	2 148	38 907,5

Таблица 20. Суммарные инвестиции по типам станций на ВИЭ и по прогнозируемым предельным индикаторам капитальных затрат на их строительство на розничном рынке электроэнергии, включая стоимость технологического присоединения

Технология генерация агрегаты	КИУМ	2015		2016		2017		2018		2019		2020		Итого:	
		млн руб.	МВт	млн руб.	МВт	млн руб.	МВт	млн руб.	МВт	млн руб.	МВт	млн руб.	МВт	млн руб.	МВт
Ветроэлектростанции и отдаленные агрегаты	0,27	5	400,9	15	1202,6	100	7296,7	200	13872,9	250	17161,0	300	20449,1	870	60 383,3
ВЭС до 1 МВт	0,18	1	137,8	3	413,4	10	1378,2	10	1378,2	10	1378,2	10	1378,2	44	6 063,9
ВЭС от 1 до 25 МВт	0,27	4	263,0	12	789,1	90	5918,6	190	12494,8	240	15782,9	290	19071,0	826	54 319,4
Малые ГЭС	0,38	3	1045,9	5	1201,2	10	2583,1	15	3110,5	15	3110,5	20	4043,1	68	15 094,3
МГЭС до 1 МВт	0,35	3	1045,9	2	697,2	5	1743,1	4	1394,5	4	1394,5	5	1743,1	23	8 018,3
МГЭС от 1 до 5 МВт	0,38	0	0,0	3	504,0	5	840,0	5	840,0	5	840,0	5	840,0	23	3 864,0
МГЭС от 5 до 25 МВт	0,40	0	0,0	0	0,0	0	0,0	6	876,0	6	876,0	10	1460,0	22	3 212,0
Солнечные ЭС (ФЭП)	0,14	10	1410,0	25	3363,8	50	6727,6	75	10091,3	100	122,6	125	16756,7	385	38 471,9
СЭС до 1 МВт	0,14	3	464,7	5	774,6	10	1549,1	15	2323,7	20	3098,3	20	3098,3	73	11 308,6
СЭС от 1 до 5 МВт	0,14	5	712,4	10	1424,7	20	2849,4	30	4274,1	40	5698,8	55	7835,9	160	22 795,2
СЭС от 5 до 25 МВт	0,14	2	232,9	10	1164,5	20	2329,0	30	3493,5	40	4658,0	50	5822,6	152	17 700,6
Биомасса	0,40	0	0,0	0	0,0	15	1885,3	20	2513,7	25	3342,1	30	3770,6	90	11 311,7
Биомасса-ТБО, 5-25 МВт	0,78	0	0,0	0	0,0	74,1	22027,0	76,2	22647,9	122	36246,2	122	36246,2	395	117 167,3
Биогаз	0,50	5	1506,2	15	3058,2	20	3879,6	30	5933,7	50	9813,3	60	9813,3	180	34 004,3
БГЭС до 1 МВт	0,50	1	228,2	7	1597,7	5	1141,2	10	2282,4	15	3423,6	20	3423,6	58	12 096,7
БГЭС от 1 до 5 МВт	0,50	4	730,3	8	1460,5	10	1825,6	15	2738,4	30	5476,9	35	5476,9	102	17 708,6
БГЭС от 5 до 25 МВт	0,50	0	547,7	0	0,0	5	912,8	5	912,8	5	912,8	5	912,8	20	4 198,9
Свалочный газ, до 5 МВт	0,50	5	294,0	15	1470,0	25	2450,0	30	2940,0	35	3430,0	50	4900,0	160	15 484,0
Всего:		28	9 019,8	75	10 296	294	64 511,9	446	78 151,7	597	76 469,2	707	99 422,3	2 148	333 507,8

5. Экономические основы развития возобновляемой энергетики

Как уже нами отмечалось ранее, ключевой проблемой экономики развития возобновляемой энергетики является точное определение уровня экономической поддержки, который сможет обеспечить эффективное достижение тех целей развития, которые были установлены и сформулированы правительством страны. Неправильный выбор такого уровня поддержки может вызвать серьёзные проблемы в стране, как экономические, так и социальные. Нынешняя международная практика уже имеет многочисленные примеры такого рода. В этом смысле заслуживающим всяческой поддержки является подход немецких законодателей, которые включили в свой закон о поддержке ВИЭ положение, требующее раз в четыре года анализа его положений в первую очередь с точки зрения сохранения или изменения уровня поддержки отдельных технологий генерации. И это законодательное требование реально работает в Германии.

Круг всех других методологических и методических проблем экономических аспектов развития возобновляемой энергетики достаточно широк, но мы в данном разделе остановимся на двух из них, которые, по мнению автора, являются на сегодняшний день самыми актуальными: методология экономического обоснования выбора системы для поддержки развития энергетики на основе ВИЭ и методические основы оценки необходимого уровня такой поддержки по технологиям генерации. Обе эти проблемы тесно связаны между собой. Первая из них состоит в установлении такого уровня поддержки развития возобновляемой энергетики, который обеспечил бы, с одной стороны, эффективные темпы и объёмы её развития, а с другой – не был бы чрезмерным для общества и экономики страны.

5.1. Экономика ВИЭ в рамках различных экономических теорий

Рассмотрение проблемы выбора и оценки рациональности системы поддержки возобновляемой энергетики, которая обеспечила бы эффективное и быстрое развития этого сектора энергетики в стране при условии сохранения социально приемлемого уровня расходов общества на эти цели, может проводиться по-разному в зависимости от применяемой методологии, постулатов и принципов в рамках различных экономических теорий.

Рассмотрение этого аспекта вопроса невозможно без предварительной классификации в рамках экономической науки и детерминации основных терминов и подходов. На сегодняшний день единого подхода к такой классификации в рамках экономической науки пока не выработано,⁷⁰ но какая-то классификация основных подходов всё равно потребуется нам для дальнейшего анализа и выводов в работе.

На сегодняшний день концепция экономической поддержки возобновляемой энергетики и решения проблемы борьбы с изменениями климата может реализовываться в рамках различных парадигм, соответствующих трём базовым экономическим концепциям или теориям.

К таковым мы предлагаем отнести неоклассическую экономическую теорию в своих консервативной и либеральной вариациях, нео-кейнсианство и так называемую инновационную экономическую теорию⁷¹. Рассмотрение отмеченной проблемы часто приводит к серьёзным методологическим и методическим разногласиям и, как результат, к неспособности их адептов найти взаимоприемлемое и взаимно удовлетворяющее решение. Причиной таких разногласий чаще всего является следование оппонентов различным экономическим постулатам, соответствующим той или иной теории экономического развития, не позволяющее объединить методологически их выводы и заключения.

5.1.1. Неоклассическая экономическая теория

Одним из основных принципиальных постулатов **неоклассической теории** экономического развития, имеющих отношение к рассматриваемой проблеме поддержки возобновляемой энергетики и решению проблемы борьбы с изменениями климата является обеспечение такой поддержки за счёт более эффективного распределения имеющихся в распоряжении общества ресурсов. Это требование применяется не только потому, что такое наиболее эффективное использование ресурсов ведёт, как правило, к наибольшему чистому результату (в виде добавленной стоимости продукта или услуги), но и то, что потребители готовы платить за предоставляемые продукты и услуги на уровне маргинальных затрат на производство этого продукта или оказание соответствующей услуги. Это находит своё выражение в другом основополагающем принципе неоклассической экономической теории, что на гармоничных и эффективных рынках спрос равняется предложению. С точки зрения экономиста – апологета неоклассической экономической теории, любое нарушение принципов распределения таких факторов экономических роста, как капитал, труд, товары или услуги, будет нарушением базовых экономических принципов. Директивное регулирование, налоги, разрешительная политика, рентные платежи и прочие меры такого рода снижают

⁷⁰ См., например, *Попов Е. В.* Институционально-эволюционная миниэкономическая теория. Екатеринбург, Институт экономики УрО РАН, 2004, стр. 6—10.

⁷¹ Автор намеренно ограничивает перечень рассматриваемых концепций только этими тремя, как наиболее проработанными с его точки зрения методологически и методически и наиболее устоявшимися в экономической науке.

эффективность распределения ресурсов на рынке, внося искажения в его нормальный и естественный ход событий и, таким образом, снижают результативность и эффективность экономического роста. Основная причина этого кроется в искажении чисто рыночных мотивов поведения и принятия решений агентами рынка в условиях действия этих и других возмущающих воздействий.

Фокус внимания экономистов-неоклассиков на рыночных транзакциях и рыночном равновесии, которые повышают эффективность распределения ресурсов на рынке, базируется на ряде других принципов и постулатов. Первый из них заключается в определении ценовых сигналов на рынке как основных факторов, влияющих на поведение и взаимоотношения фирм и потребителей на нём.

Как результат, апологеты неоклассической экономической теории уделяют особое внимание таким рыночным факторам, как ставка по кредитам, валютный курс, индекс инфляции и другим монетарным факторам развития, которые «укладываются» в понятие ценового рыночного механизма и которые определяют цену капитала, цену рабочей силы и других факторов производства намного эффективнее таких институциональных факторов развития как, например, скорость внедрения фирмами инноваций. Именно акцент на ценовое регулирование взаимоотношений на рынке делает формальное математическое моделирование языком неоклассической экономической теории, на котором эта парадигма развития формулируется, а её адепты доводят выводы до общности. При этом такие факторы экономического развития как экономическая история, культура, социальные и законодательные нормы, уровень развития институтов в той или иной стране оказываются на периферии анализа в рамках неоклассической экономической теории.

Другим базовым принципом неоклассической экономической теории является совпадение в подавляющем большинстве случаев спроса и предложения на рынке. В такой парадигме экономика представляется неоклассикам большим супермаркетом, в котором товаров всегда должно и будет столько, сколько будет нужно приходящим в него покупателям, и в котором это равновесие будет соблюдаться в большинстве ситуаций. Возможные дисбалансы будут ликвидированы изменением цены на продукт или услугу в ту или другую сторону, либо «снятием» предлагаемого товара с продажи. Исходя из этого предположения основным средством борьбы с неравновесными ситуациями на рынке должны быть меры по устранению различных искусственных барьеров и препятствий на рынке, в отсутствие которых рынок как механизм сам отрегулирует необходимое равновесие путём изменения соотношения спроса и предложения, его объёма, цен, местоположения и проч. В этом случае цены должны соответствовать маржинальным (предельным) затратам на производство этого товара или услуги.

Маржинальные (предельные) затраты представляют собой такую величину затрат, которые необходимо произвести для бесконечно малого прироста производства продукции. Предельными эти затраты называются потому, что формально они связаны, как правило, с производством последней единицы продукции. Строго говоря в состав предельных затрат должны включаться все совокупные затраты производства: и постоянные и переменные. Однако обычно считается, что «постоянные издержки не влияют на величину предельных издержек. Предельные издержки – производная функция только от переменных издержек»⁷². Такое отношение к постоянным затратам справедливо, в основном, для так называемых краткосрочных маржинальных (предельных) затрат.

Суть этого термина отражают условия примера, когда рассматривается возможное изменение предельных затрат на коротком промежутке времени, точнее, условие, не предполагающее длительного срока подготовки производства всё большего объёма продукции.

⁷² Нуреев Р. М. Курс микроэкономики. Учебник для вузов. М., Издательская группа Норма-Инфра, 2000, стр. 200.

Такие предельные затраты будут называться **краткосрочными предельными затратами**. Однако очевидно, что, начиная с некоторого порогового значения прирост количества производимых единиц продукции не может быть осуществлён быстро, для этого требуется подготовительная работа, например, необходимо нанять дополнительную смену рабочих для обеспечения работы оборудования в третью смену. Но и это может быть не всё. Представим ситуацию, когда имеющегося оборудования уже не хватает, чтобы произвести при условии его полной загрузки искомый объём производства, тогда потребуется закупить новые станки, а может и построить новое помещение для них. То есть увеличение объёма производства продукции уже потребует прироста не только переменных, но и постоянных затрат. В этом случае мы будем иметь дело с дополнительными **долгосрочными предельными затратами**.

Помимо деления предельных затрат на краткосрочные и долгосрочные имеется их деление на частные и общественные или социальные. Разница такого деления состоит в границах отнесения этих затрат, когда частными называются затраты субъекта – производителя продукции, а полные совокупные затраты, включая дополнительные затраты общества входят уже наряду с частными в состав общественных затрат. Примером дополнительных затрат общества на производство продукции субъектом – частным предпринимателем или их группой, могут быть затраты на создание дополнительной социальной инфраструктуры в месте расширения этого производства: строительство больниц для новых рабочих, которые будут наняты и приедут из другого места, детских садов и школ для их детей. К этим же затратам будут отнесены затраты общества в лице региональных или федеральных властей на строительство новых дорог, коммунальной инфраструктуры и проч. Также, как и затраты, различают соответственно частный результат и общественный, разница между которыми называется внешним эффектом (эффектами), для которого часто используется английский термин – *externalities* от значения слова *external* – внешний. Эти внешние эффекты могут быть как положительными, так и отрицательными и представляют собой соответственно выгоды или дополнительные затраты от чисто рыночных сделок, которые не включаются в состав цены продукции в сделке и не касаются основных агентов сделки на рынке. Также следует иметь в виду, что они могут возникать как в результате потребления продукции, так и в процессе её производства.

Теория внешних эффектов была впервые систематически изложена ещё Артуром Пигу – учеником Альфреда Маршала⁷³ – одного из основных столпов классической экономической теории, в его главном труде «Богатство и благосостояние» (*Wealth and Welfare*, 1912). Именно Пигу предложил использование корректирующих налогов (*corrective taxes*) для уменьшения разницы между предельными частными и общественными затратами.

Отрицательный внешний эффект (эффекты) возникает тогда, когда деятельность одного субъекта рынка вызывает дополнительные затраты общества или другого субъекта. Применительно к защите окружающей среды, защите от изменений климата можно привести примеры, связанные с загрязнением природных сред, уничтожением природных объектов или потреблением природных ресурсов в таких объёмах или в такой форме, которые вызывают неисправимые изменения в природной среде или здоровье человека.

Только часть этих негативных результатов может быть «оцифрована» на основе более или менее согласованной методики, но это не отменяет их в принципе, также, как и возможности давать им ту или иную количественную или стоимостную оценку. Исключение предельных внешних издержек из состава предельных частных издержек полностью или частично снижает конечную общественную эффективность производства продукта или услуги. И наоборот, включение этих внешних предельных затрат в состав совокупных пре-

⁷³ А. Пигу унаследовал в 1908 году кафедру своего учителя в Кембриджском университете.

дельных частных затрат ведёт к росту цены продукта или услуги, или к снижению объёмов производства. Такое снижение объёмов производства уменьшает величину потери общественной (полной) эффективности при производстве продукции с отрицательными внешними эффектами.

Возвращаясь к неоклассической экономической теории следует отметить различия между её консервативной и либеральной интерпретациями. Не говоря об общих позициях их приверженцев отметим, что консерваторы считают рынки менее подверженными провалам и дисбалансам, которые могут потребовать вмешательства правительства. Либералы-неоклассики считают, что провалы на рынке вполне нормальны, хотя их масштабы и частота ограничены. Они более склонны призывать правительства в помощь, особенно в следующих ситуациях.⁷⁴

1. Обеспечение общественных интересов и потребностей, с которыми рынок не очень может справиться, например, строительство дорог.

2. Отрицательный внешний эффект, которые не компенсируется агентами рынка в полном объёме или они не включают всех затрат, связанных с этим отрицательным внешним эффектом. В нашем случае можно упомянуть уже упоминавшиеся выбросы парниковых газов промышленными предприятиями, которые не учитывают всех связанных с выбросами затрат.

3. Информационная асимметрия, возникающая в ситуации неполноты информации у агентов рынка или у агента рынка и государства или общества применительно, например, к полноте знания об уровне экологического ущерба или об уровне затрат на его компенсацию.

4. Экономия от масштаба, выражающаяся в снижении затрат на производство единицы продукции при увеличении масштабов производства. На первый взгляд положительное экономическое явление, к которому стремится большинство агентов рынка – производителей, может выступать в качестве трудно преодолимого барьера для новых агентов рынка и вести к сохранению неэффективности действующего производства.

Неоклассики-либералы легче, чем консерваторы, соглашаются с ограниченностью свободного рынка как института и, следовательно, легче принимают необходимость корректирующих воздействий на него.

Применительно к методологии проблемы поддержки развития возобновляемой энергетики в парадигму неоклассической экономической теории укладываются такие меры как введение обязательных квот на производство и (или) потребление энергии от возобновляемых источников, которые представляют собой вводимый государством корректирующий налог в ситуации неполного возмещения внешнего отрицательного эффекта и снижение таким образом разницы между частными и общественными предельными затратами.

Также в рамки неоклассической теории укладываются меры по введению в оборот электрической энергии новой товарной категории – электроэнергии, произведённой на основе ВИЭ.

В этом случае её производитель или поставщик гарантирует такое её происхождение, присваивая этой электроэнергии соответствующий ярлык. Тогда потребители данного товара соглашаются на его более высокую цену, способствуя таким образом развитию возобновляемой энергетики.

Как отмечается в Приложении 3, в России согласно проведённым опросам половина населения страны (48%) готова доплачивать за возобновляемую энергию. Из этой половины 42% не готовы платить дополнительно более 1% стоимости энергии, а 48% согласны допла-

⁷⁴ Atkinson, Robert D., Hackler, Darren. Economic Doctrines and Approaches to Climate Change Policy. October, 2010. Information Technology and Innovation Foundation. MRPA Paper #29718, posted 19 March 2011.

чивать к нынешней розничной цене за электричество либо от 1 до 5% (24%), либо 6—10% (24%).⁷⁵

5.1.2. Нео-кейнсианство в экономической теории

Джон Мейнард Кейнс и его сторонники и последователи определяли основные тренды экономической мысли и планов развития экономики, главным образом, в течение примерно трёх десятилетий после второй мировой войны. Впоследствии обвинённая в неспособности справиться с очередным экономическим кризисом 70-х годов, выразившимся во многих странах в явлении стагфляции, теория Кейнса была безжалостно отброшена консерваторами-неоклассиками, яркими политическими лидерами которых стали Рональд Рейган в США и Маргарет Тэтчер в Великобритании. Неоклассики-либералы призывали трансформировать кейнсианство, чтобы новая теория и её практические рекомендации лучше адаптировали новые глобальные экономические явления, с большинством из которых экономисты эпохи Маршалла и, позднее – Кейнса, не сталкивались.

Эта **нео-кейнсианская доктрина** экономической теории, продвигаемая преимущественно представителями либеральной части экономического научного спектра, предполагает в качестве своей основной парадигмы зависимость экономического развития от масштаба инвестиций, расходов государства и потребительских расходов населения, которые только и создают расширяющийся спрос на товары и услуги на рынке. Именно основываясь на этом базовом принципе приверженцы нео-кейнсианства призывают к увеличению государственных расходов, которые прямо и опосредованно приведут к росту потребительского спроса и росту благосостояния населения.

Фокус внимания сторонников экономической политики на основе нео-кейнсианства находится на стороне спроса и его стимулирования, а не на стороне производства товаров и услуг для его удовлетворения и повышения его эффективности. По мнению сторонников нео-кейнсианства, достаточно государству создать тем или иным способом более высокий агрегированный спрос на рынке, как агенты рынка начнут наращивать инвестиции в расширение производства для удовлетворения этого растущего спроса. Таким образом, акцент экономической политики в рамках парадигмы нео-кейнсианства делается не на максимизации эффективности производства товаров и услуг, а на росте благосостояния населения, выражающегося в уравнивающем распределении и достижении целей социального развития, таких как защита окружающей среды и расходы на неё, стимулирование малого бизнеса часто в ущерб эффективности бизнеса в целом, поддержка национального сельского хозяйства без учёта уровня его конкурентоспособности и уровня местных затрат и т. д.⁷⁶ Ещё больше, чем либералы-неоклассики, сторонники нео-кейнсианства обращают внимание на то, чтобы результаты экономического роста распределялись в обществе как можно более «справедливо», при этом под «справедливым» распределением они понимают скорее уравнительное распределение, чем распределение в соответствии с результатами труда и уровнем его эффективности. Такой акцент на социальной справедливости и экономическом равенстве заставляет сторонников нео-кейнсианства обращать мало внимания на сравнительную эффективность территориального размещения производства, степень искажения «нормаль-

⁷⁵ Копылов А. Е. Экономические аспекты выбора системы поддержки использования ВИЭ в России / Энергия: экономика, техника, экология. 2008. №9.

⁷⁶ В качестве ярких примеров такой политики в духе нео-кейнсианской экономической политики можно привести политику поддержки малых магазинов в их борьбе за выживание против сетевых супермаркетов и магазинов дискаунтеров за счёт ограничения бизнеса более эффективных сетевых магазинов. Другим примером могут быть меры тарифного регулирования в 80-е годы ввоза свежих овощей в Финляндию с момента созревания местных помидор и других овощей, что немедленно приводило к росту цен на них на фоне обратной тенденции в остальных странах Европы.

ных» экономических процессов в обществе, уровень экономической активности населения и проч.

Поэтому использование мер поддержки и стимулирования возобновляемой энергетики и защиты окружающей среды в рамках концепции нео-кейнсианства предполагает использование таких мер стимулирования, как государственный заказ на выполнение НИОКР в сфере технологий ВИЭ, государственные программы стимулирования производства и потребления энергии на основе ВИЭ, например, подразделениями Министерства обороны США, программа Федерального казначейства США по распределению специальных грантов проектам энергетики на основе ВИЭ и др.

Однако при всех прошлых успехах рассмотренных выше экономических доктрин в перечне задач экономического роста, также, как и его факторов появились новые условия и обстоятельства, которые эти концепции развития экономики учитывают с большим трудом или не могут учесть вовсе. Речь идёт о таких факторах как: институциональные факторы технологического развития национальной экономики, сложная система инновационного развития в рамках множества новых институтов развития: корпоративных, государственных, общественных, международных и проч., усложнившаяся типология фирм и предприятий как агентов экономической системы, новая роль информации и информационных технологий в управлении и инновациях, усложнившаяся система финансовых инструментов, в первую очередь, производных.⁷⁷ Любопытно, что в подтверждение тезиса о недоучёте неоклассиками факторов технологического развития экономики Майкл Мандель ссылается даже на отсутствие термина «технология» в индексированном перечне терминов в бестселлере Милтона Фридмана, книге «Free to Choose», изданной в США в 1979 году.

Справедливости ради надо отметить, что инновации как новый фактор экономического развития были предметом исследований ещё начала прошлого века, и первым из таких исследований, конечно надо назвать классическую работу Йозефа Шумпетера⁷⁸, а его самого подавляющая часть учёных считает основателем инновационной экономической теории. Однако принципиально новое значение, которое инновация как фактор развития начала приобретать в последней трети 20-го века придало этому подходу к развитию экономической теории совершенно другое звучание и значение. И если приверженцы нео-кейнсианства открыто признавали значимость новых экономических институтов развития, в рамках которых осуществлялся процесс инноваций как фактор экономического развития, то сторонники неоклассической теории не смогли эффективно адаптировать эти новые институты в своих теоретических построениях и практических рекомендациях. Скорее всего именно этим противоречием между методологическими ограничениями неоклассической экономической теории и уже осознанной ролью инновации как фактора экономического развития и было вызвано довольно едкое замечание М. Манделя в адрес М. Фридмана.

5.1.3. Инновационная экономика

Как было указано выше, основателем инновационного подхода к теории экономического развития считается Й. Шумпетер. Однако истинное значение его предвидений и выводов стало осознаваться специалистами позже, когда со всей очевидностью инновации стали не просто одним из, а основным движителем роста экономики развитых стран мира. В результате недооценки этого фактора экономического роста в теоретических построениях и практических рекомендациях адептов неоклассической и нео-кейнсианской моделей эко-

⁷⁷ Mandel, Michael. Rational Exuberance: Silencing the Enemies of Growth. NY, Harper Collins, 2004.

⁷⁸ Русская версия основного труда исследователя: Шумпетер Й. Теория экономического развития: исследования предпринимательской деятельности, прибыли, капитала, кредита и цикла конъюнктуры. – М.: Прогресс, 1982. – 455с.

номического развития в последней четверти XX века начали появляться новые концепции и модели экономического роста, которые уже ставили инновации во главу угла своих построений, чтобы лучше отвечать требованиям условий экономического роста конца XX – начала XXI века.

На сегодняшний день существует достаточно много различных названий экономических теорий, в основе которых лежит инновация как основной фактор экономического роста: нео-шумпетерианский подход, эволюционная экономика, институциональная экономика, структурно-эволюционная экономика, экономика нового роста, экономика знаний и проч. Мы для простоты детерминации предлагаем использовать условный термин «инновационная экономика», который не заменяет все упомянутые концепции, но, с нашей точки зрения, точнее всего отражает суть этой экономической парадигмы и место фактора инноваций в ней.

Кроме переформулирования основных постулатов и значимых факторов экономического развития инновационная экономика признаёт предпринимательство, знания, технологии и инновации первостепенными условиями роста экономики. Имеются различные оценки вклада инноваций в экономическое развитие. Так экономист Роберт Солоу⁷⁹ ещё в середине прошлого века рассчитал, что только на 19% долгосрочные изменения производительности зависят от факторов капиталоемкости производства, остальное приходит с «техническими изменениями». Майкл Боскин и Лоуренс Лау анализируя факторы роста экономики в рамках различных моделей роста пришли к выводу, что этот рост наполовину зависит от факторов технического прогресса⁸⁰. Чарлз Джонс пришёл к похожим выводам относительно факторов роста американской экономики в период 1953—1993 гг., добавив ещё 30 процентных пунктов на фактор роста уровня образования⁸¹. И поэтому если экономисты неоклассики перечисляют инновации в ряду прочих факторов роста, то адепты инновационной экономической парадигмы ставят инновации «во главу угла».

Начиная с середины 90-х гг. прошлого века подход Й. Шумпетера как в его классической форме, так и на основе модернизированных подходов привлекает интерес российских экономистов. 26—27 сентября 2003 г. в Пущино Московской обл. был проведён 5-й Международный симпозиум по эволюционной экономике «Экономическая трансформация и эволюционная теория Й. Шумпетера», на котором были обсуждены актуальные вопросы развития инновационной (эволюционной) экономической теории⁸², её роль и место в современной науке и практике, а также различия методологии инновационной экономики и традиционных экономических концепций.⁸³

Одним из принципиальных различий подходов сторонников неоклассического и инновационного подходов является отношение к факторам рынка и рыночных систем⁸⁴, несовершенства которых первые рассматривают в качестве основного объекта исследования. При этом инновации происходят как бы сами собой под действием ценовых факторов на рынке и изменением стоимости факторов капитала. Сторонники парадигмы инновационной экономики рассматривают в качестве объекта исследования чаще всего сами компании, иссле-

⁷⁹ Robert Solow. «A Contribution to Theory of Economic Growth». -Quarterly Journal of Economics 70, (February 1956), pp. 65—94.

⁸⁰ Michael Boskin, Lawrence Lau. «Capital, Technology, and Economic Growth» в сборнике: Nathan Rosenberg, Ralph and David C. Mowery (eds.) «Technology and the Wealth of Nations». -Stanford (CA): Stanford University Press.-1992.

⁸¹ Charles I. Jones, «Sources of US Economic Growth in a World of Ideas», American Economic Review 92, #1 (2002): 220—39.

⁸² Кирдина С. Г. Российское лицо эволюционной экономики // Вопросы экономики, №11, 2003.

⁸³ Попов Е. В. Институты миниэкономики. Изд. «Экономика», 2005, стр. 289—301.

⁸⁴ Atkinson, Robert D., Hackler, Darren. Economic Doctrines and Approaches to Climate Change Policy. October, 2010. Information Technology and Innovation Foundation. MRPA Paper #29718, posted 19 March 2011.

довательские центры, фонды, университеты, осуществляющие инновации в тех или иных отраслях. Предметом изучения становятся институты национальной экономики, способствующие ускорению научно-технического прогресса, а также то, каким образом сами компании, исследовательские центры, университеты, правительственные органы и проч. обеспечивают техническое и технологическое развитие компаний-производителей, экономики страны и мира в целом. Такой подход означает перемену фокуса внимания специалистов в парадигме развития с уровня макро- на уровень мини- при анализе проблем факторов экономического роста и способов их разрешения.

Применительно к энергетике, которая является одним из основных объектов исследования в нашей книге, такой подход будет означать включение очевидно нерыночных факторов в ряд обеспечивающих развитие отрасли. Такое предположение основано на том, что в силу своей институциональной и технологической сложности отрасль энергетики в принципе не может развиваться строго в рамках рыночного подхода. Поэтому сторонники парадигмы инновационной экономики, в целом, приветствуют дополнительные меры поддержки инновационного развития экономики в целом и энергетики, в частности, которые осуществляются правительствами стран, заинтересованных именно в таком характере развития. Поэтому они верят, что рыночные дисбалансы являются не столько свидетельством экономической неэффективности, сколько источником технологического развития и поэтому приветствуются. Разрешение таких небалансов на рынках должно происходить в долгосрочной перспективе не столько за счёт факторов перераспределения капитала, сколько за счёт инновационного развития.

5.1.4. Влияние различных экономических концепций на систему мер поддержки развития возобновляемой энергетики и защиты климата

На практике можно легко увидеть влияние тех или иных экономических теорий на конфигурацию и набор мер поддержки ВИЭ в той или иной стране, также, как и упование на те или иные меры защиты климата на планете. К основным мерам можно отнести следующие:

1. Установление квот и лицензий на выбросы и сбросы, связанные с экологической ситуацией
2. Специальные экологические сборы
3. Экологические налоги, включая налоги на топливо
4. Меры стимулирования производства чистой энергии.

Основные споры между экономистами ведутся относительно предпочтений между применением систем продажи лицензий и специальных систем налогообложения. Сторонники концепции минимизации транзакционных издержек фирм Р. Коуза⁸⁵ считают, что правильное положить в основу системы стимулирования (дестимулирования) механизм достижения договорённостей между всеми заинтересованными сторонами на основе компромисса, и что достигнутое таким образом соглашение будет «стоять» обществу меньше введения упоминавшихся нами ранее «налогов Пигу». Основная методологическая предпосылка реалистичности такого подхода упоминаемое Р. Коузом⁸⁶ относительно высокое единство ценностных ориентиров людей западного мира или, другими словами, людей – сторонников рыночной экономики и капиталистического метода ведения хозяйства. Коуз

⁸⁵ Coase, Ronald. The problem of social cost. -The Journal of Law and Economics, 1960, Vol. 60, стр. 1—44.

⁸⁶ Коуз, Р. Очерки об экономической науке и экономистах. – Под научн. редакцией Д. Раскова. -М.; СПб: Изд-во Института Гайдара; Изд-во «Международные отношения»; Факультет свободных наук и искусств СПбГУ, 2015, стр. 54—55.

подтверждает своё согласие с М. Фридманом, ещё ранее указавшим⁸⁷ на наличие такого единства ценностей общества.

Применительно к мерам по снижению угрозы глобального потепления, основным источником которого считаются выбросы в атмосферу углекислого газа CO₂, сторонники неоклассического подхода предлагают делать основной упор на установление так называемого углеродного налога, не привязанного к величине выручке, а скорее привязанного к объёмам самих выбросов, а также на меры по дерегулированию рынков квот выбросов CO₂. Сказанное выше относится скорее к консервативной части неоклассиков.

Либеральные неоклассики склоняются к схеме установления потолков выбросов углекислого газа (схема *cap and trade*) и «расторговке» на специальных площадках квот отдельных компаний в пределах установленных ограничений. В мерах по поддержке развития возобновляемой энергетики концепция, в основе которой лежит либеральная неоклассическая экономическая теория, предполагает использование схемы квот на потребление электроэнергии на основе ВИЭ и торговлю «зелёными» сертификатами на рыночных условиях.

Подход к ограничениям выбросов CO₂ в рамках нео-кейнсианства также предполагает установление предельных выбросов парниковых газов и прямое регулирование этой сферы государством на основе лицензирования. Возможно применение субсидирования производителей.

Множество систем по продаже лицензий на выбросы было введено по данным⁸⁸ в США, начиная с 1977 г. после новых решений о компенсациях в обмен на обязательства снижения выбросов вредных веществ в воздух: лицензии на выбросы CO₂ по программе кислотных дождей, выбросов SO₂, лицензии на свалки отходов в Великобритании, на фторхлоруглеводороды, выбросы питательных веществ и др.⁸⁹ Эффективному действию системы лицензирования способствовал активный контроль со всех сторон, в т.ч. со стороны всех лицензируемых, которые пытаются не допустить «зайцев» в рамках системы.

В международном плане самой известной системой торговли лицензиями на выбросы стала пан-европейская система торговли выбросами ETS (Emissions Trading System). Система стала активно развиваться по инициативе ЕС сразу после вступления в силу Киотского протокола, первоначально предполагалось включить в неё большую часть выбросов парниковых газов, однако система начала работать в первую очередь с выбросами CO₂, планируя включить остальные парниковые газы позже, далее был установлен новый срок – 2012 г., но в реальности ETS «закрывала» только примерно 40% европейских выбросов: выбросы большинства других парниковых газов, выбросы метана при осуществлении сельскохозяйственной деятельности, выбросы CO₂ в быту и выбросы авиатранспорта в ней не фигурировали.⁹⁰ Фирмы, участвовавшие в ETS, должны были ежегодно отчитываться об использовании полученных или купленных квот и соответственно имели возможность докупить в случае превышения разрешённого уровня выбросов или, наоборот, продать излишки в случае достижения уровня ниже разрешённого. Торговля квотами выбросов CO₂ велась, в основном, на Европейской климатической бирже ECX (European Climate Exchange).

⁸⁷ Friedman, Milton. The Methodology of Positive Economics, in Essays in Positive Economics.-Chicago: University of Chicago Press, 1953, стр. 5.

⁸⁸ Вайцзеккер Э., Харгроуз К., Смит М. и др. Фактор пять. Формула устойчивого роста: Доклад Римскому клубу.-М.: АСТ-Пресс книга, 2013, стр. 250—251.

⁸⁹ Вайцзеккер Э., Харгроуз К., Смит М. и др. Фактор пять. Формула устойчивого роста: Доклад Римскому клубу.-М.: АСТ-Пресс книга, 2013, стр. 250—251.

⁹⁰ Там же, стр. 252.

Конец ознакомительного фрагмента.

Текст предоставлен ООО «ЛитРес».

Прочитайте эту книгу целиком, [купив полную легальную версию](#) на ЛитРес.

Безопасно оплатить книгу можно банковской картой Visa, MasterCard, Maestro, со счета мобильного телефона, с платежного терминала, в салоне МТС или Связной, через PayPal, WebMoney, Яндекс.Деньги, QIWI Кошелек, бонусными картами или другим удобным Вам способом.