



Экономическая дилемма сетевых ограничений

Пивоваров С.С., аспирант кафедры мировой экономики,

Российский экономический университет имени Г. В. Плеханова, Москва, Россия

Научный руководитель:

Савина Н.П., к.э.н., доцент кафедры мировой экономики,

Российский экономический университет имени Г. В. Плеханова, Москва, Россия

Аннотация. В статье исследуется феномен отрицательных цен на электроэнергию в регионах с высокой долей возобновляемых источников энергии. На примере Калифорнии, Германии и Южной Австралии показано, что каннибализация выручки солнечных и ветровых станций является закономерным следствием взаимодействия нулевых предельных издержек ВИЭ, сетевых ограничений и институциональных правил рынка. Формализован коэффициент каннибализации, предложена классификация сетевых ограничений, введено понятие «связанной генерации». Выявлен пороговый эффект: при доле солнечной генерации в дневные часы свыше 40% частота отрицательных цен возрастает экспоненциально. Обоснованы направления регуляторной политики, направленные на устранение инфраструктурных и институциональных диспропорций, усиливающих ценовые аномалии.

Ключевые слова: отрицательные цены, каннибализация выручки, возобновляемые источники энергии, сетевые ограничения, эффект мерт-ордер, цена реализации, системы накопления энергии, принудительное отключение генерации, энергетический переход.

The economic dilemma of network constraints

Pivovarov S.S., Postgraduate student at the Department of World Economy

Plekhanov Russian University of Economics, Moscow, Russia

Scientific supervisor:

Savina N.P., Ph.D., Associate Professor, Department of World Economy

Plekhanov Russian University of Economics, Moscow, Russia

Annotation. The article examines the phenomenon of negative electricity prices in regions with a high proportion of renewable energy sources (RES). Using the example of California, Germany and South Australia, it is shown that the cannibalization of revenue from solar and wind farms is a natural consequence of the interaction of zero marginal costs of renewable energy, network restrictions and institutional market rules. The cannibalization coefficient is formalized, a classification of network constraints is proposed, and the concept of «connected generation» is introduced. A threshold effect has been identified: when the proportion of solar generation in daytime hours exceeds 40%, the frequency of negative prices increases exponentially. The directions of regulatory policy aimed at eliminating infrastructural and institutional imbalances that enhance price anomalies are substantiated.

Key words: negative prices, revenue cannibalization, renewable energy sources, grid constraints, merit order effect, capture price, energy storage systems, curtailment, energy transition.

Введение. Актуальность данного исследования заключается в том, что парадокс современной энергетики заключается в том, что успех развития возобновляемых источников энергии зачастую оборачивается финансовым кризисом для самих же производителей «зеленой» электроэнергии [1]. Регионы, добившиеся наиболее высокой доли солнечной и ветровой генерации в структуре выработки, систематически сталкиваются с феноменом отрицательных цен на оптовом рынке электроэнергии. Калифорния, Южная Австралия, Германия – эти юрисдикции демонстрируют устойчивую закономерность: чем выше мгновенная доля ВИЭ, тем ниже, а в отдельные часы и отрицательна, цена электроэнергии [4]. В экономической литературе это явление получило название – каннибализация выручки. Станции с нулевыми предельными издержками

(солнечные панели, ветряки) в часы пиковой выработки вытесняют с рынка более дорогие источники, снижая равновесную цену [2]. Однако если бы рынки были идеально сбалансированы, этот механизм работал бы без системных потерь. Реальность осложняется сетевыми ограничениями: инфраструктура не успевает за географией ввода новых мощностей, а регуляторные и технические условия часто не позволяют станциям отключаться при отрицательных ценах [3].

Теоретические основы формирования цены в условиях высокой доли ВИЭ. Конструирование цены на оптовом рынке электроэнергии в либерализованных юрисдикциях подчиняется принципу ранжирования генерирующих мощностей по возрастанию предельных издержек производства. В классической интерпретации кривая предложения формируется последовательным включением агрегатов: первыми вводятся объекты с наименьшими переменными затратами (гидроэлектростанции, атомные блоки), затем угольные конденсационные электростанции, и на вершине кривой оказываются газотурбинные установки пикового режима, чьи издержки на единицу выработанной энергии максимальны. Точка пересечения этой ступенчатой кривой с кривой спроса определяет системную цену электроэнергии на каждый расчетный интервал (как правило, час или 30 минут) [1].

В традиционной конфигурации рынка данный механизм обеспечивал предсказуемую корреляцию между ростом спроса и повышением цены, создавая инвестиционные сигналы для ввода новых мощностей. Однако массовое проникновение возобновляемых источников энергии (солнечных фотоэлектрических станций и ветровых электростанций) фундаментально изменило архитектуру ценообразования [3]. Ключевое свойство этих технологий заключается в предельных издержках, стремящихся к нулю. Солнце светит и ветер дует независимо от воли оператора. Эксплуатационные расходы на производство дополнительного киловатт-часа после ввода станции в эксплуатацию составляют лишь несколько процентов от аналогичного показателя для тепловой генерации [5].

Эффект, который описывается в литературе как merit order effect (МОЕ), состоит в сдвиге кривой предложения вправо [6]. Поскольку ВИЭ-генерация заявляется в диспетчерский график по нулевой или околонулевой цене, она вытесняет из ранжирования более дорогие источники - сначала газовые пиковые станции, затем угольную базовую генерацию. Равновесная цена в системе устанавливается на уровне предельных издержек последнего включенного агрегата, которым при высокой доле ВИЭ становится либо угольная станция с относительно низкими издержками, либо, в часы избыточной генерации, вовсе не требуется включения тепловых мощностей. Результатом является снижение средневзвешенной цены электроэнергии для всех участников рынка, включая сами ВИЭ-станции [6].

Этот эффект имеет двойственную природу. С позиции потребителей и регуляторов merit order effect рассматривается как позитивное явление, способствующее снижению энергозатрат в экономике. С позиции производителей, особенно производителей из возобновляемых источников, он создает скрытое противоречие: чем больше энергии они поставляют в систему, тем сильнее они же снижают цену собственной продукции [6].

Каннибализация выручки. Феномен, при котором расширение генерации приводит к сокращению удельной выручки от ее реализации, получил в экономике энергетических рынков название – каннибализация выручки. В отличие от традиционных отраслей, где каннибализация связывается с внутрикорпоративной конкуренцией продуктовых линеек, в электроэнергетике этот термин описывает структурное свойство рынка с высокой долей ВИЭ: рост установленной мощности солнечных и ветровых станций систематически снижает цену реализации их же продукции [7,9].

Для количественной оценки данного явления используется показатель «цена реализации» – средневзвешенная цена, которую получает конкретный тип генерации с учетом временного профиля своей работы. В отличие от базовой цены рынка, рассчитываемой как среднее арифметическое всех часовых цен в периоде, цена реализации учитывает корреляцию между временем генерации и

уровнем цен. Для солнечных электростанций эта корреляция отрицательна: они генерируют преимущественно в дневные часы, когда под влиянием МОЕ цены систематически ниже среднесуточных. Для ветровых станций картина может варьироваться в зависимости от региональных ветровых режимов [7].

Формально коэффициент каннибализации может быть представлен следующим образом:

$$CF=1-\frac{P_{capture}}{P_{base}}CF=1-\frac{P_{base}}{P_{capture}}$$

где:

CF – коэффициент каннибализации (cannibalization factor), принимающий значения от 0 (отсутствие каннибализации) до 1 (полная потеря цены реализации);

$P_{capture}$ – средневзвешенная цена реализации для данного типа генерации, \$/МВт·ч

P_{base} – средняя рыночная цена за тот же период, \$/МВт·ч.

Таблица 1

Расчет коэффициента каннибализации для солнечной генерации в зависимости от доли ВИЭ

Доля солнечной генерации в годовом балансе, %	Средняя базовая цена (base price), \$/МВт·ч	Capture price (средневзвешенная цена реализации), \$/МВт·ч	Коэффициент каннибализации (CF)	Потеря выручки относительно базовой цены, %
5%	52,30	51,10	0,023	2,3%
10%	50,80	48,20	0,051	5,1%
15%	48,90	44,70	0,086	8,6%
20%	46,70	40,50	0,133	13,3%
25%	44,20	36,20	0,181	18,1%
30%	41,50	31,80	0,234	23,4%
35%	38,70	26,90	0,305	30,5%
40%	35,40	22,10	0,376	37,6%

Источник: Расчеты автора на основе данных CAISO (Monthly Renewables Performance Reports, 2024) и методологии, предложенной в работе Hirth, L. (2022). «The Market Value of Variable Renewables: The Effect of Solar and Wind Power Variability on Their Relative Price».

Отрицательные цены: экономическая логика нерыночного поведения.

Наиболее радикальным проявлением каннибализации выручки выступают отрицательные цены - ситуация, при которой производитель готов платить потребителю или системному оператору за отбор произведенной электроэнергии. С точки зрения классической микроэкономики, отрицательная цена на товар свидетельствует о наличии внешних стимулов, перевешивающих прямые экономические потери. В контексте электроэнергетических рынков такие стимулы можно разделить на три категории [10].

Первая категория – субсидии, привязанные к объему выработки. Во многих юрисдикциях действуют механизмы поддержки ВИЭ, основанные на фактически произведенной электроэнергии. Это могут быть фиксированные тарифы на покупку, зеленые сертификаты или налоговые льготы на производство. В таких условиях генератор получает гарантированный доход за каждый киловатт-час вне зависимости от рыночной цены. Если сумма субсидии превышает потери от реализации электроэнергии по отрицательной цене, остановка станции становится экономически невыгодной. Например, при налоговых льготах в размере $27,50\$/\text{МВт}\cdot\text{ч}$ и рыночной цене - $20\$/\text{МВт}\cdot\text{ч}$, чистая выручка генератора составляет $7,50\$/\text{МВт}\cdot\text{ч}$, что выше нуля. Субсидия, таким образом, формирует нижнюю границу приемлемой отрицательной цены [11].

Вторая категория – технологические ограничения на остановку и перезапуск. Отдельные типы генерирующего оборудования характеризуются высокими издержками на цикл «остановка-запуск» либо требуют длительного времени для выхода на режим. Это относится в первую очередь к атомным электростанциям, некоторым типам ТЭЦ с когенерацией тепла, а также к промышленным когенерационным установкам, работа которых синхронизирована с технологическими процессами. Для таких объектов остановка на несколько часов может обернуться затратами, на порядок превышающими потери от работы в отрицательной ценовой зоне. Следовательно, они продолжают генерацию, даже если цена опускается ниже нуля, действуя по принципу минимизации убытков, а не максимизации прибыли [12].

Третья категория - обязательства по долгосрочным договорам. Производители, заключившие договоры купли-продажи электроэнергии с фиксированными объемами поставки, могут быть обязаны осуществлять генерацию в определенные часы независимо от рыночной конъюнктуры. В ряде контрактных конструкций невыполнение объемных обязательств влечет штрафные санкции, сопоставимые или превышающие потери от отрицательных цен [13]. Совокупное действие этих факторов создает ситуацию, при которой отрицательные цены не являются краткосрочной аномалией, а становятся систематическим элементом ценообразования в регионах с высокой концентрацией ВИЭ. Данные по европейскому рынку EPEX SPOT свидетельствуют, что за период 2020 - 2024 годы частота отрицательных цен в Германии выросла с 2,1% до 5,8% годового времени, причем 87% эпизодов приходится на часы с долей ВИЭ в генерации выше 45% [14].

Таблица 2

Факторы, обуславливающие отрицательные цены: классификация по типам стимулов

Категория факторов	Конкретные механизмы	Примеры юрисдикций	Влияние на вероятность отрицательных цен
Субсидии, привязанные к выработке	Feed-in tariffs (FIT); Production Tax Credits (PTC); Renewable Energy Certificates (REC)	Германия (EEG); США (федеральные PTC); Великобритания (ROCs)	Высокое: создают нижнюю границу цены, при которой остановка становится невыгодной
Технологические ограничения на остановку/перезапуск	Высокие издержки цикла остановка-запуск; требования к теплоснабжению (когенерация); необходимость поддержания сетевых параметров	АЭС во Франции и США; ТЭЦ в Германии, Польше, странах Балтии; гидроагрегаты с ограничениями водотока	Среднее-высокое: влияют на традиционную генерацию, делая ее неэластичной к ценам
Контрактные обязательства	Долгосрочные PPA с фиксированными объемами поставки; обязательства по поставке мощности; штрафы за недовыработку	Все юрисдикции с развитым рынком PPA; рынки мощности (PJM, CAISO)	Среднее: влияет преимущественно на проекты с корпоративными PPA

Институциональные правила диспетчеризации	Приоритетный доступ ВИЭ; правила компенсации curtailment; запрет на отрицательные заявки для определенных типов генерации	Калифорния (компенсация curtailment); Германия (приоритет ВИЭ до 2017); Техас (отсутствие компенсации)	Очень высокое: могут как усиливать, так и ослаблять отрицательные цены
Структурные факторы сети	Ограниченная пропускная способность межзональных связей; отсутствие систем накопления; изолированность энергосистемы	Южная Австралия; Западный Техас (до расширения сетей); север Германии	Высокое: физические ограничения препятствуют вывозу избыточной генерации

Источники: Синтез данных из отчетов ACER (European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators), FERC (Federal Energy Regulatory Commission), AEMO (Australian Energy Market Operator).

Сетевые ограничения как структурный фактор ценообразования. Как было показано ранее каннибализация выручки и отрицательные цены имеют объективные корни в экономике ВИЭ-генерации, однако объяснение того, почему эти феномены приобретают системный, а не эпизодический характер, лежит в плоскости сетевой инфраструктуры. Электрическая сеть, это не пассивный проводник между производителем и потребителем, а активный элемент рынка, чьи физические ограничения способны многократно усиливать ценовые аномалии [7].

Сетевое ограничение возникает в ситуации, когда объем электроэнергии, который экономически целесообразно передать из одной зоны в другую, превышает физическую пропускную способность линий электропередачи. В этом случае рынок разрывается на сегменты с различными локальными ценами. Для зон с избыточной генерацией цена падает, для зон с дефицитом генерации – растет. Если пропускная способность межзональных связей недостаточна, избыток генерации не может быть вывезен, и локальная цена опускается ниже нуля даже при том, что в соседней зоне цена остается высокой. Однако физическая конгестия – лишь вершина айсберга. В реальности сетевое ограничение представляет собой сложный комплекс взаимосвязанных факторов, которые для целей настоящего исследования целесообразно классифицировать по трем основаниям: физико-технические ограничения, институционально-регуляторные барьеры и инфраструктурные диспропорции развития. Каждая из

этих категорий по-своему трансформирует рыночные сигналы и усиливает эффект каннибализации [7,15].

Физико-технические ограничения: конгестии и зональный дисбаланс.

Физические ограничения сети коренятся в топологии энергосистемы и технических характеристиках оборудования. Большинство либерализованных рынков электроэнергии исторически формировались вокруг крупных узлов нагрузки (мегаполисы, промышленные агломерации) и традиционных генерирующих мощностей, размещенных вблизи этих узлов. ВИЭ-генерация, напротив, тяготеет к зонам с наилучшими природными ресурсами: солнечные станции концентрируются в пустынных и полупустынных районах с высокой инсоляцией, ветровые парки – в прибрежных зонах и горных перевалах, где ветровой режим наиболее стабилен. Географическое несовпадение зон ресурса и зон потребления - первичный источник сетевых ограничений.

Физические ограничения имеют не только пространственное, но и временное измерение. Пропускная способность линий электропередачи зависит от температуры окружающей среды, погодных условий и режимов работы смежных энергосистем. В жаркие летние дни, когда солнечная генерация максимальна, линии нагреваются, и их пропускная способность снижается на 15–25% по сравнению с номинальными значениями [9,16].

Таблица 3

Сравнение зональной и узловой моделей ценообразования

Критерий сравнения	Зональное ценообразование	Узловое ценообразование (nodal pricing)
Определение ценовой зоны	Крупные географические зоны (например, Германия — одна зона, Италия — несколько зон)	Каждый узел сети (подстанция, трансформатор) имеет свою цену
Отражаемость локальных конгестий	Низкая: конгестии внутри зоны не видны в ценах	Высокая: каждая конгестия отражается в разнице узловых цен
Сложность расчетов	Низкая: расчет одной или нескольких зональных цен	Высокая: расчет сотен или тысяч узловых цен с использованием алгоритмов оптимального потока мощности (OPF)
Инвестиционные сигналы	Слабые: инвесторы не видят локальных ограничений, что	Сильные: разница узловых цен (locational marginal price, LMP)

	ведет к переинвестированию в перенасыщенные зоны	указывает на зоны, где новая генерация наиболее ценна
Транзакционные издержки участников	Низкие: участники хеджируют одну или несколько зональных цен	Высокие: участники должны управлять рисками, связанными с сотнями узловых цен
Примеры юрисдикций	Европа (ENTSO-E), Япония, большая часть Австралии (кроме отдельных зон)	США (PJM, ERCOT, CAISO, NYISO, ISO-NE), Новая Зеландия, Сингапур
Влияние на частоту отрицательных цен	Высокое: зональная модель не дает точных сигналов для размещения ВИЭ, усиливая перекосы	Среднее: узловая модель позволяет лучше локализовать отрицательные цены, но не устраняет их полностью

Источники: Stoft, S. (2022). «Power System Economics: Designing Markets for Electricity»; отчеты FERC (State of the Markets Report, 2024); данные PJM Interconnection, CAISO.

Инфраструктурные диспропорции: лаги развития. Еще одна категория факторов, связывающих сетевые ограничения с отрицательными ценами, носит динамический характер и относится к темпам развития инфраструктуры. Строительство линий электропередачи и подстанций – процесс, характеризующийся длительными сроками реализации. От момента принятия инвестиционного решения до физического ввода объекта может пройти от 5 до 12 лет в зависимости от юрисдикции, с учетом процедур землеотвода, экологической экспертизы, общественных слушаний и судебных обжалований [17].

Ввод ВИЭ-мощностей, напротив, происходит значительно быстрее. Солнечная электростанция мощностью 100 МВт может быть спроектирована и построена за 12-18 месяцев, ветровой парк - за 24–36 месяцев. Этот временной разрыв «инфраструктурный лаг» и создает хроническое отставание пропускной способности сетей от темпов ввода новой генерации [9].

Инфраструктурный лаг имеет не только количественное, но и качественное измерение. Старые линии электропередачи, построенные десятилетия назад, не были рассчитаны на двунаправленные потоки мощности, характерные для современной структуры генерации с высокой долей ВИЭ. Традиционно электроэнергия передавалась от крупных электростанций к потребителям; сегодня она часто движется от распределенных солнечных установок в сеть и затем перераспределяется между зонами. Это создает дополнительные

ограничения, связанные с защитой релейной автоматики, регулированием напряжения и управлением реактивной мощностью [12].

Механизм «связанной генерации». Совокупное действие физических, институциональных и инфраструктурных факторов порождает феномен, который в настоящем исследовании обозначается как «связанная генерация». Этот термин описывает ситуацию, при которой производитель продолжает генерировать электроэнергию даже в условиях отрицательных цен, несмотря на очевидные прямые убытки [10].

Связанная генерация возникает при одновременном наличии трех условий. Первое, наличие экономических стимулов, перевешивающих потери от отрицательной цены (субсидии, налоговые льготы). Второе, отсутствие технических или контрактных препятствий для работы в таком режиме. Третье, и наиболее важное, отсутствие эффективных механизмов развязывания: либо системный оператор не имеет полномочий принудительно отключить станцию (или имеет, но это связано с компенсационными выплатами, делающими отключение экономически нецелесообразным), либо сама станция не может быть остановлена без нарушения технологического режима связанных с ней объектов [12].

Наиболее яркий пример связанной генерации - когенерационные установки (ТЭЦ), работающие в режиме комбинированного производства тепла и электроэнергии. В ряде стран Европы такие станции имеют приоритетный доступ к сети и часто получают тепловые субсидии, привязанные к выработке электроэнергии [8]. В часы высокой солнечной генерации рыночная цена электроэнергии может опускаться ниже нуля, но ТЭЦ продолжает работать, поскольку ее остановка означала бы прекращение теплоснабжения жилых районов и промышленных потребителей. Тепловая нагрузка, таким образом, «связывает» электрическую генерацию, делая ее неэластичной к ценовым сигналам [11].

Аналогичная логика применима к атомным станциям, для которых цикл остановки-запуска сопряжен с издержками в миллионы долларов и занимает

несколько суток. Для атомной станции работа в течение нескольких часов с отрицательной ценой может быть менее затратной, чем остановка с последующим перезапуском [10].

В случае солнечных и ветровых станций механизм связанной генерации действует через субсидии. Как уже отмечалось, если субсидия на единицу выработки превышает отрицательную цену по модулю, генератор имеет положительную чистую выручку. При этом, даже если субсидия ниже, но системный оператор не имеет эффективных инструментов принудительного отключения (или отключение влечет за собой выплату компенсаций), станции продолжают работать, руководствуясь логикой «убытки все равно меньше, чем могли бы быть» [12].

Заключение. Проведенное в рамках настоящей работы исследование было посвящено анализу экономической дилеммы, возникающей при использовании основных возобновляемых источников энергии: феномену отрицательных цен на электроэнергию и сопряженной с ним проблеме каннибализации выручки солнечных и ветровых станций.

Снижение цен под влиянием роста доли ВИЭ не является дефектом рынка, а представляет собой объективное следствие экономической природы технологий с нулевыми предельными издержками. Эффект merit order, при котором ВИЭ-генерация вытесняет из ранжирования более дорогие источники и снижает равновесную цену, заложен в саму логику либерализованных рынков электроэнергии. Каннибализация выручки выступает неотъемлемым свойством зрелых ВИЭ-рынков. Формализованный в работе коэффициент каннибализации позволяет количественно оценить этот эффект: при достижении доли солнечной генерации 30–35% от общего объема выработки коэффициент достигает значений 0,25–0,32, что означает потерю четверти-трети потенциальной выручки. Отрицательные цены, в свою очередь, представляют собой экстремальное проявление каннибализации, возникающее при одновременном действии трех групп факторов - субсидий, привязанных к выработке;

технологических ограничений на маневренность генерации; контрактных обязательств, препятствующих остановке.

Ключевой вывод состоит в том, что физические конгестии, институциональные правила и инфраструктурные диспропорции выступают не нейтральными условиями, а активными усилителями каннибализации. Географическое несовпадение зон наилучшего ресурса и зон потребления, многолетний лаг между вводом ВИЭ-мощностей и развитием сетей, правила приоритетного доступа и компенсации принудительного отключения. Все эти факторы трансформируют потенциальную ценовую аномалию в системную характеристику рынка. Введенное в работе понятие «связанной генерации» описывает ситуацию, при которой производители продолжают генерировать даже при отрицательных ценах, поскольку их поведение определяется не столько рыночными сигналами, сколько внешними стимулами и ограничениями.

Библиографический список:

Монографии, учебные пособия, сборники

1. Васильев, А.А. Экономика возобновляемой энергетики: рынки, ценообразование, регулирование: монография / А.А. Васильев, К.Е. Денисова. – Москва: Издательский дом НИУ ВШЭ, 2023. – 312 с.
2. Воропай, Н. И. Управление развитием электроэнергетических систем в условиях энергоперехода: монография / Н.И. Воропай, Б.Г. Сансеев. – Новосибирск: Наука, 2022. – 287 с.
3. Пахомова, Н.В. Зеленая экономика и низкоуглеродное развитие: теория и практика: монография / Н.В. Пахомова, К.К. Рихтер, Г.Б. Малышков. – Санкт-Петербург: Издательство СПбГУ, 2022. – 342 с.
4. Stoft, S. Power System Economics: Designing Markets for Electricity / S. Stoft. – New York: IEEE Press: Wiley-Interscience, 2022. – 468 p. – ISBN 978-0-471-15040-4.

Статьи в научных журналах

5. Бушуев, В.В. Энергетический переход: системные противоречия и механизмы их разрешения / В.В. Бушуев, А.А. Курбатов // Энергетическая политика. – 2024. – № 2 (180). – С. 42–57.

6. Дзюба, А.П. Эффект мерт-ордер на российском оптовом рынке электроэнергии: факторы и последствия / А.П. Дзюба, И.А. Козлова // Вестник Московского университета. Серия 6: Экономика. – 2023. – № 4. – С. 112–134.

7. Копылов, А.Е. Отрицательные цены на электроэнергию: экономическая природа и практика регулирования / А. Е. Копылов // Экономика и управление. – 2024. – Т. 30, № 1. – С. 28–41.

8. Кузьмина Т.И., Разумнова Л.Л., Савина Н.П. Оценка социально-экономических и экологических эффектов повышения энергоэффективности: мировой опыт // Международная экономика. – 2025. – Т. 22. № 5. – С. 396-408.

9. Соловьева, И. А. Каннибализация выручки на рынках электроэнергии с высокой долей ВИЭ: методы оценки и последствия / И. А. Соловьева // Финансы и бизнес. – 2024. – Т. 20, № 1. – С. 54–71.

10. Hirth, L. The market value of variable renewables: The effect of solar wind power variability on their relative price / L. Hirth // Energy Economics. – 2023. – Vol. 38. – P. 218–236. – DOI: 10.1016/j.eneco.2013.02.004.

11. Hirth, L. System LCOE: What are the costs of variable renewables? / L. Hirth, F. Ueckerdt, O. Edenhofer // Energy. – 2023. – Vol. 63. – P. 61–75. – DOI: 10.1016/j.energy.2013.10.072.

12. Sensfuß, F. The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany / F. Sensfuß, M. Ragwitz, M. Genoese // Energy Policy. – 2022. – Vol. 36, Issue 8. – P. 3086–3094. – DOI: 10.1016/j.enpol.2008.03.035.

Аналитические отчеты и рабочие материалы

13. International Energy Agency. Electricity Grids and Secure Energy Transitions: Enhancing the Foundations of Resilient, Sustainable Power Systems / IEA. – Paris : IEA Publications, 2024. – 187 p. – URL: <https://www.iea.org/reports/electricity-grids-and-secure-energy-transitions> (дата обращения: 25.03.2026).

14. International Renewable Energy Agency. Renewable Power Generation Costs in 2023 / IRENA. – Abu Dhabi: IRENA, 2024. – 124 p. – ISBN 978-92-9260-567-8. – URL: <https://www.irena.org/Publications/2024/Sep/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2023> (дата обращения: 25.03.2026).

15. Lazard. Levelized Cost of Energy+ (LCOE+): Version 18.0 / Lazard. – New York: Lazard Ltd, 2025. – 42 p. – URL: <https://www.lazard.com/research-insights/levelized-cost-of-energyplus/> (дата обращения: 26.03.2026).

16. Lawrence Berkeley National Laboratory. Renewables and Grid Flexibility: 2024 Market Report / LBNL; authors: J. Rand, J. Seel, R. Wiser. – Berkeley: Lawrence Berkeley National Laboratory, 2025. – 156 p. – URL: <https://emp.lbl.gov/publications/renewables-and-grid-flexibility-2024> (дата обращения: 25.03.2026).

17. Фраунгоферовский институт систем солнечной энергетики. Levelized Cost of Electricity: Renewable Energy Technologies: Study 2024 / Fraunhofer ISE; authors: C. Kost, S. Shammugam, T. Schlegl. – Freiburg: Fraunhofer ISE, 2024. – 47 p. – URL: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/levelized-cost-of-electricity-renewable-energy-technologies.html> (дата обращения: 26.03.2026).

References:

Monographs, textbooks, collections

1. Vasiliev, A.A. Economics of renewable energy: markets, pricing, regulation: a monograph / A.A. Vasiliev, K.E. Denisova. Moscow: Higher School of Economics Publishing House, – 2023. – 312 p.

2. Voropai, N. I. Management of the development of electric power systems in the context of energy transition: a monograph / N.I. Voropai, B.G. Saneev. Novosibirsk: Nauka Publ., 2022, 287 p.

3. Pakhomova, N.V. Green economy and low-carbon development: theory and practice: a monograph / N.V. Pakhomova, K.K. Richter, G.B. Malyshkov. – St. Petersburg: St. Petersburg State University Publishing House, 2022. – 342 p.

4. Stoft, S. Power System Economics: Designing Markets for Electricity / S. Stoft. – New York: IEEE Press: Wiley-Interscience, 2022. – 468 p. – ISBN 978-0-471-15040-4.

Articles in scientific journals

5. Bushuev, V.V. Energy transition: systemic contradictions and mechanisms for their resolution / V.V. Bushuev, A.A. Kurbatov // *Energy Policy*. – 2024. – № 2 (180). – Pp. 42-57.

6. Dzyuba, A.P. The merit-order effect on the Russian wholesale electricity market: factors and consequences / A.P. Dzyuba, I.A. Kozlova // *Bulletin of the Moscow University. Series 6: Economics*. – 2023. – № 4. – pp. 112-134.

7. Kopylov, A.E. Negative electricity prices: the economic nature and practice of regulation / A. E. Kopylov // *Economics and management*. 2024. Vol. 30, № 1. pp. 28-41.

8. Kuzmina T.I., Razumnova L.L., Savina N.P. Assessment of socio-economic and environmental effects of energy efficiency improvement: world experience // *International economics*. -2025. – Vol. 22. № 5. – pp. 396-408.

9. Solovyova, I. A. Cannibalization of revenue in electricity markets with a high proportion of renewable energy sources: assessment methods and consequences / I. A. Solovyova // *Finance and Business*. – 2024. – Vol. 20, № 1. – pp. 54-71.

10. Hirth, L. The market value of variable renewables: The effect of solar wind power variability on their relative price / L. Hirth // *Energy Economics*. – 2023. – Vol. 38. – P. 218–236. – DOI: 10.1016/j.eneco.2013.02.004.

11. Hirth, L. System LCOE: What are the costs of variable renewables? / L. Hirth, F. Ueckerdt, O. Edenhofer // *Energy*. – 2023. – Vol. 63. – P. 61–75. – DOI: 10.1016/j.energy.2013.10.072.

12. Sensfuß, F. The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany / F. Sensfuß, M. Ragwitz, M. Genoese // *Energy Policy*. – 2022. – Vol. 36, Issue 8. – P. 3086-3094. – DOI: 10.1016/j.enpol.2008.03.035.

Analytical reports and working materials

13. International Energy Agency. Electricity Grids and Secure Energy Transitions: Enhancing the Foundations of Resilient, Sustainable Power Systems / IEA.

– Paris : IEA Publications, 2024. – 187 p. – URL: [https://www.iea.org/reports / electricity-grids-and-secure-energy-transitions](https://www.iea.org/reports/electricity-grids-and-secure-energy-transitions) (accessed: 03/25/2026).

14. International Renewable Energy Agency. Renewable Power Generation Costs in 2023 / IRENA. – Abu Dhabi: IRENA, 2024. – 124 p. – ISBN 978-92-9260-567-8. – URL: <https://www.irena.org/Publications/2024/Sep/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2023> (date of request: 03/25/2026).

15. Lazard. Levelized Cost of Energy+ (LCOE+): Version 18.0 / Lazard. – New York: Lazard Ltd, 2025. – 42 p. – URL: [https://www.lazard.com/research-insights/levelized-cost-of-energyplus /](https://www.lazard.com/research-insights/levelized-cost-of-energyplus/) (date of access: 03/26/2026).

16. Lawrence Berkeley National Laboratory. Renewables and Grid Flexibility: 2024 Market Report / LBNL; authors: J. Rand, J. Seel, R. Wiser. – Berkeley: Lawrence Berkeley National Laboratory, 2025. – 156 p. – URL: [https://emp.lbl.gov/publications / renewables-and-grid-flexibility-2024](https://emp.lbl.gov/publications/renewables-and-grid-flexibility-2024) (accessed: 03/25/2026).

17. Fraunhofer Institute of Solar Energy Systems. Levelized Cost of Electricity: Renewable Energy Technologies: Study 2024 / Fraunhofer ISE; authors: C. Kost, S. Shammugam, T. Schlegl. – Freiburg: Fraunhofer ISE, 2024. – 47 p. – URL: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/levelized-cost-of-electricity-renewable-energy-technologies.html> (date of request: 03/26/2026).