

## РОССИЯ И ЭКОНОМИКА ФОРМИРУЮЩИХСЯ РЫНКОВ

УДК 338.22+338.27+338.45+339.97  
JEL G38+L88+L94

### Общий рынок электроэнергии ЕАЭС: эффекты для России\*

А. Р. Коломиец<sup>1,2</sup>, А. А. Курдин<sup>1,2,3</sup>

<sup>1</sup> Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации,  
Российская Федерация, 107078, Москва, пр. Академика Сахарова, 12

<sup>2</sup> Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова,  
Российская Федерация, 119991, Москва, Ленинские горы, 1

<sup>3</sup> Российская академия народного хозяйства и государственной службы  
при Президенте Российской Федерации,  
Российская Федерация, 119571, Москва, пр. Вернадского, 82

**Для цитирования:** Коломиец, А. Р. и Курдин, А. А. (2022) 'Общий рынок электроэнергии ЕАЭС: эффекты для России', *Вестник Санкт-Петербургского университета. Экономика*, 38 (4), с. 532–550. <https://doi.org/10.21638/spbu05.2022.403>

Интеграция экономического пространства ЕАЭС включает в себя мероприятия по созданию общего электроэнергетического рынка, однако теоретические и эмпирические научные исследования не позволяют однозначно говорить о положительных эффектах для всех участников такого интеграционного альянса. С одной стороны, полное и частичное объединение электроэнергетических рынков может приводить к снижению внутренних цен на электроэнергию; повышению надежности сетевого комплекса, расширению транзитных возможностей страны и т. д. Но на практике вопрос создания общего рынка электроэнергии стран ЕАЭС достаточно дискуссионный из-за ряда существующих нормативных и технических барьеров. Цель исследования заключается в идентификации последствий объединения оптовых рынков электроэнергии для российской стороны — как для потребителей, так и для производителей отрасли. С помощью модели авторегрессионного дробно-интегрированного скользящего среднего авторы показывают, что создание общего рынка электроэнергии стран ЕАЭС может быть преждевременным на текущем уровне технических возможностей и структуры национальных рынков. Полученная в результате моделирования прогнозная цена общего рынка превышает цену внутреннего оптового рынка России, что может вызвать диспаритет спроса и предложения внутреннего и общего рынка с последующим повышением цены для отечественных покупателей. Более того, такое соотношение фактической и прогнозной цен может снизить стимулы российских генераторов к повышению энергоэффективности в среднесрочном периоде. Таким обра-

\* Статья подготовлена в рамках выполнения государственного задания РАНХиГС.

зом, интеграционные эффекты от создания общего рынка электроэнергии не всегда могут быть положительны для всех сторон соглашения, а значит, общий выигрыш от снижения цен на электроэнергию в рамках такого соглашения требует сопоставления издержек и выгод агента, принимающего решение о вступлении в подобный альянс.

*Ключевые слова:* оптовые рынки электроэнергии, интеграция энергетических систем, общий рынок электроэнергии ЕАЭС, биржевая торговля, отраслевое ценообразование, прогнозирование цен.

## Введение

Современные электроэнергетические рынки сталкиваются с потребностью регуляторных изменений как в связи с глобальным продвижением климатической повестки, особенно активным с 2010-х годов, так и в связи с периодическими шоками конъюнктуры на рынках энергоносителей, включая энергетический кризис 2021–2022 гг. на мировых рынках. Новое регулирование должно способствовать оптимизации использования энергии и энергоносителей в сочетании с развитием конкурентных рыночных механизмов, которые позволили бы сделать эти процессы менее чувствительными для потребителей. Наряду с налоговыми и тарифными инструментами экономической политики, направленной на повышение энергоэффективности, внедрение энергосберегающих технологий или сокращение углеродоемкости электроэнергии, применение интеграционных механизмов в этих целях также получило широкое распространение. Оценка эффектов интеграционной энергетической политики подтверждает положительное влияние подобного инструмента на внутренние электроэнергетические рынки участников соглашений об общем рынке.

Так, некоторые исследователи (Eser, Chokani and Abhari, 2018) сравнивают два сценария развития энергосистемы Швейцарии при замещении атомной энергетики к 2035 г.: обеспечение собственных энергетических нужд за счет газовых теплоэлектростанций (далее — ТЭС) или увеличение импорта более дешевой энергии, выработанной на гидроэлектростанциях (далее — ГЭС), из Европы. Применяя сценарное моделирование энергосистем EnerPol с использованием геоданных, а также данных о производстве, передаче и потреблении электроэнергии, авторы приходят к выводу о том, что в интеграционном исходе внутренние цены на электроэнергию в Швейцарии оказались на 15–23 % ниже при обновлении 5 % швейцарской сети электропередач.

Отмечены и положительные эффекты при интеграции Швейцарии в европейский рынок (Weiss et al., 2021): наблюдается снижение доли производства электроэнергии с высокими маржинальными затратами и, как следствие, снижение цен в регионах с высокой стоимостью электроэнергии. Результаты данного исследования согласуются с итогами анализа, в котором показано, что цена на электроэнергию в Швейцарии сильно коррелирует с ценой на электроэнергию в Германии, Франции и Италии в зависимости от сезона, а следовательно, загрузки мощностей и структуры генерации (Keles et al., 2020).

Некоторые выводы (Cepeda, 2018) об альтернативах организации европейских рынков также свидетельствуют о повышении общественного благосостояния при создании общего электроэнергетического рынка мощностей. Более того, ряд ученых (Ciarreta and Zarraga, 2010) на основе эконометрического моделирования причинно-следственной связи между политикой по созданию единого рынка элек-

троэнергии Европейского союза (далее — ЕС) и реальным внутренним валовым продуктом для 12 европейских стран за 1970–2007 гг. заключают, что более эффективное использование мощностей, инвестиции в новые технологии генерации и межсетевые соединения в рамках интеграции рынков отдельных европейских государств способствуют экономическому росту.

Исследования азиатских рынков в рассматриваемой области менее широко представлены, при этом интенсивное развитие трансграничной торговли электроэнергией Индии оправдано с точки зрения повышения общественного благосостояния как Индии, так и ее торговых партнеров (Chattopadhyay et al., 2020).

Кроме того, на основе статистических оценок и дискурсного анализа хотя и общается, что выгоды от объединения рынков могут незначительно превышать издержки интеграции, но и говорится, что организация общего торгового пространства может приводить к снижению реальной цены электроэнергии и увеличению уровня надежности сетевого комплекса (Pollitt, 2019).

Таким образом, среди выделяемых авторами положительных последствий полной или частичной интеграции электроэнергетических рынков — снижение внутренних цен на электроэнергию за счет развития конкуренции между производителями и источниками генерации; повышение надежности сетевого комплекса, расширение транзитных возможностей страны и повышение доли переменной энергии от возобновляемых источников энергии (Eser, Chokani and Abhari, 2018; Pollitt, 2019; Weiss, 2021; Cepeda, 2018; Mukherjee, Das and Debnath, 2021; Keles, 2020; Chattopadhyay, 2020; Ciarreta and Zarraga, 2010).

Механизм интеграции энергетических рынков планируется к реализации и российской стороной совместно со странами Евразийского экономического союза (далее — ЕАЭС), что свидетельствует об актуальности исследуемого вопроса оценки эффектов этой интеграции и для России. Так, план мероприятий по реализации Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 г.<sup>1</sup> предусматривал ратификацию Протокола о внесении изменений в Договор о Евразийском экономическом Союзе от 29 мая 2014 г.<sup>2</sup> (в части формирования общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза) в 2021 г. В результате был подписан Федеральный закон от 1 июля 2021 г. № 235-ФЗ «О ратификации Протокола о внесении изменений в Договор о Евразийском экономическом союзе от 29 мая 2014 г. (в части формирования общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза)»<sup>3</sup>. Вступление в силу указанного протокола позволило начать разработку нормативной базы, определяющей функционирование

<sup>1</sup> СПС «Консультант Плюс». (2021) *План мероприятий по реализации Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 г., утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 1 июня 2021 г. № 1447-р*. URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_386439/4f71aa11097afc5627ad7950311f0902165e5018](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_386439/4f71aa11097afc5627ad7950311f0902165e5018) (дата обращения: 17.09.2022).

<sup>2</sup> СПС «Консультант Плюс». (2014) *Протокол о внесении изменений в Договор о Евразийском экономическом союзе (далее — ЕАЭС) от 29 мая 2014 г. (в части формирования общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза)*. URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_325812/3d0cac60971a511280cbba229d9b6329c07731f7/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_325812/3d0cac60971a511280cbba229d9b6329c07731f7/) (дата обращения: 17.09.2022).

<sup>3</sup> СПС «Консультант Плюс». (2014) *Федеральный закон от 1 июля 2021 г. №235-ФЗ «О ратификации Протокола о внесении изменений в Договор о Евразийском экономическом союзе от 29 мая 2014 г. (в части формирования общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза)»*. URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_388780/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_388780/) (дата обращения: 17.09.2022).

общего оптового электроэнергетического рынка ЕАЭС в части взаимной торговли, недискриминационного доступа к сетевому комплексу, межгосударственной передачи электроэнергии, распределения пропускной способности межгосударственных сечений и регулирования транзита.

Адаптация российской стороной международного соглашения о создании общего электроэнергетического рынка ЕАЭС знаменует начало длительного процесса гармонизации нормативно-правовой базы членов ЕАЭС и создания трансграничных институтов конкуренции. Общий рынок электроэнергии ЕАЭС должен расширить возможности участников по выбору поставщика электроэнергии, что потенциально снизит себестоимость электроэнергии за счет конкурентных механизмов. Использование биржевого механизма, лежащего в основе функционирования общего рынка, подразумевает положительные эффекты для потребителей. Потенциалом по организации биржевых торгов обладают несколько торговых площадок: акционерное общество (далее — АО) «Санкт-Петербургская международная товарно-сырьевая биржа, АО «Администратор торговой системы» и АО «Казахстанский оператор рынка электроэнергии и мощности».

Результаты рассматриваемых эмпирических работ, как уже было сказано, демонстрируют положительные эффекты от создания общего электроэнергетического рынка или частичной интеграции трансграничной торговли, в связи с чем создание общего электроэнергетического рынка ЕАЭС может быть оправдано с точки зрения положительных экстерналий в долгосрочном периоде даже в условиях высоких издержек в развитие трансграничных сетей и создание институтов в среднесрочной перспективе. Однако дискуссии как политического, так и научного сообщества продолжаются, в том числе в отношении выгод для российской стороны, поскольку структура ЕАЭС обладает специфическими особенностями в виде диспропорций масштабов участников этого объединения и их позиций на энергетических рынках. Это не позволяет механически транслировать результаты предыдущих эмпирических работ и обеспечивает актуальность настоящего исследования, основанного на данных о рынках ЕАЭС.

Целью исследования является определение эффектов для российского оптового рынка электроэнергии и мощности (далее — ОРЭМ) при создании общего рынка электроэнергии в рамках ЕАЭС. Таким образом, объектом работы является общий рынок электроэнергии ЕАЭС, а предметом — эффекты от его создания для российских потребителей и производителей отрасли. Научная новизна статьи заключается в моделировании и оценке потенциальных эффектов для одного из государств — членов ЕАЭС, тогда как предметом предыдущих исследований по этой тематике были либо эффекты на других рынках, либо барьеры при создании общего рынка электроэнергии ЕАЭС.

Эффекты для российской стороны определяются на основе сравнения прогнозной цены общего рынка электроэнергии ЕАЭС и фактической цены, сложившейся на оптовом электроэнергетическом рынке России. Исходя из этого гипотеза, лежащая в основе статьи, сформулирована следующим образом: прогнозная цена электроэнергии на общем рынке ЕАЭС установится выше уровня средней по ценовым зонам российской цены электроэнергии на оптовом рынке.

Статья включает: обзор исследований по проблематике общего рынка электроэнергии ЕАЭС в целом, систематизацию применяемых подходов к модели-

рованию элеткроэнергетических рынков, описание используемых данных и непосредственно изложение авторской модели и интерпретацию ее результатов.

## 1. Общий рынок электроэнергии ЕАЭС: обзор литературы

Исследование процессов объединения электроэнергетических рынков позволяет выделять ограничения, препятствующие интеграции. Так, некоторые ученые (Mukherjee, Das and Debnath, 2021) на основе анализа совместимости правовой и технологической базы стран — торговых партнеров Индии выделяют следующие факторы, замедляющие интеграционные процессы национальных рынков электроэнергии в Южной Азии: отсутствие рыночных механизмов торговли в странах-участницах (кроме Индии), вертикально-интегрированную структуру рынков (кроме Индии и Пакистана), дискриминационный доступ к страновым сетям передачи (кроме Индии), различные системы сетевого тарифообразования.

Барьеры для создания общего рынка электроэнергии стран ЕАЭС активно обсуждаются в научном сообществе (Гибадуллин, Пуляева и Ерыгин, 2019). Е. Лисин, В. Епифанов и С. Масютин (Лисин, Епифанов и Масютин, 2018) подчеркивают, что для формирования общего рынка предикативно необходимо решение задач по созданию условий недискриминационного доступа к сетевому комплексу в границах ЕАЭС, привлечению инвестиционных потоков для модернизации генерирующих мощностей и электросетевого комплекса, гармонизации темпов роста тарифов для конечных потребителей и повышению транспарентности механизмов ценообразования. Однако есть и более трудноустраняемые институциональные преграды: высокий уровень концентрации национальных отраслей не позволяет рыночным структурам полноценно развиваться. В этом авторы сходятся во мнении с теми учеными, которые утверждают, что различные отраслевые структуры и стадии развития конкуренции на оптовых рынках могут затруднить процесс интеграции в общее экономическое пространство (Гибадуллин, Пуляева и Ерыгин, 2019). Так, действующая модель «единственный покупатель — продавец» в Армении, регулируемый сектор с вертикально-интегрированной компанией ГПО (государственное производственное объединение) «Белэнерго» в Республике Беларусь, формирующиеся формально квазиконкурентные рынки в Казахстане, Киргизии и квазиконкурентный рынок России действительно пока выглядят мало совместимыми.

В свою очередь, ряд ученых (Гибадуллин, Пуляева и Ерыгин, 2019) также отмечают, что по причине крупных различий в масштабах электроэнергетического сектора существует риск постконтрактного оппортунизма при навязывании условий более крупными игроками рынка. Следует отметить, что диверсификация степени энергосырьевой зависимости может способствовать укреплению оснований для злоупотребления доминирующим положением.

Кроме того, многообразие структуры генерирующих мощностей стран-участниц порождает проблему несоответствия себестоимости электроэнергии и, как следствие, тарифов. Самая доступная электроэнергия — в Республике Кыргызстан, самая дорогая — в Республике Беларусь. Таким образом, для Республики Беларусь особенно остро стоит вопрос удешевления основного топлива для выработки электроэнергии — природного газа, поставляемого из России. Более того, неко-

торые исследователи (Лисин, Епифанов и Масютин, 2018) подчеркивают важность вопроса гармонизации темпов роста тарифов, о чем упоминалось ранее.

Следует также выделить, что товарно-сырьевые биржи функционируют только в Республики Беларусь, Казахстане и России<sup>4</sup>, что отражает различную степень либерализации экономик в целом. Централизованные торги электроэнергией ведутся только на российской и казахстанской торговых площадках — АО «Администратор торговой системы»<sup>5</sup> и АО «Казахстанский оператор рынка электроэнергии и мощности»<sup>6</sup>.

Существуют и более специфичные барьеры для формирования общего рынка электроэнергии. Исключительным препятствием для Армении является отсутствие общих границ с иными странами ЕАЭС, что ставит под угрозу энергетическую безопасность поставок (Гибадуллин, Пуляева и Ерыгин, 2019). В свою очередь, анализ показывает следующее: несформированный общий рынок природного газа препятствует образованию общего рынка электроэнергии, что подтверждается позицией белорусской стороны, обозначенной в 19-м пункте Протокола о внесении изменений в Договор о Евразийском экономическом союзе (Маркаров и Давтян, 2021)<sup>7</sup>.

Был проведен количественный анализ энергетических балансов, показателей электроэнергетической отрасли и объемов взаимной торговли стран — членов ЕАЭС (Динец и Сокольников, 2018). На основе этого анализа авторы делают вывод об ограниченной «возможности эффективного функционирования общего рынка, основанного лишь на взаимной торговле».

Работа Т.Г.Зориной содержит сценарный анализ эффектов интеграции для Республики Беларусь в зависимости от конфигурации общего рынка ЕАЭС (Зорина, 2018). Рассматриваемые сценарии («вертикально-интегрированная монополия», «закупочное агентство», «конкуренция на оптовом рынке» и аналоги данных сценариев в условиях общего электроэнергетического рынка ЕАЭС) моделировались на основе Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impact, разработанной для энергосистемы Республики Беларусь с учетом перечня экономических и технических характеристик отрасли. Автор заключает, что оптимальная для страны модель построения общего рынка — «конкуренция на оптовом рынке», однако переход к такой модели потребует значительной реструктуризации нормативно-правовой и технической базы электроэнергетической системы Республики Беларусь.

В целом дискурсный анализ предметной области позволяет условно разделить пул исследований общего рынка электроэнергии ЕАЭС на несколько категорий:

1) работы, содержащие анализ нормативных барьеров и возможностей интеграции;

---

<sup>4</sup> Евразийская экономическая комиссия. (2021) *Фондовые и товарные биржи*. URL: [http://www.eurasiancommission.org/ru/act/integr\\_i\\_makroec/dep\\_stat/fin\\_stat/time\\_series/Pages/stocks.aspx](http://www.eurasiancommission.org/ru/act/integr_i_makroec/dep_stat/fin_stat/time_series/Pages/stocks.aspx) (дата обращения: 10.12.2021).

<sup>5</sup> АО «Администратор торговой системы». (2021) *О компании*. URL: <https://www.atsenergo.ru/> (дата обращения: 10.12.2021).

<sup>6</sup> АО «Казахстанский оператор рынка электроэнергии и мощности». *Главная*. URL: <https://www.korem.kz/> (дата обращения: 10.12.2021).

<sup>7</sup> СПС «Консультант Плюс». (2014) *Федеральный закон от 1 июля 2021 г. № 235-ФЗ «О ратификации Протокола о внесении изменений в Договор о Евразийском экономическом союзе от 29 мая 2014 г. (в части формирования общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза)»*. URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_388780/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_388780/) (дата обращения: 17.09.2022).

- 2) работы, содержащие анализ технологических барьеров и возможностей интеграции;
- 3) работы, освящающие институциональные альтернативы организации общего рынка электроэнергии стран ЕАЭС;
- 4) работы, посвященные национальным перспективам интеграции отдельных стран ЕАЭС.

Четвертый блок статей наиболее ограничен, в особенности в части моделирования национальных рынков. При этом исследователи сходятся во мнении о существующих ограничениях интеграции. И если гармонизация нормативно-правовых баз подлежит изменениям с наименьшим лагом регуляторной политики, то выявленные несоответствия отраслевых структур являются серьезным препятствием на пути к созданию общего рынка (Колобов, 2012), равно как и особенности генерирующих структур, влияющих на ценообразование, и отсутствие свободного ценообразования в ряде стран.

Однако спектр научных работ по данной тематике ограничен, а в рассмотренных работах отсутствуют оценки рисков и выгод для российской стороны, основанные на применении количественных методов моделирования общего рынка. Именно на этом аспекте сфокусировано внимание в представленном исследовании.

Сложившаяся структура генерации будущего общего рынка может как повысить среднюю цену, так и снизить ее относительно индексов рынка на сутки вперед (далее — РСВ) в России. И если снижение цен при прочих равных условиях приведет к повышению благосостояния потребителей, то однозначно говорить об эффектах для российских генераторов сложно. С одной стороны, снижение цены может стимулировать приток инвестиций в более энергоэффективные технологии для обеспечения конкурентоспособности поставок, с другой — если снижение цен обусловлено преобладанием изначально более низкой по себестоимости электроэнергии (например, произведенной на ГЭС), то российские компании могут потерять долю внутреннего рынка. Возможны и иные исходы в случае установления цены общего рынка выше внутренней цены в России. Таким образом, необходимо детерминировать выигрыши и готовность российской стороны к созданию общего рынка электроэнергии ЕАЭС посредством использования инструментов моделирования. Для расчета таких эффектов важно спрогнозировать цены общего рынка, что позволит выделить дискретные структурные альтернативы: статус-кво ОРЭМ и интеграционную. На основании проведенного анализа для достижения поставленной цели предлагается следующий алгоритм выделения указанных альтернатив, формирующий задачи настоящего исследования:

- 1) построение эконометрической модели российского ОРЭМ;
- 2) прогнозирование цены общего рынка посредством включения в модель потенциальных дневных объемов потребления и выработки электроэнергии в разрезе типов генераторов всех стран — участниц ЕАЭС, что становится возможным благодаря совпадению сезонности на рынках и значительной вероятности организации торгов на российской площадке (ввиду относительно высокой ликвидности торгов);
- 3) получение прогнозной цены в качестве альтернативы статус-кво ОРЭМ;
- 4) сравнение прогнозной цены с фактически установившейся на ОРЭМ и интерпретация результатов такого сравнения для российской стороны.

## 2. Моделирование электроэнергетических рынков

С целью выполнения поставленной задачи по построению эконометрической модели российского ОРЭМ был рассмотрен соответствующий пласт научных работ, обобщающих методологию исследования электроэнергетических рынков.

Так, выделены три направления воспроизводства в исследовательских целях реальных либерализованных рынков электроэнергии (Золотова и Дворкин, 2017):

- 1) посредством теоретического моделирования отраслевой структуры и изучения потенциальных равновесий;
- 2) с использованием имитационного моделирования поведения участников рынка;
- 3) с помощью анализа временных рядов на базе эконометрического инструментария (моделей регрессии и моделей искусственного интеллекта).

Второе из перечисленных методологических направлений реализуется при наличии большого массива данных об энергосистеме, поэтому в случае с моделированием общего рынка электроэнергии ЕАЭС такие методы на данном этапе потенциально имеют ограничения. Применение моделей теоретического блока соответствует цели настоящей работы, но некоторые модели определения равновесной цены на рынках электроэнергии, хотя и широко представлены в научных исследованиях, могут иметь низкую степень практической применимости ввиду набора параметров, расчет которых производится на уровне каждого генерирующего объекта (Кусый и Королев, 2016), или учитывать только отраслевую структуру (Лисин, 2013) с пренебрежением сезонности и «топливной» базы.

Модели искусственного интеллекта, равно как и регрессии, обладают значительной прогнозной силой (Золотова и Дворкин, 2017), но требуют формирования обширной выборки эмпирических наблюдений (Щетинин, 2008). Анализ применения таких моделей, проведенный Е. Ю. Щетининым, показал, что вопреки недостаточной степени сформированности рыночного ценообразования на электроэнергию в России указанные модели удовлетворяют требованиям робастных инструментов исследования (Щетинин, 2008). При этом в отечественной практике подобные работы малочисленны, однако в международной практике параметрические регрессии с целью моделирования электроэнергетических рынков широко применяются. Так, проведен дискурсивный анализ (Worthington and Higgs, 2010) (табл. 1).

Таким образом, в рамках регрессионного анализа исследователи выделяют такие факторы влияния на спотовую цену, как почасовая, дневная (может быть представлена как бинарная переменная для выходного, праздничного и рабочего дня) и месячная сезонность, лаговые значения цен для предыдущего периода, объем спроса. В условиях моделирования нескольких рынков необходимо учесть разницу в структуре генерации, так как характеристики генерирующего субъекта влияют на издержки выработки электроэнергии (Grote et al., 2015). На практике различная структура генерирующих мощностей выражается в более низкой цене РСВ для второй ценовой зоны российского ОРЭМ, где преобладают гидроэлектростанции с более низкими удельными издержками выработки.

Для анализа нестационарных рядов в рамках настоящей работы подобрана модификация модели авторегрессионного дробно-интегрированного скользящего



Таблица 1. Используемые с целью анализа электроэнергетических рынков переменные регрессии для временных рядов

Автор	Объект анализа	Зависимая переменная	Регрессоры
Robinson and Taylor, 1998	Эффект регуляторного вмешательства для компаний	Цена акций компании	Фиктивная переменная вмешательства регулятора
Knittel and Roberts, 2001	Суточные и сезонные ценовые эффекты	Почасовые изменения цен	Спрос, время суток; день недели и сезонные факторы
Escribano, Pena and Villaplana, 2002	Моделирование рынка	Отклонение цены	Сезонные факторы
Goto and Karolyi, 2004	Моделирование рынка	Средние дневные цены	Спрос, сезонные факторы
Hadsell, Marathe and Shawk, 2004	Моделирование рынка	Логарифм среднего отклонения дневных цен	Сезонные эффекты, и влияние сообщений средств массовой информации
Worthington and Higgs, 2010	Моделирование рынка	Почасовые изменения цен	Часовая цена в предыдущем периоде, объем спроса, время суток, сезонные факторы
Worthington, Kay-Spratley and Higgs, 2005	Моделирование региональных рынков	Дневные значения спотовых цен	Лаговая переменная цены для исследуемого региона и перекрестного региона
Chan and Gray, 2006	Моделирование региональных рынков	Дневные значения спотовых цен	Лаговая переменная цены, время суток
Koopman, Ooms and Carnero, 2007	Моделирование региональных рынков	Логарифм дневного значения спотовых цен	Лаговая переменная цены, день недели, сезонные факторы

Составлено по: (Higgs and Worthington, 2005).

среднего ARFIMA (autoregressive fractionally integrated moving average). Аналогичный метод уже был применен (Koopman, Ooms and Carnero, 2007).

### 3. Используемые данные

Модель воспроизводится на дневных данных торгов на площадке ОА «Администратор торговой системы»<sup>8</sup> за доступный период с 6 октября 2018 по 4 октября 2021 г. Так как выбранные данные торгов представляют собой средние почасовые значения, корректировка модели на часовые пиковые нагрузки не требуется (Knittel and Roberts, 2001; Worthington and Higgs, 2010; Chan and Gray, 2006). Выборка харак-

<sup>8</sup> АО «Администратор торговой системы». (2021) *Статистика по рынку*. URL: <https://www.atsenergo.ru/results/rsv/statistics> (дата обращения: 05.12.2021).

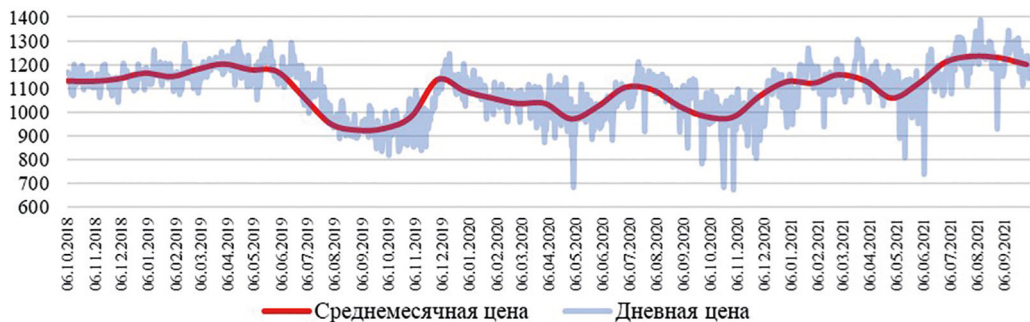


Рис. 1. Динамика средних цен для первой и второй ценовых зон рынка российской электроэнергетики за 2018–2021 гг., руб./МВт·ч

теризуется сезонностью (рис. 1), связанной с изменениями в структуре генерации. Из этого следует вывод о нестационарности ряда.

Наблюдается нарушение сезонных трендов в 2021 г. С января по август 2021 г. прирост стоимости электроэнергии в первой ценовой зоне составил 19,5 %. В 2019–2020 гг. за аналогичный период в первой ценовой зоне наблюдалась менее волатильная динамика цен на оптовом рынке (–1,6 % ... +6,8 %). Главной причиной данного тренда стали аномальные погодные условия как зимой, так и летом 2021 г., которые совпали с подготовкой генерирующих мощностей к зимнему отопительному сезону. Увеличение доли выработки электроэнергии ТЭС также повлекло за собой рост цен на оптовом рынке ввиду более высокой себестоимости генерации относительно ГЭС и атомных электростанций (далее — АЭС).

Более того, дополнительным драйвером роста цен является послекризисное восстановление экономики. В то же время цена на электроэнергию, генерируемую ТЭС, зависит от конъюнктуры топливного рынка: рост мировых угольных и в большей степени газовых биржевых индексов в Европе и Азии внес свой вклад в повышение добавленной стоимости отрасли. В условиях сокращения выработки европейских ГЭС и роста котировок на выбросы CO<sub>2</sub> торги на бирже Nord Pool формируют более высокий бенчмарк (относительно прошлого года), что создает причины для еще более стремительного роста индексов рынка на сутки вперед.

С целью выполнения задачи по прогнозированию цены общего рынка электроэнергии ЕАЭС были собраны данные объемов потребления и генерации по видам источников в разрезе стран (на основе данных национальных статистических служб и операторов электроэнергии, а также Международного энергетического агентства). Так как с большой степенью вероятности торги будут осуществляться именно на российской площадке РСВ (вследствие относительно высокой степени ликвидности торгов), как уже упоминалось ранее, а также ввиду схожей сезонности потребления в странах ЕАЭС, дальнейшее прогнозирование цен общего рынка будет осуществляться с использованием модели российского оптового рынка.

#### 4. Моделирование российского оптового рынка электроэнергии

Для анализа в рамках настоящей работы подобрана модификация модели авторегрессионного дробно-интегрированного скользящего среднего ARFIMA (autoregressive fractionally integrated moving average). Модели данного класса ис-

пользуются для анализа временных рядов, в том числе среднее значение которых изменяется во времени или подвержено тренду (циклической составляющей) — то есть нестационарных рядов. Интеграция рядов, то есть взятие разности некоторого порядка, позволяет свести нестационарный временной ряд к стационарному, сохраняя корреляционные и причинно-следственные связи переменных. Используемая модификация инструмента анализа временных рядов ARFIMA позволяет учитывать не только краткосрочную закономерную волатильность выборки (колебания в разрезе выходных, праздничных и будних дней), но и более долгосрочные волны изменений (сезонные колебания) (Liu, Chen and Zhang, 2017).

На основе опыта исследователей, обобщенного ранее, конфигурация теоретической модели для российского ОРЭМ задается следующим образом:

$$P_t = \alpha + \beta_1 P_{t-1} + \beta_2 D_t + \beta_3 M_{it} + \beta_4 C_t + \beta_5 T_t + \beta_6 G_t + \beta_7 A_t + \beta_8 V_t + \varepsilon_t,$$

где  $P_t$  — средняя цена для первой и второй ценовой зоны ОРЭМ в период  $t$ , руб./МВт·ч;

$P_{t-1}$  — средняя цена для первой и второй ценовой зоны ОРЭМ;

$D_t$  — фиктивная переменная, равная 1, если цена установлена в праздничный или выходной день, 0 — в рабочий день;

$M_{it}$  — набор фиктивных переменных месяца, в котором установлена цена, где  $i$  принимает значения от 1 до 11;

$C_t$  — переменная логарифма<sup>9</sup> объема планового потребления на ОРЭМ, тыс. МВт·ч;

$T_t$  — переменная логарифма планового объема выработки ТЭС, тыс. МВт·ч;

$G_t$  — переменная логарифма планового объема выработки ГЭС, тыс. МВт·ч;

$A_t$  — переменная логарифма планового объема выработки АЭС, тыс. МВт·ч;

$V_t$  — переменная логарифма планового объема выработки СЭС и ВЭС, тыс. МВт·ч.

На следующем шаге с целью спецификации аргументов функции (выбора порядка интеграции рядов) ARFIMA были проанализированы автокорреляционная (ACF) и частная автокорреляционная функции (PACF) для временного ряда цен РСВ.

Линейное изменение значений ACF свидетельствует о наличии «случайного блуждания», а значит, подтверждает предположение о нестационарности ряда. Линейно «затухающий» тренд ACF в первых разностях объясняет необходимость использования класса интегрированных моделей. Дальнейшее исследование выбросов функций ACF и PACF указывает на вероятные коэффициенты AR(1) и MA(6) или MA(7).

Таким образом, в качестве потенциальных вариантов модели первоначально были рассмотрены ARFIMA (1; 1; 7) (что равносильно модели ARIMA (1; 1; 7)) и ARFIMA (1; 0,5; 7). При дальнейшем анализе было выявлено, что коэффициенты при переменных MA(6) и MA(7) незначимы. Это учитывается в дальнейшей спецификации модели (2) (табл. 2).

<sup>9</sup> Логарифм используется с целью нормирования величин цены и плановых объемов потребления и выработки.

Таблица 2. Результаты построения модели для российского ОРЭМ

Зависимая переменная	$D(P_p, 1)$	$D(P_p, 0,5)$
Регрессор	(1)	(2)
Const	-10922,1 (13 032,7)	-11 351,0 (13 063,3)
$P_{t-1}$	-1,4*** (0,1)	-0,4*** (0,1)
D	14,7** (6,5)	15,7** (6,3)
$M_1$	-63,2** (27,6)	-62,1** (27,4)
$M_2$	-69,6* (36,1)	-69,5* (36,0)
$M_3$	-58,2 (42,0)	-55,3 (41,9)
$M_4$	-6,9 (45,7)	0,1 (45,5)
$M_5$	33,6 (48,4)	46,9 (48,2)
$M_6$	71,9 (48,0)	87,4* (47,8)
$M_7$	84,6* (46,4)	96,5** (46,2)
$M_8$	97,8** (43,6)	106,3** (43,4)
$M_9$	77,8* (38,5)	84,8* (38,5)
$M_{10}$	85,5*** (30,5)	88,9*** (30,4)
$M_{11}$	-19,5 (22,4)	-18,6 (22,3)
C	957,2 (1636,1)	993,5 (1640,3)
T	1123,1*** (103,1)	1135,7*** (100,2)
G	-316,5*** (93,5)	-306,9*** (92,3)
A	-222,8*** (76,5)	-224,5*** (76,1)
V	-5,8 (7,6)	-5,7 (7,6)
AR(1)	1,0*** (0,005)	1,0*** (0,004)
MA(1)	0,005 (0,1)	0,004 (0,1)
MA(2)	-0,3*** (0,04)	-0,3*** (0,04)
MA(3)	-0,1*** (0,03)	-0,2*** (0,03)
MA(4)	-0,1*** (0,03)	-0,1*** (0,03)
MA(5)	-0,1*** (0,03)	-0,1*** (0,03)
MA(6)	-0,01 (0,03)	
MA(7)	0,1 (0,03)	
$R^2$ скорректированный	0,42	0,76
Число наблюдений	1093	1093
Информационный критерий Акаике (AIC)	10,8	10,8
Критерий Шварца (SIC)	10,9	10,9
Информационный критерий Ханнана — Куина	10,8	10,8
Статистика Дарбина — Уотсона	2,0	2,0

Примечание. В скобках указаны стандартные ошибки; знаками \*, \*\*, \*\*\* обозначаются 1-; 5-; 10%-ные уровни значимости.

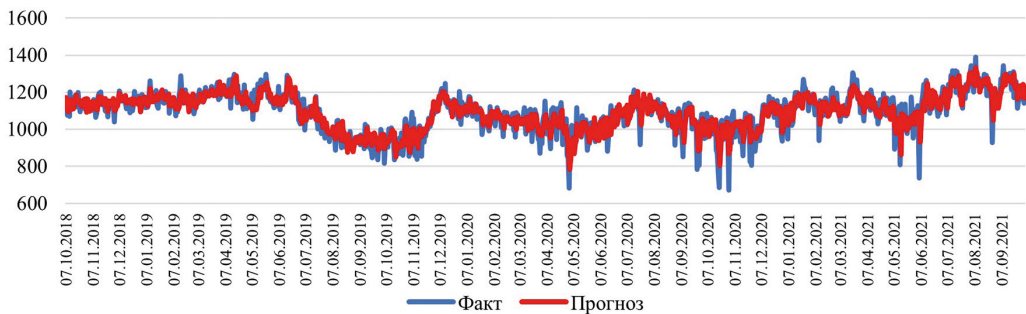


Рис. 2. Фактические и прогнозные значения цен на электроэнергию по результатам регрессии (2) для российского ОРЭМ, руб./МВт·ч

Переход к дробно-интегрированной модели помогает увеличить точность прогнозирования, что отражается в значительном увеличении скорректированного коэффициента детерминации. Устойчивость результатов также подтверждается совпадением функций фактических и прогнозных значений регрессии (рис. 2).

### **Эффекты для российского рынка**

Для соответствия условиям моделирования необходимы ежедневные данные, однако ввиду отраслевой специфики такая статистика по всем странам ЕАЭС недоступна. Поэтому ежедневные объемы потребления и генерации будут оценены исходя из данных ежемесячной периодичности. Моделирование общего рынка электроэнергии ЕАЭС и отдельно взятого российского рынка будет осуществлено по состоянию на 5 октября 2021 г. (табл. 3), так как построенная модель технически требует включения именно дневного значения для осуществления прогнозирования. Однако необходимо исключить вероятность случайных выбросов на указанную дату. Как показывает анализ динамики дневных цен с 1 сентября по 31 октября 2021 г., дневной прирост цен 5 октября 2021 г. находился в границах среднего дневного колебания индексов РСВ за указанный период (рис. 3).

В результате интеграции описанных значений в модель российского ОРЭМ прогнозный уровень биржевого индикатора для общего рынка составил 1566 руб./МВт·ч. В свою очередь, фактическое значение индекса ОРЭМ, среднего для первой и второй ценовых зон российского рынка электроэнергии, по состоянию на 5 октября 2021 г. достигло отметки в 1240,78 руб./МВт·ч.

### **Заключение**

Сравнение прогнозной цены с фактически установившейся на ОРЭМ или статус-кво ОРЭМ и интеграционной дискретной альтернативы приводит к следующим результатам. Мы предполагаем, что превышение цены общего рынка над ценой на ОРЭМ создаст стимулы для российских производителей на общем рынке в рамках торговли в двух различных секциях или «двух стаканов» биржи в силу более высокой маржинальности поставок на общий рынок. Для потребителей же оптового сегмента такое распределение цен создаст условия, в которых выгоднее приобретать электроэнергию во внутренней секции рынка. Возникший диспаритет спроса

Таблица 3. Оценка параметров рынка на 5 октября 2021 г., МВт·ч

Показатель	Республика Армения <sup>1</sup>	Республика Беларусь <sup>2</sup>	Республика Казахстан <sup>3</sup>	Республика Кыргызстан <sup>4</sup>	Россия (1-я и 2-я ценовые зоны)
Объем потребления	15 665	102 454	287 132	33 871	2 769 546
Объем выработки ТЭС	8187	106 868	268 039	3376	1 682 652
Объем выработки ГЭС	4584	944	23 677	37 255	494 838
Объем выработки АЭС	8645	0	0	0	634 597
Объем выработки ВИЭ	433	927	4190	0	33 562

Примечание. <sup>1</sup> Плановые ежемесячные значения, оцененные ЗАО «Оператор электроэнергетической системы»<sup>10</sup>.

<sup>2</sup> Оцененные значения на основе данных Национального статистического комитета Республики Беларусь за 2019 г.<sup>11</sup>.

<sup>3</sup> Приведены значения на октябрь 2019 г.<sup>12</sup>, так как база 2020 г. низкая ввиду кризисного периода, а в октябре 2021 г. произошло аварийное отключение трех электростанций Казахстана<sup>13</sup>.

<sup>4</sup> Оцененные значения на основе данных МЭА за 2019 г.<sup>14</sup>.

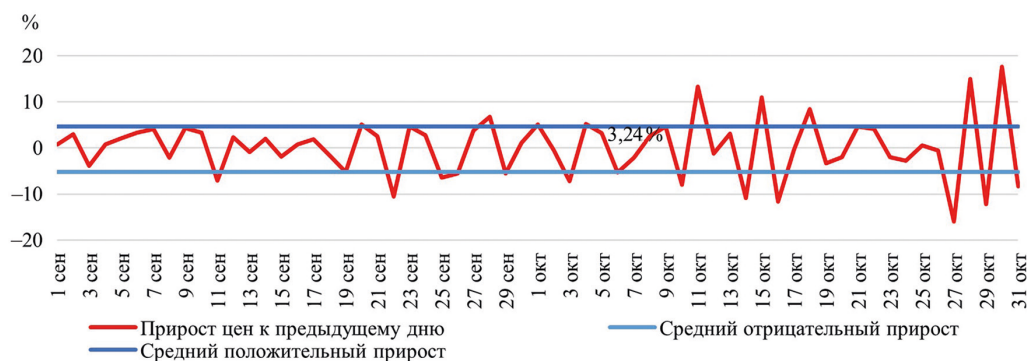


Рис. 3. Отклонение цен на электроэнергию с 1 сентября по 31 октября от средних их колебаний за данный период для российского ОРЭМ, %

<sup>10</sup> ЗАО «Оператор электроэнергетической системы». (2021) *Электроэнергетика Республики Армения: ежемесячный баланс*. URL: <http://www.energyoperator.am/information.html> (дата обращения: 21.11.2021).

<sup>11</sup> Национальный статистический комитет Республики Беларусь. (2021) *Топливо-энергетические балансы*. URL: <https://www.belstat.gov.by/ofitsialnaya-statistika/realny-sector-ekonomiki/energeticheskaya-statistika/anual-dannye/toplivno-energeticheskie-balansy/> (дата обращения: 21.11.2021).

<sup>12</sup> Samruk Energy. (2019) *Аналитический обзор «Анализ рынка электроэнергии и угля РК»*. URL: <https://www.samruk-energy.kz/ru/press-center/analytical-review#2019> (дата обращения: 21.11.2021).

<sup>13</sup> ТАСС. (2021) *На трех электростанциях в Казахстане аварийно отключились крупные энергоблоки*. URL: <https://tass.ru/proisshestiya/12671947> (дата обращения: 21.11.2021).

<sup>14</sup> МЭА. (2021) *Kyrgyzstan*. URL: <https://www.iea.org/countries/kyrgyzstan> (дата обращения: 21.11.2021).

и предложения потенциально создает риски дефицита электроэнергии на внутреннем рынке. В свою очередь, недостаток электроэнергии в границах российского рынка может вызвать рост цен по аналогии с нефтепродуктовым рынком в конце 2020 г. — большей части 2021 г., когда высокие цены на нефть снижали маржинальность поставок для внутреннего потребления.

Более того, мы предполагаем, что установление цены общего рынка выше внутреннего может снизить стимулы генераторов к повышению энергоэффективности в среднесрочном периоде: относительно конкурентоспособные российские производители (готовые продавать и по более низкой цене) смогут без изменения структуры издержек получать дополнительную прибыль при росте уровня котировок, так что инвестиции в повышение энергоэффективности уже не будут необходимыми для обеспечения достаточной рентабельности.

Таким образом, в текущей технологической конфигурации при выполнении заложенных в модели предпосылок эффекты для российской стороны от создания общего рынка электроэнергии ЕАЭС можно условно разделить на краткосрочные и долгосрочные:

— к краткосрочным эффектам интеграции для производителей электроэнергии в России относится расширение экспортного потенциала генерирующих субъектов российского рынка и увеличение прибыли без изменения структуры издержек генерации, для потребителей — риски роста цен на внутреннем рынке из-за возможного диспаритета спроса и предложения;

— среди долгосрочных эффектов образования общего рынка электроэнергии стран ЕАЭС для производителей электроэнергии возможно выделить отсутствие стимулов российских генераторов к повышению энергоэффективности выработки электроэнергии. В результате в условиях повышения энергоэффективности генерирующих компаний других стран российские производители могут оказаться в наименее конкурентоспособном положении в долгосрочной перспективе, потеряв при этом долю внутреннего рынка за счет переключения потребителей на внешних поставщиков.

Однако следует заметить, что в модели имеется ряд методологических предпосылок и рассмотрен крайний случай либерализации рынка, когда уже действующие продавцы ОРЭМ и все производители Армении, Казахстана, Киргизии и Беларуси откажутся от внутренних моделей рынка в пользу общей биржевой (на основании низкой совместимости существующих отраслевых структур). Таким образом, для дальнейшего исследования могут быть внесены долевые корректировки, отражающие стимулы стороны к участию в торгах в рамках общего рынка электроэнергии ЕАЭС.

## Литература

- Гибадуллин, А. А., Пуляева, В. Н. и Ерыгин, Ю. В. (2019) 'Функционирование региональных электроэнергетических комплексов в период их интеграции', *Мир экономики и управления*, 19 (3), с. 73–85.
- Динец, Д. и Сокольников, М. (2018) 'Потенциал и факторы развития генерации электроэнергии в рамках концепции общего рынка электроэнергии в ЕАЭС', *Постсоветский материк*, 3 (3), с. 142–149.
- Золотова, И. Ю. и Дворкин, В. В. (2017) 'Краткосрочное прогнозирование цен на российском оптовом рынке электроэнергии на основе нейронных сетей', *Проблемы прогнозирования*, 6, с. 47–57.

- Зорина, Т. Г. (2018) 'Выбор оптимальной модели функционирования объединенной энергосистемы Республики Беларусь в условиях интеграции в нее БЕЛАЭС и формирования общего электроэнергетического рынка ЕАЭС', в Шимов В. Н. (ред.) *Научные труды Белорусского государственного экономического университета*, БГЭУ, с. 217–224.
- Колобов, О. Э. (2012) 'Проблемы и перспективы завершения строительства единого рынка электроэнергии в Европейском союзе', *Вестник международных организаций: образование, наука, новая экономика*, 7(3), с. 184–198.
- Кусый, М. Ю. и Королев, О. Л. (2016) 'Концептуальная модель определения цены на электроэнергию', *Научный вестник: финансы, банки, инвестиции*, 4 (37), с. 147–151.
- Лисин, Е. М., Стриелковски, В., Григорьева, А. Н. и Анисимова, Ю. А. (2013) 'Современные подходы к разработке моделей рынков электроэнергии и исследованию влияния рыночной силы на конъюнктуру энергорынка', *Вектор науки Тольяттинского государственного университета*, 1, с. 188–197.
- Лисин, Е., Епифанов, В. и Масютин, С. (2018) 'Экономические аспекты формирования объединенных электроэнергетических рынков', *Terra Economicus*, 16 (3).
- Маркаров, А. А. и Давтян, В. С. (2021) 'Интеграция Армении в общий электроэнергетический рынок ЕАЭС: риски и возможности', *Геоэкономика энергетики*, 14 (2), с. 124–138.
- Щетинин, Е. Ю. (2008) 'Методы моделирования и прогнозирования спотовых цен на электроэнергию', *Финансовая аналитика: проблемы и решения*, 11, с. 78–83.
- Cepeda, M. (2018) 'Assessing cross-border integration of capacity mechanisms in coupled electricity markets', *Energy Policy*, 119, pp. 28–40.
- Chan, K. F. and Gray, P. (2006) 'Using extreme value theory to measure value-at-risk for daily electricity spot prices', *International Journal of forecasting*, 22 (2), pp. 283–300.
- Chattopadhyay, D., Chitkara, P., Curiel, I. D. and Draugelis, G. (2020) 'Cross-Border Interconnectors in South Asia: Market-Oriented Dispatch and Planning', *IEEE Access*, 8, pp. 120361–120374.
- Ciarreta, A. and Zarraga, A. (2010) 'Economic growth–electricity consumption causality in 12 European countries: A dynamic panel data approach', *Energy policy*, 38 (7), pp. 3790–3796.
- Escribano, Á., Villaplana, Conde and Peña, J. I. (2002) *Modeling electricity prices: international evidence*, we022708, Universidad Carlos III de Madrid. Departamento de Economía.
- Eser, P., Chokani, N. and Abhari, R. (2018) 'Trade-offs between integration and isolation in Switzerland's energy policy', *Energy*, 150, pp. 19–27.
- Goto, M. and Karolyi, G. A. (2004) 'Understanding electricity price volatility within and across markets', *Dice Center Working Paper No. 2004–12*.
- Grote, F., Maaz, A., Drees, T. and Moser, A. (2015) 'Modeling of electricity pricing in European market simulations', in *12<sup>th</sup> International Conference on the European Energy Market (EEM), May 2015*, pp. 1–5.
- Hadsell, L., Marathe, A. and Shawky, H. A. (2004) 'Estimating the volatility of wholesale electricity spot prices in the US', *The Energy Journal*, 25 (4).
- Higgs, H. and Worthington, A. C. (2005) 'Systematic features of high-frequency volatility in Australian electricity markets: Intraday patterns, information arrival and calendar effects', *The Energy Journal*, 26 (4).
- Keles, D., Dehler-Holland, J., Densing, M., Panos, E. and Hack, F. (2020) 'Cross-border effects in interconnected electricity markets — an analysis of the Swiss electricity prices', *Energy Economics*, 90.
- Knittel, C. R. and Roberts, M. R. (2001) 'An empirical examination of deregulated electricity prices', PWP-087, University of California Energy Institute. URL: <http://www.ucei.berkeley.edu/ucei/pwrpubs/pwp087.html> (дата обращения: 10.02.2022).
- Koopman, S. J., Ooms, M. and Carnero, M. A. (2007) 'Periodic seasonal Reg-ARFIMA-GARCH models for daily electricity spot prices', *Journal of the American Statistical Association*, 102 (477), pp. 16–27.
- Liu, K., Chen, Y. and Zhang, X. (2017) 'An evaluation of ARFIMA (autoregressive fractional integral moving average) programs', *Axioms*, 6 (2), p. 16.
- Mukherjee, S., Das, M. and Debnath, P. (2021) 'Cross Border Energy Transactions in India: Present and Future', in *6<sup>th</sup> Asia Conference on Power and Electrical Engineering, April 2021*, pp. 583–589.
- Pollitt, M. G. (2019) 'The European single market in electricity: an economic assessment', *Review of Industrial Organization*, 55 (1), pp. 63–87.
- Robinson, T. A. and Taylor, M. P. (1998) 'Regulatory uncertainty and the volatility of regional electricity company share prices: the economic consequences of Professor Littlechild', *Bulletin of Economic Research*, 50 (1), pp. 37–46.
- Weiss, O., Pareschi, G., Georges, G. and Boulouchos, K. (2021) 'The Swiss energy transition: Policies to address the Energy Trilemma', *Energy Policy*, 148, 111926 p.



- Worthington, A. C. and Higgs, H. (2010) 'Modelling spot prices in deregulated wholesale electricity markets: A selected empirical review', *Energy Studies Review*, 17 (1).
- Worthington, A., Kay-Spratley, A. and Higgs, H. (2005) 'Transmission of prices and price volatility in Australian electricity spot markets: a multivariate GARCH analysis', *Energy Economics*, 27 (2), pp. 337–350.

Статья поступила в редакцию: 21.02.2022  
Статья рекомендована к печати: 22.09.2022

#### Контактная информация:

Коломиец Александра Романовна — аспирант; kolomiec@econ.msu.ru  
Курдин Александр Александрович — канд. экон. наук; aakurdin@gmail.com

### Common electricity market of the EEU: Effects for Russia\*

A. R. Kolomiets<sup>1,2</sup>, A. A. Kurdin<sup>1,2,3</sup>

<sup>1</sup> Analytical Center for the Government of the Russian Federation,  
12, pr. Akademika Sakharova, Moscow, 107078, Russian Federation

<sup>2</sup> Lomonosov Moscow State University,  
1, Leninskie Gory, Moscow, 119991, Russian Federation

<sup>3</sup> Russian Presidential Academy of National Economy and Public Administration,  
82, pr. Vernadskogo, Moscow, 119571, Russian Federation

**For citation:** Kolomiets, A. R. and Kurdin, A. A. (2022) 'Common electricity market of the EEU: Effects for Russia', *St Petersburg University Journal of Economic Studies*, 38 (4), pp. 532–550.  
<https://doi.org/10.21638/spbu05.2022.403> (In Russian)

The integration of the EEU economic space includes measures directed to create common electric power markets, however, theoretical and empirical scientific research does not allow us to speak unequivocally about the positive effects for all participants of such an integration alliance. The issue of creating a common electricity market of the EEU countries is also quite controversial in practice due to a number of existing regulatory and technical barriers. The presented work is proposed to consider the possible consequences of the creation of wholesale electricity markets for Russia. The author, using the autoregressive fractional-integrated moving average model, shows that the creation of a common electricity market of the EEU countries may be premature at the current level of technical capabilities and the structure of national markets. Obtained as a result of modeling forecast price of the general market exceeds the price of the domestic wholesale market in Russia. It can cause a disparity in supply and demand on the domestic and the general markets, that increases in prices for the domestic buyers with some probability. Thus, the integration effects of the creation of a common electricity market may not always be positive for all parties to the agreement, which means that the overall gain from lower electricity prices under such an agreement requires a comparison of the costs and benefits of the agent making the decision to join such an alliance.

**Keywords:** national wholesale electricity markets, integration of electricity markets, common electricity market of the EEU, pricing in the electricity markets of the EEU, price forecasting.

#### References

- Cepeda, M. (2018) 'Assessing cross-border integration of capacity mechanisms in coupled electricity markets', *Energy Policy*, 119, pp. 28–40.
- Chan, K. F. and Gray, P. (2006) 'Using extreme value theory to measure value-at-risk for daily electricity spot prices', *International Journal of forecasting*, 22 (2), pp. 283–300.

---

\* The article is prepared within the RANEPА state assignment.

- Chattopadhyay, D., Chitkara, P., Curiel, I.D. and Draugelis, G. (2020) 'Cross-Border Interconnectors in South Asia: Market-Oriented Dispatch and Planning', *IEEE Access*, 8, pp. 120361–120374.
- Ciarreta, A. and Zarraga, A. (2010) 'Economic growth-electricity consumption causality in 12 European countries: A dynamic panel data approach', *Energy policy*, 38 (7), pp. 3790–3796.
- Dinets, D. and Sokolnikov, M. (2018) 'Potential and factors of development of electricity generation within the framework of the concept of a common electricity market in the EAEU', *Post-Soviet Continent*, 3 (3), pp. 142–149. (In Russian)
- Escribano Á., Villaplana Conde and Peña, J.I. (2002) *Modeling electricity prices: international evidence*, we022708, Universidad Carlos III de Madrid. Departamento de Economía.
- Eser, P., Chokani, N. and Abhari, R. (2018) 'Trade-offs between integration and isolation in Switzerland's energy policy', *Energy*, 150, pp. 19–27.
- Gibadullin, A. A., Pulyaeva, V.N. and Erygin, Yu. V. (2019) 'Functioning of regional electric power complexes in the period of their integration', *World of Economics and Management*, 19 (3), pp. 73–85. (In Russian)
- Goto, M. and Karolyi, G. A. (2004) 'Understanding electricity price volatility within and across markets', *Dice Center Working Paper No. 2004–12*.
- Grote, F., Maaz, A., Drees, T. and Moser, A. (2015) 'Modeling of electricity pricing in European market simulations', in *12<sup>th</sup> International Conference on the European Energy Market (EEM), May 2015*, pp. 1–5.
- Hadsell, L., Marathe, A. and Shawky, H. A. (2004) 'Estimating the volatility of wholesale electricity spot prices in the US', *The Energy Journal*, 25 (4).
- Higgs, H. and Worthington, A. C. (2005) 'Systematic features of high-frequency volatility in Australian electricity markets: Intraday patterns, information arrival and calendar effects', *The Energy Journal*, 26 (4).
- Keles, D., Dehler-Holland, J., Densing, M., Panos, E. and Hack, F. (2020) 'Cross-border effects in interconnected electricity markets — an analysis of the Swiss electricity prices', *Energy Economics*, 90.
- Knittel, C. R. and Roberts, M. R. (2001) 'An empirical examination of deregulated electricity prices', *PWP-087*, University of California Energy Institute. Available at: <http://www.ucei.berkeley.edu/ucei/pwrpubs/pwp087.html> (accessed: 10.02.2022).
- Kolobov, O. E. (2012) 'Problems and prospects for completing the construction of a single electricity market in the European Union', *Bulletin of international organizations: education, science, new economy*, 7 (3), pp. 184–198. (In Russian)
- Koopman, S. J., Ooms, M. and Carnero, M. A. (2007) 'Periodic seasonal Reg-ARFIMA-GARCH models for daily electricity spot prices', *Journal of the American Statistical Association* 102 (477), pp. 16–27.
- Kussy, M. Yu. and Korolev, O. L. (2016) 'Conceptual model for determining the price of electricity', *Scientific Bulletin: finance, banks, investments*, 4 (37), pp. 147–151. (In Russian)
- Lisin, E. M., Strielkovski, V., Grigorieva, A. N. and Anisimova, Y. A. (2013) 'Modern approaches to the development of models of electricity markets and the study of the influence of market power on the energy market', *Vector of Science of Togliatti State University*, 1, pp. 188–197. (In Russian)
- Lisin, E., Epifanov, V. and Masyutin, S. (2018) 'Economic aspects of the formation of united electric power markets', *Terra Economicus*, 16 (3). (In Russian)
- Liu, K., Chen, Y. and Zhang, X. (2017) 'An evaluation of ARFIMA (autoregressive fractional integral moving average) programs', *Axioms*, 6 (2), p. 16.
- Markarov, A. A. and Davtyan, V. S. (2021) 'Armenia's integration into the EEU common electricity market: risks and opportunities', *Geoeconomics of Energy*, 14 (2), pp. 124–138. (In Russian)
- Mukherjee, S., Das, M. and Debnath, P. (2021) 'Cross Border Energy Transactions in India: Present and Future', in *6<sup>th</sup> Asia Conference on Power and Electrical Engineering, April 2021*, pp. 583–589.
- Pollitt, M. G. (2019) 'The European single market in electricity: an economic assessment', *Review of Industrial Organization*, 55 (1), pp. 63–87.
- Robinson, T. A. and Taylor, M. P. (1998) 'Regulatory uncertainty and the volatility of regional electricity company share prices: the economic consequences of Professor Littlechild', *Bulletin of Economic Research*, 50 (1), pp. 37–46.
- Shchetinin, E. Yu. (2008) 'Methods for modeling and forecasting spot prices for electricity', *Financial Analytics: Problems and Solutions*, 11, pp. 78–83. (In Russian)
- Weiss, O., Pareschi, G., Georges, G. and Boulouchos, K. (2021) 'The Swiss energy transition: Policies to address the Energy Trilemma', *Energy Policy*, 148, 111926 p.
- Worthington, A. C. and Higgs, H. (2010) 'Modelling spot prices in deregulated wholesale electricity markets: A selected empirical review', *Energy Studies Review*, 17 (1).

- Worthington, A., Kay-Spratley, A. and Higgs, H. (2005) 'Transmission of prices and price volatility in Australian electricity spot markets: a multivariate GARCH analysis', *Energy Economics*, 27 (2), pp. 337–350.
- Zolotova, I. Yu. and Dvorkin, V. V. (2017) 'Short-term forecasting of prices in the Russian wholesale electricity market based on neural networks', *Forecasting problems*, 6, pp. 47–57. (In Russian)
- Zorina, T. G. (2018) 'Choosing the optimal model for the functioning of the unified energy system of the Republic of Belarus in the context of the integration of the Belarusian NPP into it and the formation of the common electric power market of the EAEU', in Shimov, V. N. (ed.) *Scientific Works of the Belarusian State University of Economics*, BSEU, pp. 217–224. (In Russian)

Received: 21.02.2022

Accepted: 22.09.2022

**Authors' information:**

*Alexandra R. Kolomiets* — Postgraduate Student; kolomic@econ.msu.ru

*Alexander A. Kurdin* — PhD in Economics; aakurdin@gmail.com