

КОНКУРЕНТНИЙ РИНОК ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ: ТЕОРЕТИЧНІ ПІДХОДИ ТА МОДЕЛІ ФОРМУВАННЯ

© 2020 КИЗИМ М. О., САЛАШЕНКО Т. І.

УДК 330.34

JEL Classification: B40; L10; L94

Кизим М. О., Салашенко Т. І.

Конкурентний ринок електроенергії: теоретичні підходи та моделі формування

У статті наведено теоретичні підходи формування конкурентного ринку електричної енергії: централізований та децентралізований, вибір з-поміж яких залежить від ступеня збалансованості фізичних і комерційних потоків електричної енергії в енергосистемі, що обумовлює особливості моделювання ринку. Незалежно від підходу побудова моделі конкурентного ринку електроенергії спирається на обґрунтування 7 ключових детермінант, серед яких: географічне розмежування, спосіб диспетчеризації, ринкова інфраструктура, часове масштабування, форми торгівлі, методи ціноутворення та продуктова диверсифікація. У світі наявний суперечливий досвід, та немає універсальної моделі конкурентного ринку електричної енергії. Проаналізовані моделі ЄС, США та Австралії свідчать про їх суттєві відмінності. В ЄС впроваджено децентралізований підхід та створено чотири сегментарну модель конкурентного ринку електроенергії із зональним розмежуванням енергосистем, тоді як в США та Австралії – централізований підхід із нодальним розмежуванням, і створено дво- та односегментарну моделі відповідно. Наведені у статті моделі конкурентного ринку електричної енергії також різняться за способами диспетчеризації, формами торгівлі та продуктами. Єдиною їх спільною рисою є орієнтація на маржинальний метод ціноутворення, хоча в кожній з моделей він має специфічні особливості. Україна впровадила квазіконкурентний ринок електроенергії за європейською моделлю. виправлення вад цієї моделі має відбуватися з урахуванням особливостей національної енергосистеми та найуспішнішого досвіду в лібералізації ринків електроенергії інших країн світу, а не тільки ЄС.

Ключові слова: електроенергія, ринок електричної енергії, балансування, енергосистема, лібералізація, конкуренція.

DOI: <https://doi.org/10.32983/2222-0712-2020-2-130-143>

Рис.: 2. **Табл.:** 2. **Бібл.:** 45.

Кизим Микола Олександрович – доктор економічних наук, професор, член-кореспондент НАН України, директор Науково-дослідного центру індустріальних проблем розвитку НАН України (пров. Інженерний, 1а, 2 пов., Харків, 61166, Україна)

E-mail: m.kyzym@gmail.com

ORCID: <http://orcid.org/0000-0001-8948-2656>

Researcher ID: <http://www.researcherid.com/Y-5422-2019>

SPIN: <http://elibrary.ru/7616-1550>

Scopus Author ID: 57216130870

Салашенко Тетяна Ігорівна – кандидат економічних наук, старший науковий співробітник відділу промислової політики та енергетичної безпеки, Науково-дослідний центр індустріальних проблем розвитку НАН України (пров. Інженерний, 1а, 2 пов., Харків, 61166, Україна)

E-mail: tisandch@gmail.com

ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-1822-5836>

Researcher ID: <http://www.researcherid.com/V-3701-2017>

УДК 330.34

JEL Classification: B40; L10; L94

Кизим Н. А., Салашенко Т. И. Конкурентный рынок электроэнергии: теоретические подходы и модели формирования

В статье представлены теоретические подходы к формированию конкурентного рынка электроэнергии: централизованный и децентрализованный, выбор среди которых зависит от степени сбалансированности физических и коммерческих потоков электроэнергии в энергосистеме, что обуславливает особенности моделирования рынка. Независимо от подхода построение модели конкурентного рынка электроэнергии опирается на обоснование его 7 ключевых детерминант, среди которых: географическое разграничение, способ диспетчеризации, рыночная инфраструктура, временное масштабирование, формы торговли, методы ценообразования и продуктовая диверсификация. В мире имеется противоречивый опыт, и нет универсальной модели конкурентного рынка электрической энергии. Проанализированные модели ЕС, США и Австралии свидетельствуют

UDC 330.34

JEL Classification: B40; L10; L94

Kyzym M. O., Salashenko T. I. Competitive Electricity Markets: Theoretical Approaches and Formation Models

The article presents theoretical approaches to formation of a competitive electricity market: centralized and decentralized ones, making a choice between which depends on the degree of balance of physical and commercial electricity flows in the energy system, which determines the features of market modeling. Regardless of the approach, the modeling of a competitive electricity market is based on justifying its 7 key determinants including geographical delimitation, dispatch method, market infrastructure, time scaling, forms of trade, pricing methods, and product diversification. There is conflicting experience in the world concerning a competitive electricity market and no universal model of it. The analyzed models of the EU, USA and Australia show their significant differences. The decentralized approach was applied in the EU and a four-segment model of a competitive electricity market with zonal delimitation of energy systems was created. In the USA and Australia,

об их существенных различиях. В ЕС внедрен децентрализованный подход, и создана четырехсегментарная модель конкурентного рынка электроэнергии с зональным разграничением энергосистем, тогда как в США и Австралии – централизованный подход с нодальным разграничением энергосистем, и создана двух- и односегментарная модели соответственно. Представленные в статье модели конкурентного рынка электроэнергии также различаются по способам диспетчеризации, формам торговли и продуктам. Единственной их общей чертой является ориентация на маржинальный метод ценообразования, хотя в каждой из моделей он имеет специфические особенности. Украина внедрила квазиконкурентный рынок электроэнергии европейской модели. Исправление изъянов этой модели должно происходить с учетом особенностей национальной энергосистемы и успешного опыта по либерализации рынков электроэнергии других стран мира, а не только ЕС.

Ключевые слова: электроэнергия, рынок электрической энергии, балансирование, энергосистема, либерализация, конкуренция.

Рис.: 2. Табл.: 2. Библ.: 45.

Кизим Николай Александрович – доктор экономических наук, профессор, член-корреспондент НАН Украины, директор Научно-исследовательского центра промышленных проблем развития НАН Украины (пер. Инженерный, 1а, 2 эт., Харьков, 61166, Украина)

E-mail: m.kyzym@gmail.com

ORCID: <http://orcid.org/0000-0001-8948-2656>

Researcher ID: <http://www.researcherid.com/Y-5422-2019>

SPIN: <http://elibrary.ru/7616-1550>

Scopus Author ID: 57216130870

Салашенко Татьяна Игоревна – кандидат экономических наук, старший научный сотрудник отдела промышленной политики и энергетической безопасности, Научно-исследовательский центр промышленных проблем развития НАН Украины (пер. Инженерный, 1а, 2 эт., Харьков, 61166, Украина)

E-mail: tisanich@gmail.com

ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-1822-5836>

Researcher ID: <http://www.researcherid.com/V-3701-2017>

the centralized approach with nodal delimitation of energy systems was used, and two- and one-segment models were created, respectively. The models of a competitive electricity market presented in the article also differ in dispatch methods, forms of trade, and products. Their only common characteristic is the orientation towards marginal pricing, although in each of the models it has specific features. Ukraine has formed a quasi-competitive electricity market using the European model. The correction of flaws of this model should be made with regard to the characteristics of the national energy system and the successful experience in liberalizing the electricity markets of other countries of the world, not just that of the EU.

Keywords: electricity, electricity market, balancing, energy system, liberalization, competition.

Fig.: 2. Tabl.: 2. Bibl.: 45.

Kyzym Mykola O. – Doctor of Sciences (Economics), Professor, Corresponding Member of NAS of Ukraine, Director of the Research Centre of Industrial Problems of Development of NAS of Ukraine (2 floor 1a Inzhenernyi Ln., Kharkiv, 61166, Ukraine)

E-mail: m.kyzym@gmail.com

ORCID: <http://orcid.org/0000-0001-8948-2656>

Researcher ID: <http://www.researcherid.com/Y-5422-2019>

SPIN: <http://elibrary.ru/7616-1550>

Scopus Author ID: 57216130870

Salashenko Tatiana I. – Candidate of Sciences (Economics), Senior Research Fellow of the Department of Industrial Policy and Energy Security, Research Centre of Industrial Problems of Development of NAS of Ukraine (2 floor 1a Inzhenernyi Ln., Kharkiv, 61166, Ukraine)

E-mail: tisanich@gmail.com

ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-1822-5836>

Researcher ID: <http://www.researcherid.com/V-3701-2017>

Вступ. Відкриття конкуренції на ринку електроенергії (РЕЕ) переслідує мету забезпечення вільного вибору споживачами виробників і постачальників електроенергії (ЕЕ), які здатні будуть задовольнити їх інтереси за найменших витрат на її придбання. Однак ЕЕ є специфічним продуктом, який має певні обмеження у ланцюзі постачання, ключовим з яких є вимога перманентного балансування попиту і пропозиції у всій енергосистемі. Означене обумовлює складність будови моделей РЕЕ. Наразі в світі наявний суперечливий досвід лібералізації РЕЕ: жодній країні не вдалося досягти бажаного рівня ефективності в конкуренції на РЕЕ, який би гарантував зниження поточних споживчих витрат і довгостроковий сталий розвиток енергосистеми. Водночас ідеалізація переваг вільної торгівлі ЕЕ підриває поточну ефективність функціонування та сталий розвиток енергосистем.

Проблема лібералізації РЕЕ в світі стала особливо актуальною протягом останніх двох десятиліть з часів відокремлення ринкових функцій (виробництва та постачання) від фізичних (транспортівання та розподілу), якій присвячені дослідження багатьох вчених [2–9; 11; 13–18] та ін-

ших, а також окремі дослідження провідних енергетичних організацій, серед яких Агентство з кооперації енергетичних регуляторів (ACER), Рада європейських енергетичних регуляторів (CEER), Європейська мережа системних операторів передачі електроенергії (ENTSO-E), Міжнародне енергетичне агентство (IEA) [1; 25; 28; 34] та ін. Водночас ціла низка питань, які стосуються проблеми формування конкурентного РЕЕ, залишаються невирішеними, зокрема обґрунтування особливостей їх моделювання.

Метою статті є теоретичне обґрунтування підходів та моделей до формування конкурентного РЕЕ в окремих країнах світу.

Виклад основного матеріалу. Лібералізація РЕЕ спирається на перехід від моделі регульованої монополії до конкурентних механізмів функціонування, де ринок з його «невидимою рукою», а не держава, буде керувати цінами та інвестиціями. Під державним регулюванням залишається лише енергетична інфраструктура, оскільки вона здебільшого заснована на природній монополії. Виділяються два підходи до формування конкурентного РЕЕ: централізований та децентралізований, які передбачають

різні механізми узгодження фізичних і комерційних потоків ЕЕ (табл. 1).

Вибір підходу до формування моделі конкурентного РЕЕ опирається на обґрунтування 7 ключових детермінант: географічної демаркації, способу диспетчеризації, ринкової надбудови, часового масштабування, форм торгівлі, методів ціноутворення, продуктової диверсифікації, особливості кожної з них й обумовлюють надійність його операційного функціонування та керуваність стратегічного розвитку.

1. Необхідність забезпечення вільних перетоків ЕЕ в енергосистемі обумовлює потребу її географічного розмежування. Наразі існують два основні підходи до визначення локальних границь РЕЕ [5; 7]:

- подальше розмежування застосовується у випадку дефіциту пропускних потужностей мереж передачі. Цей підхід враховує всі обмеження енергомережі, тому потреби в ре-диспетчеризації не виникає (комерційні та фізичні потоки ЕЕ збігаються),

оскільки оператор системи завчасно диспетчеризує потрібні одиниці. Однак ціни ЕЕ відрізняються між енерговузлами;

- зональне розмежування передбачає необмежені перетоки ЕЕ в енергосистемі. Такий підхід ігнорує всі обмеження енергомережі, що обумовлює потребу в ре-диспетчеризації в реальному часі акцептованих заявок на строкових сегментах РЕЕ. У цьому випадку зв'язок між комерційними та фізичними потоками ЕЕ сильно спрощений, що обумовлює управління потужностями передачі після визначення результатів ринку. Ціна ЕЕ є єдиною для всієї ринкової зони, а учасники РЕЕ можуть отримувати додатковий дохід при ре-диспетчеризації в реальному часі.

На практиці в кожній енергосистемі існують вузькі місця, що обумовило розвиток комбінованого підходу до управління перевантаженням в енергосистемі – так званий зональний підхід із поточковими ринковими зв'язками, що

Таблиця 1

Підходи до формування моделі конкурентного РЕЕ [1; 4]

Критерій	Децентралізований підхід	Централізований підхід
Координація на фізичних та комерційних потоків ЕЕ	Координації фізичних потоків ЕЕ на строкових РЕЕ не існує	Фізичні та комерційні потоки ЕЕ, скоординовані на спотових РЕЕ (до реального часу поставки)
Спосіб диспетчеризації	Самодиспетчеризації – виробники ЕЕ самостійно визначають оптимальний профіль навантаження	Централізована диспетчеризація – оператор системи від імені споживачів визначає економічно доцільний та технічно можливий профіль навантаження виробників
Втручання оператора системи в діяльність РЕЕ	Не може впливати на результати торгів до настання реального часу фізичної поставки ЕЕ	Може втручатися в результати торгів на строкових сегментах ринку
Тип ринкової інфраструктури	Оператор системи традиційно поєднаний із оператором передачі та відділений від оператора ринку	Оператор системи традиційно відділений від оператора передачі та уособлює також оператора ринку
Збалансованість ринку	Строкові сегменти РЕЕ зазвичай дисбалансовані та не враховують технічні обмеження енергомереж	Строкові сегменти РЕЕ є збалансованими та враховують технічні обмеження енергомереж, а також гнучкість виробників ЕЕ
Прозорість результатів	Прозорі – тільки економічне підґрунтя є основою для акцепту продавців та покупців ЕЕ	Непрозоре – результати торгів встановлюються за оптимізаційною функцією, яка передбачає ітеративний процес врахування технічних обмежень енергосистеми та цінових заявок
Ціноутворення	Цінові пропозиції повинні опиратися виключно на маржинальні витрати. Не існує додаткових цінових надбавок для покриття міжчасових витрат	Цінова пропозиція складається із 3 компонентів: маржинальних витрат, витрат «холостого ходу» та витрат на завантаження. Акцепт пропозицій відбувається за маржинальними витратами, однак існують цінові надбавки виробникам для покриття
Цінова дискримінація	Не існує. Всі акцептовані пропозиції оплачуються за єдиною маржинальною ціною	Кожен виробник отримує оплату за акцептовану пропозицію виходячи з єдиної маржинальної ціни, а також індивідуальних міжчасових витрат
Гнучкість ринку	Гнучкий – учасники ринку в змозі часто та швидко оновлювати свої пропозиції до настання реального часу поставки ЕЕ	Негнучкий – учасник ринку не в змозі змінити свій профіль навантаження до реального часу поставки ЕЕ
Приклад країн	Більшість РЕЕ в Європі	Окремі РЕЕ в США та національний РЕЕ в Австралії

є комбінацією зонального і нодаального підходів. За цього підходу управління пропускними потужностями відбувається частково одночасно із (шляхом визначення критичних ліній) та частково після очищення ринку. Потреба в ре-диспетчеризації не виключається, але її обсяги значно зменшуються. Ціна ЕЕ єдина для всієї ринкової зони, але існують витрати на перевантаження [5; 6].

2. Залежно від прийнятого підходу до будови конкурентного РЕЕ та особливостей географічного розмежування обирається й спосіб диспетчеризації енергосистеми [5–7]:

- за централізованого підходу та нодаального розмежування впроваджується централізована диспетчеризація, за якої учасники ринку подають заявки, а оператор системи акцептує згідного прогнозованого навантаження та фізичних можливостей енергосистеми;
- за децентралізованого підходу та зонального розмежування найчастіше використовується самодиспетчеризація, де заявки приймаються та акцептуються виключно згідно з комерційної позиції, не враховуючи фізичні можливості енергосистеми.

3. Створення конкурентного РЕЕ передбачає запровадження певних правил його функціонування, за дотриманням яких стежать певні учасники, які формально перебувають над відносинами купівлі-продажу ЕЕ, створюючи ринкову інфраструктуру необхідну для його нормального функціонування. До таких учасників РЕЕ належать [2; 3]:

- оператор ринку, який керує торговими платформами, отримує, відбирає та акцептує заявки купівлі-продажу ЕЕ, проводить транзакції;
- оператор системи, який здійснює диспетчеризацію енергосистеми для збалансування попиту і пропозиції в режимі реального часу;
- оператор передачі, який володіє високовольтними мережами, проводить їх планування, будівництво та обслуговування.

Обґрунтування типу ринкової інфраструктури походить від об'єднаності та збалансованості енергосистеми, що дозволяє коректно скоординувати комерційні та фізичні потоки ЕЕ виходячи зі [3]:

- ступеня розмежування прав власності на активи передачі,
- зв'язку між функціями передачі, балансування системи та ринковими процесами купівлі-продажу ЕЕ.

На окремих конкурентних РЕЕ функції трьох операторів можуть бути поєднані, тоді як у міру розвитку конкуренції та прогресивності енергосистеми відбувається їх розмежування. Наразі традиційними для конкурентних РЕЕ є 2 типи ринкової інфраструктури [2; 3]:

- оператор систем передачі (який одночасно виконує функції оператора передачі та оператора системи) + оператор ринку;
- оператор системи (який і є оператором ринку) + оператор передачі.

4. Особливе місце на конкурентному РЕЕ відводиться формам торгівлі ЕЕ, якими можуть виступати [8]:

- двостороння позабіржова торгівля, де виробники та споживачі (або постачальники) укладають прямі договори і самостійно визначають обсяги купівлі-продажу та ціну ЕЕ, контрактні умови яких є закритими для інших учасників РЕЕ, та сторони самостійно несуть кредитні ризики за угодами;
- організована позабіржова торгівля є похідною формою від першої, основною відмінністю якої є відкриття інформації (реєстрація на торговій платформі) обсягів та цін купівлі-продажу ЕЕ;
- багатостороння біржова торгівля, де учасники можуть залишити свої заявки попиту та пропозиції із зазначенням обсягів і цін. Відбір заявок відбувається на аукціоні.

Біржова торгівля є найбільш прогресивною формою, яка забезпечує недискримінаційний доступ для учасників і прозорість результатів торгів згідно зі встановленими правилами ринку. Існують різні види енергетичних бірж [2; 8]:

- за видом продукту виділяють товарні, на яких торгується ЕЕ, та фінансові, де відбувається торгівля деривативами на ЕЕ;
- за формою організації – односторонні, активні тільки зі сторони продавців або споживачів ЕЕ, та двосторонні, активні як зі сторони виробників, так і зі сторони постачальників / крупних споживачів;
- за характером участі – добровільні й обов'язкові;
- за ступенем відкритості – відкриті, які передбачають розкриття попередньої інформації про подані заявки, та закриті, які відображають тільки кінцеву інформацію про результати торгів.

Незалежно від відмінних характеристик енергетичних бірж їх основним завданням є визначення справедливої ціни ЕЕ.

5. Необхідність збалансування попиту і пропозиції в режимі реального часу та прагнення до хеджування ризиків учасниками торгівлі обумовлюють визначення часових границь РЕЕ. Різні часові сегменти РЕЕ переслідують різні цілі функціонування [9]:

- довгостроковий, спрямований на хеджування ризиків учасників короткострокової торгівлі та гарантування повернення капіталовкладень;
- короткостроковий – на максимізацію доходів від продажу та мінімізацію витрат на купівлі ЕЕ як товару;
- реального часу – на балансування виробництва та споживання ЕЕ.

Ці часові границі співвідносяться із різними часовими сегментами торгівлі ЕЕ як товаром. На довгостроковому інтервалі виділяються ф'ючерсна та форвардна торгівля, яка зазвичай відбувається до «відкриття воріт» короткострокових сегментів РЕЕ. Короткострокова або спотова торгівля відбувається до «відкриття воріт» ринку реального часу на ринках на добу наперед (РДН), тобто за одну добу до фактичної поставки ЕЕ, та/або внутрішньодобовому ринку (ВДР), який є ближчим до часу поставки ЕЕ (торгівля закривається від 1 год до 5 хв до фізичного поставки ЕЕ). Балансуючий ринок (БР) функціонує в реальному часі

та передбачає миттєву поставку ЕЕ, тоді як розрахунки за ЕЕ відбуваються постфактум. Оперують довгостроковими сегментами у випадку біржової торгівлі – фінансові та товарні біржі, а у випадку позабіржової – оператор системи як адміністратор розрахунків, тоді як спотовими сегментами – зазвичай енергетичні біржі (оператори ринку) відокремлено або у складі оператора системи. Ринок реального часу зазвичай функціонує під керівництвом або від імені оператора системи. На окремих РЕЕ можуть існувати всі часові сегменти, тоді як інші функціонують у режимі реального часу.

6. Формування конкурентної моделі РЕЕ має на меті встановлення справедливих цін на ЕЕ, вільних від державного регулювання. Наразі існує декілька таких методів ціноутворення на РЕЕ:

- договірні ціни застосовуються на позабіржовому ринку і є предметом закритих домовленостей двох сторін;
- заявлені ціни притаманні біржовому ринку, де акцептуються заявки за різними цінами купівлі-продажу ЕЕ;
- маржинальні ціни, коли встановлюється єдина оптова ринкова ціна, яка дорівнює ранжованій ціні останнього енергоблоку, який братиме участь у покритті навантаження;
- середньозважена єдина ціна, де виробники подають заявки, а оператор ринку ранжує їх та акцептує за встановленими правилами. Кожен виробник отримує дохід за заявленою або маржинальною ціною, а оптові покупці сплачують через оператора ринку єдину середньозважену ціну.

Найбільш прогресивним вважається маржинальний метод, оскільки він дозволяє визначити єдину справедливую та недискримінаційну ціну, за якої всім виробникам буде вигідно продавати, а споживачам – купувати ЕЕ. Маржинальне ціноутворення визначає, що виробники ЕЕ з найнижчими граничними витратами будуть задіяні першими, тоді як виробники з найвищою граничною вартістю – останніми [3]. За таким методом функціонують здебільшого спотові (переважно РДН, а інколи й ВДР) та балансуєчі ринки.

7. ЕЕ є стандартизованим товаром, диференціація якого можлива тільки за ціною та умовами поставки. Типовою є класифікація ринкових продуктів на: одиничні (за окремими часовими інтервалами) та блочні (об'єднують декілька послідовних часових інтервалів). Залежно від ступеня розвитку РЕЕ та прогресивності енергосистеми часовий інтервал поставки ринкових продуктів може бути: година, півгодини, чверть години, 5 хвилин. Третьою класифікаційною ознакою ринкових продуктів на РЕЕ є умови виконання заявок на РЕЕ, які підрозділяються на прості, які виконуються в повному обсязі за визначеною ціною, та комплексні, які можуть бути виконані за певних умов та / або ціна може відхилятися у встановленому діапазоні [1; 8].

Отже, формування моделі конкурентного РЕЕ передбачає обґрунтування кожної з 7 цих детермінант, що в подальшому сприяють ефективності його функціонування. Хоча конкурентний РЕЕ позбавляється державного втручання, безпосередньо проектування моделі конкурентного

РЕЕ відноситься до завдань державного регулювання, що передбачає визначення ринкових конструкцій, правил та принципів. Обґрунтованість моделі конкурентного РЕЕ забезпечує керуваність комерційних і фізичних процесів.

Європейська модель конкурентного ринку електричної енергії. Формування конкурентної моделі РЕЕ ЄС розпочалося з середини 1990-х рр. За допомогою чотирьох енергетичних пакетів: Перший прийнято у 1996 р., Другий – у 2003 р., Третій – у 2009 р., Четвертий – у 2018–2019 рр. – ЄС поступово відкривав РЕЕ для конкуренції, прагнучи до створення єдиного міжнародного РЕЕ на території інтеграційного об'єднання [10–14].

Еволюціонувала європейська модель РЕЕ на добровільній основі шляхом поширення успішного досвіду окремих країн (переважно Скандинавії та Великої Британії) на території інших країн-членів ЄС. Перші фактичні кроки із визначення уніфікованої моделі конкурентного РЕЕ в ЄС на законодавчому рівні було зроблено тільки у 2015 р. Регламент ЄС 2015/1222 [19] визначив засади функціонування РДН та ВДР, Регламент ЄС 2016/1719 [20] – довгострокового ринку, Регламент ЄС 2017/2195 [21] – БР. Означені документи в подальшому знайшли свої відображення в Четвертому енергопакеті, який містить відсилочні норми на кожний з них, закріплюючи чотири сегментарну модель РЕЕ в країнах – членах ЄС [16; 17]. Нормативне врегулювання європейського РЕЕ впроваджувалося з метою уніфікації правил трансграничної торгівлі ЕЕ в межах інтеграційного об'єднання, для регулювання національних РЕЕ, які й досі мають значний простір для вибору внутрішніх форм і правил торгівлі ЕЕ.

Поточна європейська модель конкурентного РЕЕ має ієрархічну будову та складається із оптового (оптова торгівля та передача) та роздрібного (розподіл та постачання) ринків. Регламентом ЄС 1227/2011 були встановлені границі оптового енергетичного ринку (п. 6 ст. 2), на якому відбувається торгівля оптовими енергетичними продуктами, до яких відносяться контракти та деривативи на виробництво та передачу ЕЕ незалежно від того, де і як ними торгують (п. 4 ст. 2). [15]. Фактично Регламент ЄС 1227/2011 визнав, що оптовий РЕЕ може існувати в двох формах: як товарний, так і фінансовий. Агреговану модель європейського товарного РЕЕ наведено на рис. 1.

Згідно з п. 9 ст. 2 Директиви 2019/944 до ринків електроенергії в ЄС відносяться позабіржові ринки та біржові РЕЕ, ринки торгівлі енергією, потужністю, балансуєчими та допоміжними послугами у всіх часових рамках, включаючи довгострокові, на добу наперед та внутрішньодобові ринки [17]. Європейська модель РЕЕ побудована таким чином, щоб забезпечити постійне дотримання балансу попиту та пропозиції ЕЕ: різні часові сегменти оптового РЕЕ розташовані в послідовному порядку, починаючи від декількох років до і закінчуючи періодом після фактичного постачання ЕЕ. Залежно від часового горизонту виділяють різні часові сегменти, які послідовно змінюють один одного: ф'ючерсний та/або форвардний РЕЕ, РДН, ВДР та БР [18].

Першочергового нормативного оформлення в ЄС зазнали спотові сегменти РЕЕ – РДН та ВДР. Регламент 2015/1222 закріпив аукціонний механізм торгів на основі алгоритму об'єднання цін для РДН (ст. 2 пп. 26 та 28) та без-

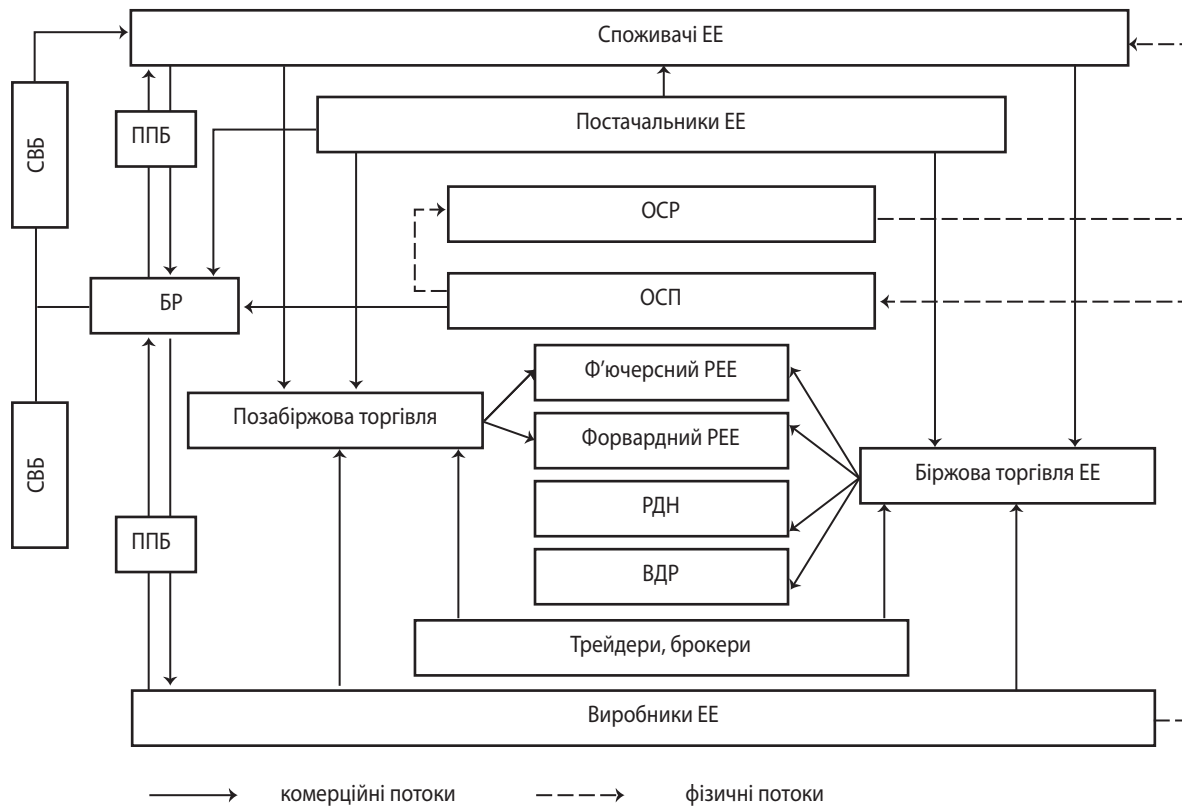


Рис. 1. Агрегована модель європейського товарного РЕЕ [18]

перервні торги на основі алгоритму безперервного узгодження цін для ВДР (ст. 2 п. 29 та п. 31). Ст. 38 визначено, що РДН функціонує на основі маржинального методу ціноутворення, що дозволяє встановити єдину ціну для торгової зони в межах конкретного ринкового інтервалу для всіх акцептованих заявок, тоді як ст. 52 визначено, що на ВДР встановлюються різні ціни для різних угод, щоб забезпечити безперервність і швидкість узгодження заявок за найвищою ціною продажу та найнижчою ціною купівлі [19].

Важливість Регламенту 2015/1222 полягає у визначенні особливостей створення та функціонування ринкової інфраструктури для цих часових сегментів РЕЕ, яка уособлюється в номінованих операторах ринку (NEMO), спеціально утворених компетентним органом державної влади. Згідно зі ст. 4 в кожній торговій зоні призначається один або декілька NEMO, як серед національних, так й іноземних суб'єктів. При цьому NEMO, створеному в одній країні – члені ЄС, дозволяється надавати послуги в іншій країні – члені, за винятком окремих випадків. NEMO відповідає за диверсифікацію продуктів для кращого задоволення потреб учасників ринку, забезпечення операційної безпеки (ст. 40 та 53) та гарантує анонімність подачі заявок на РДН та ВДР (ст. 47 та 59). NEMO разом з TSO повинні встановлювати, за погодженням з регулятором, мінімальні та максимальні ціни для РДН та ВДР, які повинні враховувати вартість втрати навантаження (ст. 41 та ст. 54) [19].

Регламент 2015 / 1222 визначив часові границі цих сегментів РЕЕ [19]:

- для РДН: відкриття воріт – найпізніше о 11:00 за добу до поставки за CET, закриття воріт – о 12:00 CET;

- для ВДР: закриття воріт – за годину до фізичної поставки ЕЕ.

У подальшому Рішенням ACER № 04/2018 від 24.04.2018 визначено, що міжзональний ВДР повинен відкриватися о 15:00 за добу і закриватися за 60 хв. до реального часу [22].

Регламент 2019/943 інкорпорував норми Регламенту 2015 / 1222 щодо особливостей міжкордонної торгівлі на РДН, додатково встановивши [16]:

- солідарну відповідальність NEMO та TSO на РДН та ВДР;
- торгівлю на спотових сегментах РЕЕ якомога ближче до реального часу, під яким розуміється міжзональне закриття воріт ВДР;
- тривалість торгового інтервалу, який має дорівнювати періоду розрахунку небалансів, який, своєю чергою, має становити 15 хв з 01.01.2021 р.;
- мінімальний розмір дозволеної заявки на РЕЕ, яка має бути 500 кВт або менше.

У 2019 р. в ЄС налічувалося 17 енергетичних бірж – NEMO, окремі з них функціонували як природні монополії (GTE, NUPX, OMIE, OKTE тощо), тоді як діяльність інших охоплює територією декількох країн (Nordpool AS (EMCO AS), Erex Spot SE та інші) [23]. Енергетичні біржі різняться за обсягами своєї діяльності, які залежить як від площі ринкової зони, так і кількості учасників, механізмами функціонування, а також динамікою цін, що визначається за структурою пропозиції та відкритістю торгової зони.

Отже, нормативно було закріплено, що спотові РЕЕ в ЄС функціонують на організованій основі у формі двосторонніх енергетичних бірж, на яких проводяться добро-

вільні сілі торги між учасниками ринку диверсифікованими ринковими продуктами.

Довгострокова торгівля ЕЕ в ЄС відбувається як на форвардних, так і ф'ючерсних ринках. Ці сегменти працюють з часовими інтервалами від декількох років до дня, що передре фактичній поставці ЕЕ [18]. У Регламенті 2019/943 зазначено, що довгостроковий РЕЕ призначений для хеджування цінових ризиків між торговими зонами. Національні регулятори та оператори ринку вільні у впровадженні форм і продуктів довгострокової торгівлі ЕЕ для хеджування фінансових ризиків [16]. Окремих наднаціональних положень щодо форм довгострокової торгівлі товарною чи фінансовою ЕЕ невизначено. Зокрема, Директива 2019/943 містить посилення на Директиву 2014/65/ЄС, встановлюючи, що фінансовий РЕЕ підпорядковується його нормам, при цьому деривативами на ЕЕ можуть бути опціони, ф'ючерси, свопи, угоди за форвардними процентними ставками та будь-які інші деривативи [24].

Основний обсяг довгострокової торгівлі ЕЕ в ЄС у 2018 р. припадав на двосторонню позабіржову торгівлю, яка складала більше 50 %, у той час як на організовану позабіржову торгівлю припадало близько 20 % і на енергетичні біржі – 30 % [25].

Четвертим сегментом оптового РЕЕ в ЄС є балансуєчий ринок (БР), яким оперує ОСП та на якому здійснюється купівля ЕЕ у режимі, найближчому до реального часу фізичної поставки, та фінансове врегулювання небалансів ЕЕ після фізичної її передачі. Транс'європейська нормативно-правова база функціонування БР почала формуватися лише у 2017 р. та зараз складається з:

Регламенту 2017/2195 від 23.11.2017 [21], Регламенту 2017/1485 від 02.08.2017 [26], а також норм Четвертого енергопакета (ст. 6 Регламенту 2019/943 [16] та ст. 40 Директиви 2019/944 [17]).

Згідно з Регламентом 2017/2195 (ст. 2 п. 2) БР – це цілісний інституційний, комерційний та операційний механізм, який встановлює основи ринкового управління балансуванням [21]. На БР торгуються балансуєчі послуги (ст. 2 п. 3 цього Регламенту), що складаються з [21]: балансуєчої енергії (ст. 2 п. 4) та балансуєчої потужності (ст. 2 п. 5) чи обох. Ринково-орієнтований механізм функціонування БР поділяється на 3 ключові складові [21; 27; 28]:

- закупівлю балансуєчих послуг;
- встановлення відповідальності за баланси;
- розрахунки за небаланси.

Сам же процес балансування енергосистеми складається з [28]:

- визначення обсягів необхідних балансуєчих (активних) резервів;
- закупівлі необхідної балансуєчої потужності;
- закупівлі балансуєчої енергії.

Оперує БР ОСП: згідно зі ст. 14 п. 1 Регламенту 2017/2195 ОСП несе відповідальність за закупівлю балансуєчих послуг у постачальників послуг балансування (ППБ) для того, що забезпечити операційну безпеку системи [21]. При цьому роль ОСП, як зазначається у праці [27], є вирішальною не тільки на короткостроковому часовому інтервалі, але й на довгостроковому, та полягає у побудові ринкових механізмів стимулювання учасників до збалансування.

Головна проблема побудови БР полягає у виборі способу диспетчеризації. Регламент 2017/2195 дозволяє використання як самодиспетчеризації, так і централизованної диспетчеризації. Згідно зі ст. 14 цього Регламенту ОСП повинен використовувати модель самодиспетчеризації. Однак, якщо на час його впровадження ОСП використовував централизованну модель, він може продовжити її використання після перевірки її відповідності національними регуляторами [21].

Регламент 2017/2195 (ст. 30) визначив, що на БР використовується маржинальний метод ціноутворення. ОСП може встановлювати технічні цінові ліміти з метою забезпечення ефективності ринку та для спеціальних продуктів впроваджувати інші методи ціноутворення. Відбір заявок на балансуєчу енергію відбувається на основі оптимізаційної функції активації (ст. 31).

На БР відбуваються двонаправлені платежі, які відповідають фізичному руху балансуєчої енергії. Грошові потоки на БР обертаються між учасниками, та ОСП не може отримувати економічних вигід або втрат у результаті балансування: ОСП розраховується з ППБ за балансуєчу енергію та балансуєчу потужність, між ОСП відбуваються розрахунки за обмін балансуєчою енергією, а розрахунки за небаланси ЕЕ відбуваються зі сторонами, відповідальними за баланс (СВБ) [21; 27; 28].

Отже, відкриття конкуренції на РЕЕ в ЄС змінила правила торгівлі ЕЕ як товаром. Купівля-продаж ЕЕ на оптовому рівні наразі представляє багатотранзакційний процес з метою перманентного підтримання комерційного та фізичного балансу попиту та пропозиції ЕЕ. У зв'язку з цим створено чотири сегментарний товарний РЕЕ та розширено перелік суб'єктів ринку. Водночас поточний дизайн РЕЕ в ЄС сам собою не забезпечує розвитку ефективної конкуренції. Останнє можливе лише у випадку наявності достатньої кількості гравців на ринку з кожної сторони, активності їх позиції, а також вибору ефективних форм торгівлі ЕЕ. Найбільших успіхів в лібералізації РЕЕ в ЄС досягли ті країни, які мають високорозвинуті форми біржової торгівлі.

Американська модель конкурентного ринку електроенергії. Наразі в США функціонують одночасно дві моделі оптового РЕЕ: регульованого двостороннього ринку (Південно-східний, Південно-західний, Північно-східний) та організованого конкурентного ринку (PJM, ERCOT, NYISO, ISONE, MISO, CAISO, SPP). Перетоки ЕЕ між енергосистемами незначні, а системна їх координація слабка, тому локальні границі регіональних РЕЕ практично не перетинають одна одну. Конкурентні оптові РЕЕ в США сформовані за нодальним географічним розмежування, тобто на кожному вузлі енергосистеми обчислюється локальні маржинальні ціни (LMP), які вираховуються виходячи із маржинальної ціни виробництва останньої одиниці ЕЕ + 1 МВт*год, яка включає граничну вартість енергії плюс втрати на перевантаження і втрати при передачі [29–31].

Найбільш крупним конкурентним РЕЕ в США є ринок PJM, який обслуговує 65 млн осіб у 13 штатах і окрузі Колумбія, в яких виробляється 21 % ВВП США [32]. PJM в особі регіонального оператора передачі (РТО) управляє кількома сегментами конкурентного оптового РЕЕ, а саме товарним РЕЕ, у т.ч. РДН та ринком реального часу (РРЧ),

ринком потужності, ринком допоміжних послуг і ринком фінансових прав передачі (табл. 2).

Найкрупнішим з сегментів оптового РЕЕ на РМ є товарний, на який припадало 63 % від всіх транзакцій у 2018 р. Як оператор ринку РМ відповідає за балансування фізичних потреб покупців, продавців ЕЕ та інших учасників РЕЕ,

а також стежить за ринковою діяльністю, забезпечуючи відкритий, справедливий і рівний доступ до мережевої інфраструктури. Товарний РЕЕ поділяється на РДН і РРЧ. Технологічний регламент функціонування товарного РЕЕ на РМ охоплює період за тиждень до та через добу після фактичної поставки ЕЕ.

Таблиця 2

Сегменти оптового РЕЕ на РМ [32; 33]

Характеристика	Сегменти оптового РЕЕ			
	Товарний РЕЕ	Ринок потужності	Ринок допоміжних послуг	Ринок прав на фінансову передачу
Функція ринку	Задоволення споживчих потреб в ЕЕ у близькому до реального та реальному часі за мінімальної ціни	Гарантує доступність ЕЕ на 3 роки наперед	Допомагає збалансувати виробництво та споживання ЕЕ в енергосистемі	Хеджує ризики регіональної волатильності локальних маржинальних цін
Сегменти	РДН та РРЧ	Аукціони на потужність	Ринок регулювання, ринки резервів	Довгострокові, річні, місячні FTR-аукціони, розподіл ARR
Частка у оптовій ціні ЕЕ у 2018 р. *, %	63	20	1	9

* – решта розподіляється між іншими витратами, пов'язаними з функціонуванням оптового РЕЕ

РДН визначається РМ як єдиний вид форвардного РЕЕ для поставки ЕЕ на наступну добу, на якому ціна на ЕЕ розраховується на годинній основі шляхом акумулювання заявок-пропозицій від виробників та заявок-попиту постачальників / споживачів ЕЕ, а також пов'язаних фінансових транзакцій. РМ в якості оператора ринку визначає клірингову ціну за маржинальним методом ціноутворення на основі висхідного ранжування заявок-попиту плюс резервна маржа енергосистеми. Окрім біржової торгівлі на РДН, РМ можлива реєстрація двосторонніх договорів [33]. За результатами торгів на РДН всі виробники ЕЕ отримують плату, а споживачі сплачують за номінований обсяг ЕЕ, а власники фінансових прав передачі отримують кредити на перевантаження за кліринговою ціною – на основі годинних LMP на добу наперед [32; 33].

Різниця, що виникають між номінованими обсягами на РДН та фактичним споживанням ЕЕ, покриваються на РРЧ, який на РМ виконує функцію балансуєчого ринку. РРЧ вважається єдиним спотовим ринком для негайної поставки ЕЕ. На цьому часовому сегменті LMP визначаються за 5-хвилинними часовими інтервалами за 5 хв до фактичної поставки ЕЕ. РМ в особі РТО надає команди до навантаження для 10 тис. точок всередині підконтрольної йому енергосистеми. Постачальники / споживачі ЕЕ при цьому сплачують LMP для кожного 5-хвилинного інтервалу, за будь-який обсяг ЕЕ який перевищує номінований / задекларований на РДН [33].

На РРЧ використовуються дві моделі диспетчеризації: централізована та самодиспетчеризація. Енергоблоки, час завантаження яких перевищує 2 год, беруть участь у централізованій диспетчеризації, якщо вони номіновані до завантаження за результатами торгів на РДН. Якщо час завантаження складає менше 2 год, то такі енергоблоки можуть використовувати модель самодиспетчеризації та

брати участь у РРЧ незалежно від результатів торгів РДН та/або підлягають диспетчеризації на вимогу РМ. Діючи на основі самодиспетчеризації, енергоблоки повинні брати участь у РДН, при цьому LMP на добу наперед можуть не бути встановлені, але вони отримують LMP реального часу в своїй точці диспетчеризації. Такі одиниці повинні отримати повідомлення за 20 хв до реального часу для самодиспетчеризації [25; 26].

РМ виставляє рахунки на товарному РЕЕ на годинній основі, а між учасниками РЕЕ розрахунки відбуваються щомісячно. Об'єкти, які обслуговують навантаження (Load-serving entities – LSE, аналог європейських СББ), сплачують LMP в режимі реального часу за будь-який попит, який перевищує їх заплановані на добу обсяги і отримують дохід за відхилення попиту нижче запланованих обсягів. Виробники ЕЕ отримують доходи за генерацію, яка перевищує їх номіновані на добу наперед обсяги і оплачують відхилення генерації нижче запланованих обсягів. Споживачі послуг передачі оплачують збори за перевантаження за двосторонні відхилення фактичних транзакцій від номінованих на добу вперед. Все спотові покупки і продажі на РРЧ здійснюються за цінами в реальному часі [32; 33].

Для фінансової торгівлі ЕЕ, що не передбачає її фізичної поставки, РМ створив віртуальні заявки: інкрементні заявки – заявки-пропозиції на віртуальну генерацію та декрементні заявки – заявки-попит на віртуальне навантаження. Учасники ринку можуть подавати віртуальні заявки в будь-якій точці ринку або зоні передачі, сукупній або окремій шині, для яких розраховується LMP. При цьому не потрібно, щоб фактично існували фізична генерація або фізичне навантаження в цьому місці. Такі заявки є фінансовими деривативами тільки для РДН та використовуються для хеджування цінних ризиків товарної торгівлі ЕЕ [26].

Австралійська модель конкурентного ринку електричної енергії. На думку IEA, Австралія має один з найбільш прозорих, конкурентних товарних РЕЕ у світі та визначалася як аналогова модель лібералізації РЕЕ інших країн світу [34]. Хоча зазначене твердження доцільно віднести не до усєї території Австралії, а тільки для її Південних та Східних регіонів, на базі яких було утворено Національний ринок електроенергії (*National Electricity*

Market – NEM), який охоплює 89 % генеруючих потужностей континенту (РЕЕ Західної та Північної Австралії не приєднані до NEM через значну відстань між мережами). NEM об'єднує 5 територіальних юрисдикцій – Квінсленд, Новий Південний Уельс, Вікторію, Південну Австралію та Тасманію, які наразі виступають як цінні регіони (нодальні зони) [35–38]. Агреговану модель функціонування NEM наведено на рис. 2.

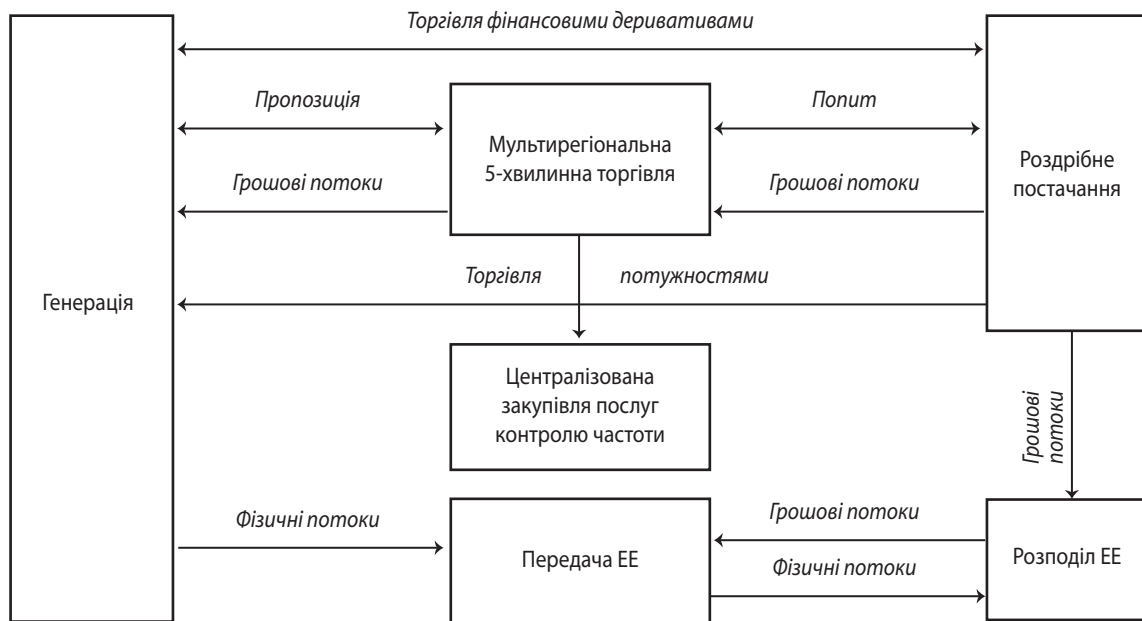


Рис. 2. Агрегована модель функціонування NEM в Австралії [36–38]

Торгівля ЕЕ як товаром включає 3 елементи, які співпрацюють разом, забезпечуючи загальну ефективність NEM [41]:

- 1) спотовий товарний РЕЕ, де виробники продають, а роздрібні постачальники купують ЕЕ для її перепродажу кінцевим споживачам;
- 2) фінансовий РЕЕ залучає виробників і постачальників ЕЕ, які укладають контракти на хеджування ризиків цінової волатильності та узгоджують ціну;
- 3) диспетчеризація фізичних мереж включає мережі передачі та розподілу, які транспортують ЕЕ від електростанцій до споживачів.

Оптова товарна торгівля ЕЕ здійснюється на спотовому товарному РЕЕ у формі одностороннього енергетичного пулу, де пропозиції всіх виробників ЕЕ агрегуються і плануються за 5-хвилинним часовим інтервалом (час «закриття воріт» спотового РЕЕ). Оптовий товарний РЕЕ є обов'язковим для всіх виробників, підключених до передавальних мереж, які й утворюють основу NEM. У NEM зареєстровано понад 300 учасників [34; 41].

Оперує NEM Австралійський оператор ринку енергії (АЕМО), який відповідає за функціонування ринку та енергосистем, включаючи підтримку необхідної кількості ЕЕ в резерві, координацію способу диспетчеризації ЕЕ та визначення спотової ціни, а також фінансове врегулювання

зобов'язань між учасниками. АЕМО поєднує функції кількох суб'єктів ринку: оператора ринку, оператора системи, планового центру національних передавальних мереж, постачальника передавальних послуг, центру розвитку ринку [39; 40].

АЕМО керує єдиною ринковою платформою, на якій існує лише 5-хвилинний товарний спотовий РЕЕ (ринок реального часу). В Австралії не існує ринку на добу наперед, а замість цього учасники ринку керують власним зобов'язанням за допомогою попередньо відправлених прогнозів АЕМО. Учасники ринку можуть повторно запропонувати свою потужність у будь-який час до закриття воріт відповідного 5-хвилинного інтервалу. Між учасниками ринку не дозволяються жодні прямі двосторонні угоди [42].

АЕМО вирішує, які виробники ЕЕ будуть задіяні в електрогенерації таким чином, щоб найдешевші з них були включені в роботу першими. Оптова ціна на ЕЕ визначається для кожного 5-хвилинного інтервалу, та 6 відповідних цін розраховуються усереднено кожної півгодини для визначення «спотової ціни» у кожному з 5 регіонів країни. АЕМО використовує спотові ціни як основу для фінансових транзакцій за всю ЕЕ, що продається через NEM. У кожному регіоні всі роздрібні постачальники купують, а виробники продають ЕЕ через АЕМО за середньою ціною пулу [43].

На NEM існують три типи заявок-пропозицій – щоденні, повторні та заявки за замовчанням. Щоденні заявки подаються до 12:30 дня, що передує фізичному постачанню ЕЕ та відображаються в прогнозах пре-диспетчеризації. Виробники ЕЕ можуть подавати повторні заявки до 5 хвилин до фізичного постачання ЕЕ. При цьому вони можуть змінювати лише обсяг, але не ціну ЕЕ. Ставки за умовчанням – це стабільні ставки, які застосовуються, коли не виконується щоденна заявка. Ці пропозиції мають «комерційну довіру» і загалом відображають базові операційні витрати виробників ЕЕ [40; 43].

Балансуючий ринок на NEM включено у ринок допоміжних послуг, до якого також входять ринок допоміжних послуг контролю частоти, ринок системних резервів, а також централізовану закупівлю допоміжних послуг у разі збоїв у роботі енергосистеми [41; 44].

Довгостроковий РЕЕ на NEM в Австралії існує виключно у фінансовій формі, де торгуються деривативи на ЕЕ (ф'ючерси, опціони та інші), для управління ризиком майбутніх коливань цін на спотовому товарному РЕЕ. Учасниками ринку фінансових електричних деривативів можуть виступати виробники ЕЕ, роздрібні постачальники, фінансові посередники та спекулянти, такі як хеджові фонди. Деривативи забезпечують блокування майбутніх цін, але не призводять до фізичної поставки ЕЕ [45].

Фінансові та товарний РЕЕ в Австралії взаємообумовлюють один одного, хоча торгівля та розрахунки на фізичному ринку NEM відбуваються незалежно від активності на фінансовому РЕЕ [41]. В Австралії існують дві різні форми фінансового РЕЕ [45]:

- позабіржовий фінансовий РЕЕ передбачає укладання прямих двосторонніх угод між контрагентами, найчастіше між виробниками та роздрібними постачальниками ЕЕ, які стикаються з протилежними ризиками на оптовому товарному РЕЕ;
- на біржовому фінансовому РЕЕ відбувається торгівля фінансовими деривативами через Australian Securities Exchange (ASX).

Деривативи фінансового РЕЕ отримують свою цінність від базового активу – товарної ЕЕ, яка торгується на NEM, та призводять до руху грошових коштів залежно від різниць між ціною деривативи та спотовою ціною на товарному РЕЕ. Ціни цих інструментів відображають очікувану спотову ціну ЕЕ плюс премії для покриття кредитного та ринкового ризиків [41; 45].

Європейська модель конкурентного ринку електроенергії в Україні. В Україні європейська модель РЕЕ стартувала із 01.07.2019 р. Цьому передувала дворічний період підготовки, протягом якого вирішувалися питання нормативно-правового та інформаційно-технічного характеру, проте проблеми фінансово-економічного та техніко-економічного змісту залишилися поза увагою перехідного періоду. Україна впровадила нову модель РЕЕ в умовах фізичної та моральної застарілості, низької енергоефективності та гнучкості, вузької диверсифікованості та значної ізоляваності національної енергосистеми.

Згідно з Законом України «Про ринок електричної енергії» від 17.04.2017 № 2019-VIII (ЗУ № 2019-VIII) нова модель РЕЕ начебто відповідає європейській практиці ор-

ганізації ринкових відносин, у якій передбачено 4 сегменти: ринок двосторонніх договорів (РДД), РДН, ВДР та БР. Однак відсутність глибокої рефлексії атрибутивних елементів РЕЕ обумовила викривлення європейської моделі в українському розумінні.

1. *Існує плутанина між часовими границями та формами торгівлі ЕЕ.* Так, якщо РДН, ВДР та БР є відокремленими сегментами РЕЕ за часовими границями, то РДД відображає форму торгівлі ЕЕ. Вирішити цю проблему намагаються через Українську енергетичну біржу (УЕБ), яка була обрана організатором електронних аукціонів для продажу ЕЕ її виробниками-підприємствами державної власності, згідно з вимогами ст. 66 ЗУ № 2019-VIII. Додатково наприкінці 2019 р. ця біржа запровадила комерційні сесії, аукціони для виробників та покупців ЕЕ, які не підпадають під дію ст. 66 ЗУ № 2019-VIII. На аукціонах УЕБ відбувається торгівля фізичною ЕЕ на довгостроковому часовому інтервалі (звичай тижневому, рідше – місячному). Однак низька активність учасників та усталені зв'язки між ними обумовили використання платформи УЕБ як механізму очищення цін. Хоча ціни ЕЕ на РДД не обмежуються, ціна закриття на УЕБ зазвичай дорівнює ціні відкриття.

2. *Не визначено особливостей організації фінансового РЕЕ.* Оптова торгівля ЕЕ у ЗУ № 2019-VIII розглядається виключно як фізична, тобто яка передбачає майбутню поставку ЕЕ. Водночас світовий досвід (як ЄС, так і США, і Австралії) доводить, що у довгостроковому періоді торгівля фізичною ЕЕ не завжди можлива, тоді як для будь-якого періоду часу завжди можна знайти фінансовий дериватив ЕЕ, здатний хеджувати ризики короткострокової торгівлі. Наразі в світі найбільшою популярністю є ф'ючерси на ЕЕ.

3. *Монополізація РДН та ВДР єдиним оператором ринку, підконтрольним державі, відриває авторитет ринкової торгівлі ЕЕ.* Тоді як в країнах ЄС набуває все більшого поширення розвиток конкуренції серед енергетичних бірж і диверсифікація продуктів їх торгівлі. Початково на РДН та ВДР України було впроваджено виключно погодинні продукти та тільки у січні 2020 р. – блочні прості продукти.

4. *Впровадження маржинального методу ціноутворення на РДН* апіорі передбачало зростання оптових цін ЕЕ. Маржинальними енергоблоками в Україні найчастіше були і залишаються теплові. Маржинальний метод ціноутворення на спотових РЕЕ використовуються у більшості країн ЄС, США та Австралії, однак які мають особливості його використання. Окрім цього, Регламент 2015/1222 закріплює маржинальний метод ціноутворення (ст. 38) для РДН, однак цей документ стосується керівних принципів міжкордонної спотової торгівлі, тоді як внутрішньонаціональна торгівля може відбуватися за власними алгоритмами та методами ціноутворення. Так, у Польщі на РДН діють одночасно безперервна торгівля із ціноутворення за заявленою ціною та сліпі аукціонні торги із маржинальним ціноутворенням, що дозволяє захистити національного споживача від стрімкого зростання цін.

5. *БР є практично відірваними від ринку допоміжних послуг.* Згідно зі ст. 68 ЗУ № 2019-VIII БР включає тільки торгівлю балансуною енергією, тоді як торгівля балансуними потужностями відбувається на РДП (ст. 69 цього Закону). Останній не було запущено зі стартом нової

моделі РЕЕ в Україні, що фактично підірвало економічну ефективність функціонування генеруючих потужностей, що знаходяться у резерві в ОСП.

6. Помилковим також вважається вибір моделі самодиспетчеризації для функціонування БР, що несе істотні ризики маніпулювання цінами та обсягами ЕЕ в умовах високої концентрації виробників. ОСП балансує ЕЕ у реальному часі та нездатний превентивно впливати на обсяги балансування, що призводить до суттєвих викривлень між комерційними та фізичними потоками в умовах низької маневреності енергосистеми. Означене у результаті призводить до частого надання аварійних і комерційно неоднозначних диспетчерських команд. Хоча в ЄС, згідно з Регламентом 2017/2195, пріоритетною вважається модель самодиспетчеризації, однак передбачена також можливість використання централізованої диспетчеризації. Централізовану диспетчеризацію використовують також на NEM в Австралії, а на PJM в США – комбіновану модель, що дозволяє зменшити обсяги балансування та забезпечити відповідність комерційних і фізичних потоків ЕЕ. Окрім цього, раннє балансування проводять такі країни ЄС, як Польща, Італія та Іспанія.

До того ж технічно запущений із 01.07.2019 р. конкурентний РЕЕ виявився економічно неготовим до функціонування в українських реаліях. Для нівелювання наслідків переходу до нової моделі було:

- вилучено із ринку 90 % атомної та 35 % гідроелектроенергії, які реалізовувалися за державними регульованими цінами Гарантованому покупцю для виконання спеціальних обов'язків;
- впроваджено жорсткі цінові обмеження для спотових сегментів РЕЕ: для РДН та ВДР на рівні 959,12 грн/МВт*год у години мінімального навантаження та на рівні 2048,23 грн/МВт*год у години максимального навантаження, а для БР – у межах від 85 % до 115 % від ціни РДН за попередню добу.

Отже, дійсну модель РЕЕ України доцільно назвати квазіконкурентною, яка має недосконалості будови та усічену конкуренцію. Для здолання означених недоліків треба орієнтуватися на найуспішніші елементи РЕЕ інших країн світу, а не на сліпу транспозицію норм європейського права в національне законодавство з урахування інтересів українських бізнес-груп.

Висновки. Результати дослідження дозволяють зробити такі висновки щодо теоретичних підходів та моделей організації конкурентних РЕЕ, які доцільно врахувати Україні при розбудові національної моделі конкурентного РЕЕ.

Виділяються два основні підходи до формування конкурентного РЕЕ – централізований та децентралізований, вибір з-поміж яких залежить від ступеня збалансованості фізичних і комерційних потоків ЕЕ в енергосистемі, що обумовлює подальші особливості моделювання ринку. Незалежно від підходу ключовими детермінантами вибору моделі конкурентного РЕЕ виступають географічне розмежування, спосіб диспетчеризації, ринкова інфраструктура, часове масштабування, форми торгівлі, методи ціноутворення та продуктова диверсифікація ЕЕ.

У ЄС впроваджуються децентралізовані моделі конкурентного РЕЕ із зональним розмежуванням енергосистем, тоді як в США та Австралії – централізовані із нодалним розмежуванням. Європейські РЕЕ переважно використовують спосіб самодиспетчеризації, в Австралії – централізованої диспетчеризації, а в США – комбінований спосіб.

РЕЕ ЄС, США та Австралії різняться за часовим масштабуванням. В ЄС існує 4-сегментарний, тоді як в США – 2-сегментарний, а в Австралії – 1-сегментарний товарний РЕЕ.

Представлені моделі РЕЕ різняться із за формами торгівлі ЕЕ. На європейських РЕЕ торгівля ведеться як на біржовій, так і позабіржовій основі, тоді як в США ЕЕ торгується в організованій спосіб як через аукціони, так і у формі двосторонніх договорів, а в Австралії – виключно на біржовій основі. На довгостроковому часовому інтервалі існує тенденція до розвитку фінансової торгівлі ЕЕ в ЄС, США та Австралії.

Найпрогресивнішим методом ціноутворення на ЕЕ визначено маржинальний, який має специфічні особливості впровадження у кожній з трьох наведених моделей.

Торгівля ЕЕ в Австралії відбувається 5-хвилинними продуктами, в США – погодинними, тоді як в ЄС торгують продукти від 60 до 15 хвилин. Цільовим орієнтиром для ЄС є торгівля виключно 15-хвилинними продуктами.

ЛІТЕРАТУРА

1. Re-powering Markets: Market design and regulation during the transition to low-carbon power systems. *International Energy Agency*. 2016. URL: <https://webstore.iea.org/re-powering-markets>
2. Petrov K, Grote D. Regulation – General Principles. URL: <https://www.slideshare.net/sustenergy/electricity-markets-regulation-lesson-4-regulatory-asset-base>
3. Chawla M., Pollitt M. G. Global Trends in Electricity Transmission System Operation: Where does the future lie? *The Electricity Journal*. 2013. Vol. 26. Issue 5. P. 65–71. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1040619013001127>
4. Ahlqvist V., Holmberg P., Tangerås T. Central-versus Self-Dispatch in Electricity Markets. *IFN Working Paper*. No. 1257, 2018. URL: <https://www.repository.cam.ac.uk/handle/1810/290232>
5. Sarfati M., Hesamzadeh M. R., Holmberg P. Production Efficiency of Nodal and Zonal Pricing in Imperfectly Competitive Electricity Markets. *IFN Working Paper*. No. 1264, 2019. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X19300203>
6. Felling T., Felten B., Osinski P., Weber C. Flow-Flow-Based Market Coupling Revised – Part II: Assessing Improved Price Zones in Central Western Europe. *HEMF Working Paper* No. 07, 2019. URL: https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3404046
7. Viljainen S., Makkonen M., Annala S., Kuleshov D. Vision for European Electricity Markets in 2030. *Lappeenranta University of Technology*. 2011. URL: <https://www.lut.fi/documents/10633/138922/Vision+for+European+Electricity+Markets+in+2030/d07eec66-0db9-4a4d-a580-5416eeaca3b9>
8. Arent D., Arndt C., Miller M., Tarp F., Zinaman O. The Political Economy Of Global Energy Transitions. *Oxford University Press*. 2017. URL: <http://sro.sussex.ac.uk/68276/1/9780198802242.pdf>
9. Crampton P. Market Design in Energy and Communications. *University of Myralnd*. 2015. URL: <http://www.crampton.umd>

edu/papers2015-2019/cramton-market-design-in-energy-and-communications.pdf

10. Internal energy market. Fact Sheets on the European Union // European Parliament. URL: <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/en/sheet/45/internal-energy-market>

11. Rokas I. K. Towards a Truly Open European Energy Market. The Benefits for Serbia // Rokas. URL: <https://www.rokas.com/en/press-articles-a-publications/energy-and-environment/item/65-towards-a-truly-open-european-energy-market-the-benefits-for-serbia>

12. Energy Package // EMISSIONS-EUETS. URL: <https://www.emissions-euets.com/third-energy-package>

13. Dutton J. EU Energy Policy and the Third Package. *EPG Working Paper*: 1505. URL: <http://www.ukerc.ac.uk/publications/eu-energy-policy-and-the-third-package-working-paper.html>

14. Clean energy for all Europeans package completed: good for consumers, good for growth and jobs, and good for the planet // European Commission. URL: https://ec.europa.eu/info/news/clean-energy-all-europeans-package-completed-good-consumers-good-growth-and-jobs-and-good-planet-2019-may-22_en

15. Regulation (EU) 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency // EUR-LEX. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32011R1227>

16. Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity // EUR-LEX. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32019R0943>

17. Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU // EUR-LEX. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32019L0944>

18. Moccia J., Bourgeois S., Wilkes J. Creating the Internal Energy Market in Europe. *European Wind Energy Association*. 2012. URL: <https://www.slideshare.net/EWEA/creating-the-internal-energy-market-in-europe>

19. Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management // EUR-LEX. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32015R1222>

20. Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation // EUR-LEX. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv%3AOJ.L_2016.259.01.0042.01.ENG

21. Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing // EUR-LEX. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32017R2195>

22. Decision ACER № 04/2018 of 24.04.2018 on all transmission system operators' proposal for intraday cross-zonal gate opening and intraday cross-zonal gate closure times. *Agency for the Cooperation of Energy Regulators*. URL: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2004-2018%20on%20IDCZGTs.pdf

23. NEMO-Designations. Agency for the Cooperation of Energy Regulators. URL: http://www.acer.europa.eu/en/electricity/FG_and_network_codes/CACM/Pages/NEMO-Designations.aspx

24. Directive 2014/65/EC of the European Parliament and of the Council of 15 May 2014 on markets in financial instruments and amending Directive 2002/92/EC and Directive 2011/61/EU

// EUR-LEX. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX%3A32014L0065>

25. Electricity Markets Monitoring. *Agency for the Cooperation of Energy Regulators*. URL: <http://www.acer.europa.eu/en/Electricity/Market%20monitoring/Pages/Current-edition.aspx>

26. Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation // EUR-LEX. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32017R1485>

27. Jeriha J., Gubina A., Medved T., Komel B., Borozan V., Krstevski P., Krkoleva A., Borozan S., Taleski R., Chimirel C. National balancing and wholesale electricity markets structure and principles. *CROSSBOW Consortium*. URL: <https://ec.europa.eu/research/participants/documents/downloadPublic?documentIds=080166e5c3ad0922&appld=PPGMS>

28. Electricity balancing in Europe: an overview of the European balancing market and electricity balancing guideline // ENTSO-E. November 2018. URL: https://docstore.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20EB/entso-e_balancing_in%20_europe_report_Nov2018_web.pdf

29. Flores-Espino F., Tian T., Chernyakhovskiy I., Mercer M., Miller M. Competitive Electricity Market Regulation in the United States: A Primer. *National Renewable Energy Laboratory*. URL: www.nrel.gov/publications

30. The Nordic Electricity Market and How It Can Be Improved. Copenhagen // Ea Energy Analyses and Hagman Energy. 2012. URL: http://www.ea-energianalyse.dk/reports/1174_the_nordic_market_and_potential_improvements.pdf

31. Taillon J.-P. Introduction to the world of electricity trading. Getting to grips with energy markets // Investopedia. URL: <http://www.investopedia.com/articles/investing/042115/understanding-world-electricity-trading.asp>

32. Horger T., Bastian J., Fan Z. Current and Emerging Challenges in PJM Energy Market. *PJM Market*. URL: <http://home.engineering.iastate.edu/~jdm/ee553/PJMmarket.pdf>

33. Understanding the Differences Between PJM's Markets. *PJM*. URL: <https://learn.pjm.com/electricity-basics/market-for-electricity.aspx>

34. Уроки, извлеченные из либерализации энергетических рынков. *Международное энергетическое агентство*. 2005. URL: <https://docplayer.ru/25965171-M-e-zh-d-u-n-a-r-o-d-n-o-e-e-n-e-r-g-e-t-i-ch-e-s-k-o-e-a-g-e-n-t-s-t-v-o-opyt-energo-rynkov-uroki-izvlechennye-iz-liberalizacii-rynkov-elektroenergii.html>

35. Australian Electricity Market Reforms and Business Cases. *PWC*. URL: <https://www.pwc.com/jp/ja/japan-service/electricity-system-reform/assets/pdf/energy-market-in-australia-e1406.pdf>

36. MacGill I. The Australian National Electricity Market. *Centre for Environment and Energy Markets*. 2007. URL: http://www.ceem.unsw.edu.au/sites/default/files/event/documents/EVN_training_IG0907.pdf

37. State of the energy market 2018. *Australian Energy Regulator*. URL: <https://www.aer.gov.au/system/files/AER%20State%20of%20the%20energy%20market%202017%20-%20A4.pdf>

38. Byrnes L., Brown C., Foster J., Wagner L. D. Australian renewable energy policy: Barriers and challenges. *Renewable Energy*. 2013. Vol. 60. P. 711–721. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148113003170>

39. National Electricity Market and Rules // ElectraNet. URL: <https://www.electranet.com.au/what-we-do/network/national-electricity-market-and-rules>

40. Introduction to the Australian Electricity Market // ASX Energy Limited. July 2015. URL: https://www.asxenergy.com.au/products/electricity_futures/asx-energy----introduction-to.pdf

41. About the National Electricity Market (NEM). *Australian Energy Market Operator*. URL: <https://www.aemo.com.au/Electricity/National-Electricity-Market-NEM>

42. Riesz J., MacGill I. 100% Renewables in Australia Will a Capacity Market be Required? *Centre for Energy and Environmental Markets*. 2013. URL: http://ceem.unsw.edu.au/sites/default/files/documents/SIW13_Riesz-CapacityMarkets-2013-09-02a.pdf

43. National Electricity Market Fact Sheet. *Australian Energy Market Operator*. URL: <https://www.aemo.com.au/-/media/Files/PDF/National-Electricity-Market-Fact-Sheet.pdf>

44. Ancillary Service Report for the WEM 2018-19. *Australian Energy Market Operator*. URL: <https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/WEM/Data/System-Management-Reports/2018/2018-Ancillary-Services-Report.pdf>

45. Electricity financial markets. *Australian Energy Regulator*. URL: https://www.aer.gov.au/system/files/Chapter3Electricity_financial_markets_2009.pdf

REFERENCES

"About the National Electricity Market (NEM)". Australian Energy Market Operator. <https://www.aemo.com.au/Electricity/National-Electricity-Market-NEM>

"Ancillary Service Report for the WEM 2018-19". Australian Energy Market Operator. <https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/WEM/Data/System-Management-Reports/2018/2018-Ancillary-Services-Report.pdf>

"Australian Electricity Market Reforms and Business Cases". PWC. <https://www.pwc.com/jp/ja/japan-service/electricity-system-reform/assets/pdf/energy-market-in-australia-e1406.pdf>

Agency for the Cooperation of Energy Regulators. http://www.acer.europa.eu/en/electricity/FG_and_network_codes/CACM/Pages/NEMO-Designations.aspx

Ahlqvist, V., Holmberg, P., and Tangeras, T. "Central-versus Self-Dispatch in Electricity Markets". IFN Working Paper. No. 1257, 2018. <https://www.repository.cam.ac.uk/handle/1810/290232>

Arent, D. t al. "The Political Economy Of Clean Energy Transitions". Oxford University Press. 2017. <http://sro.sussex.ac.uk/68276/1/9780198802242.pdf>

Byrnes, L. et al. "Australian renewable energy policy: Barriers and challenges". *Renewable Energy*. 2013. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148113003170>

"Clean energy for all Europeans package completed: good for consumers, good for growth and jobs, and good for the planet". European Commission. https://ec.europa.eu/info/news/clean-energy-all-europeans-package-completed-good-consumers-good-growth-and-jobs-and-good-planet-2019-may-22_en

Chawla, M., and Pollitt, M. G. "Global Trends in Electricity Transmission System Operation: Where does the future lie?" *The Electricity Journal*. 2013. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1040619013001127>

Crampton, P. "Market Design in Energy and Communications". University of Myralnd. 2015. <http://www.cramton.umd.edu/papers2015-2019/cramton-market-design-in-energy-and-communications.pdf>

"Decision ACER № 04/2018 of 24.04.2018 on all transmission system operators' proposal for intraday cross-zonal gate opening and intraday cross-zonal gate closure times". Agency for the Co-

operation of Energy Regulators. https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2004-2018%20on%20DCZGTs.pdf

"Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU". EUR-LEX. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32019L0944>

"Directive 2014/65/EU of the European Parliament and of the Council of 15 May 2014 on markets in financial instruments and amending Directive 2002/92/EC and Directive 2011/61/EU". EUR-LEX. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX%3A32014L0065>

Dutton, J. "EU Energy Policy and the Third Package". EPG Working Paper: 1505. <http://www.ukerc.ac.uk/publications/eu-energy-policy-and-the-third-package-working-paper.html>

"Electricity balancing in Europe: an overview of the European balancing market and electricity balancing guideline". ENTSO-E. November 2018. https://docstore.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20EB/entso-e_balancing_in%20europe_report_Nov2018_web.pdf

"Electricity financial markets". Australian Energy Regulator. https://www.aer.gov.au/system/files/Chapter3Electricity_financial_markets_2009.pdf

"Electricity Markets Monitoring". Agency for the Cooperation of Energy Regulators. <http://www.acer.europa.eu/en/Electricity/Market%20monitoring/Pages/Current-edition.aspx>

"Energy Package". EMISSIONS-EUETS. <https://www.emissions-euets.com/third-energy-package>

Felling, T. et al. "Flow-Flow-Based Market Coupling Revised - Part II: Assessing Improved Price Zones in Central Western Europe". HEMF Working Paper No. 07, 2019. https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3404046

Flores-Espino, F. et al. "Competitive Electricity Market Regulation in the United States: A Primer". National Renewable Energy Laboratory. www.nrel.gov/publications

Horger, T., Bastian, J., and Fan, Z. "Current and Emerging Challenges in PJM Energy Market". PJM Market. <http://home.engineering.iastate.edu/~jdm/ee553/PJMmarket.pdf>

"Internal energy market. Fact Sheets on the European Union". European Parliament. <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/en/sheet/45/internal-energy-market>

"Introduction to the Australian Electricity Market". ASX Energy Limited. July 2015. https://www.asxenergy.com.au/products/electricity_futures/asx-energy----introduction-to.pdf

Jeriha, J. et al. "National balancing and wholesale electricity markets structure and principles". CROSSBOW Consortium. <https://ec.europa.eu/research/participants/documents/downloadPublic?documentIds=080166e5c3ad0922&appId=PPGMS>

MacGill, I. "The Australian National Electricity Market". Centre for Environment and Energy Markets. 2007. http://www.ceem.unsw.edu.au/sites/default/files/event/documents/EVN_training_IG0907.pdf

Moccia, J., Bourgeois, S., and Wilkes, J. "Creating the Internal Energy Market in Europe". European Wind Energy Association. 2012. <https://www.slideshare.net/EWEA/creating-the-internal-energy-market-in-europe>

"National Electricity Market and Rules". ElectraNet. <https://www.electranet.com.au/what-we-do/network/national-electricity-market-and-rules/>

"National Electricity Market Fact Sheet". Australian Energy Market Operator. <https://www.aemo.com.au/-/media/Files/PDF/National-Electricity-Market-Fact-Sheet.pdf>

Petrov, K., and Grote, D. "Regulation - General Principles". <https://www.slideshare.net/sustenergy/electricity-markets-regulation-lesson-4-regulatory-asset-base>

"Regulation (EU) 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency". EUR-LEX. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32011R1227>

"Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management". EUR-LEX. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32015R1222>

"Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation". EUR-LEX. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv%3AOJ.L._2016.259.01.0042.01.ENG

"Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation". EUR-LEX. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32017R1485>

"Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing". EUR-LEX. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32017R2195>

"Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity". EUR-LEX. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32019R0943>

"Re-powering Markets: Market design and regulation during the transition to low-carbon power systems". International Energy Agency. 2016. <https://webstore.iea.org/re-powering-markets>

Riesz, J., and MacGill, I. "100% Renewables in Australia Will a Capacity Market be Required?" Centre for Energy and Environmental Markets. 2013. http://ceem.unsw.edu.au/sites/default/files/documents/SIW13_Riesz-CapacityMarkets-2013-09-02a.pdf

Rokas, I. K. "Towards a Truly Open European Energy Market. The Benefits for Serbia". Rokas. <https://www.rokas.com/en/>

press-articles-a-publications/energy-and-environment/item/65-towards-a-truly-open-european-energy-market-the-benefits-for-serbia

"State of the energy market 2018". Australian Energy Regulator. <https://www.aer.gov.au/system/files/AER%20State%20of%20the%20energy%20market%202017%20-%20A4.pdf>

Sarfati, M., Hesamzadeh, M. R., and Holmberg, P. "Production Efficiency of Nodal and Zonal Pricing in Imperfectly Competitive Electricity Markets". IFN Working Paper. No. 1264, 2019. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X19300203>

"The Nordic Electricity Market and How It Can Be Improved. Copenhagen". Ea Energy Analyses and Hagman Energy. 2012. http://www.ea-energianalyse.dk/reports/1174_the_nordic_market_and_potential_improvements.pdf

Taillon, J.-P. "Introduction to the world of electricity trading. Getting to grips with energy markets". Investopedia. <http://www.investopedia.com/articles/investing/042115/understanding-world-electricity-trading.asp>

"Understanding the Differences between PJM's Markets". PJM. <https://learn.pjm.com/electricity-basics/market-for-electricity.aspx>

"Uroki, izvlechnyye iz liberalizatsii energeticheskikh rynkov" [Lessons Learned from the Liberalization of Energy Markets]. Mezhdunarodnoe energeticheskoe agentstvo. 2005. <https://docplayer.ru/25965171-M-e-zh-d-u-n-a-r-o-d-n-o-e-n-e-r-g-e-t-i-ch-e-s-k-o-e-a-g-e-n-t-s-t-v-o-opyt-energo-rynkov-uroki-izvlechnyye-iz-liberalizatsii-rynkov-elektroenergii.html>

Viljainen, S. et al. "Vision for European Electricity Markets in 2030". Lappeenranta University of Technology. 2011. <https://www.lut.fi/documents/10633/138922/Vision+for+European+Electricity+Markets+in+2030/d07eec66-0db9-4a4d-a580-5416eeaca3b9>.

Стаття надійшла до редакції 13.04.2020 р.