

Салашенко Т. І.

**НАУКОВЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ
ЛІБЕРАЛІЗАЦІЇ РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ
ЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ**

Монографія

**Харків
2020**

УДК 330.351:621.311

С 16

Рекомендовано рішенням вченої ради Науково-дослідного центру індустріальних проблем розвитку НАН України (Протокол № 8 від 17.08.2020 р.)

Рецензенти: **Рудика Віктор Іванович** – доктор економічних наук, заслужений працівник промисловості України, лауреат Державної премії України в галузі науки і техніки, директор ДП «Гипрококс» (м. Харків);

Благуш Іван Семенович – доктор економічних наук, професор, заслужений діяч науки і техніки України, декан економічного факультету, ДВНЗ «Прикарпатський національний університет імені Василя Стефаника» (м. Івано-Франківськ);

Проноза Павло Володимирович – доктор економічних наук, професор, декан економічного факультету Харківського національного економічного університету імені Семена Кузнеця (м. Харків)

Салашенко Т. І.

С 16 Наукове забезпечення лібералізації ринку електричної енергії України :
монографія. Харків : ФОРМ Лібуркіна А. М., 2020. 432 с. Укр. мова

ISBN 978-617-7801-14-5

Монографію присвячено теоретичному і практичному дослідженню питань лібералізації ринку електричної енергії країни. Обґрунтовано ключові детермінанти формування конкурентного ринку електричної енергії. Представлені європейська, американська й австралійська моделі ринку, а також проведено параметричну ідентифікацію внутрішніх ринків електроенергії європейських країн. Розроблено аналітичне забезпечення з визначення причин диференціації цін електроенергії в європейському просторі.

Проаналізовано досвід реформування ринку електричної енергії України та перші результати його функціонування за проєвропейської моделі.

Обґрунтовано концептуальні положення подальшої лібералізації ринку електричної енергії України, а також теоретико-методичні положення організації його строкового сегмента на біржовій основі. Запропоновано механізм функціонування ринку потужностей України. Надано методичні рекомендації щодо ціноутворення електроенергії на різних часових і продуктових сегментах ринку.

Рекомендовано для науковців, викладачів; аспірантів, студентів економічних спеціальностей закладів вищої освіти, а також фахівців з питань проблем розвитку електроенергетичних ринків.

УДК 330.351:621.311

ISBN 978-617-7801-14-5

© Салашенко Т. І., 2020

© ФОРМ Лібуркіна А. М., 2020

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
РОЗДІЛ 1. Теоретичні підходи до вибору моделі конкурентного ринку електричної енергії	10
1.1. Ключові детермінанти вибору моделі конкурентного ринку електричної енергії	10
1.2. Європейська модель конкурентного ринку електричної енергії.....	35
1.3. Американська модель конкурентного ринку електричної енергії.....	65
1.4. Австралійська модель конкурентного ринку електричної енергії.....	87
РОЗДІЛ 2. Європейський досвід формування конкурентних ринків електричної енергії.....	104
2.1. Параметрична ідентифікація конкурентних ринків електричної енергії у європейському просторі	104
2.2. Практичний досвід біржової торгівлі електричною енергією в ЄС	128
2.3. Британський досвід організації ринків потужностей та відновлюваної електроенергії	155
2.4. Диференціація цін електричної енергії в європейському просторі.....	171
РОЗДІЛ 3. Особливості реформування ринку електричної енергії України	190
3.1. Ретроспективний аналіз функціонування ринку електричної енергії України за моделі одностороннього енергетичного пулу	190
3.2. Реформування ринку електричної енергії України на проєвропейській основі.....	207

3.3. Ринкові механізми підтримки розвитку електроенергетики України	231
3.4. Аналіз ринку електричної енергії України за проєвропейської моделі	245
РОЗДІЛ 4. Теоретико-методичні положення з лібералізації ринку електричної енергії України.....	285
4.1. Концепція лібералізації товарного ринку електричної енергії України.....	285
4.2. Організація строкового ринку електричної енергії України на біржовій основі	304
4.3. Формування ринку потужностей України на організованій основі.....	320
4.3. Особливості ціноутворення на конкурентному ринку електричної енергії України	335
ВИСНОВКИ	364
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	372
ДОДАТКИ.....	405

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ENTSO-E – Європейське об'єднання системних операторів передачі ЕЕ

NEMO – номінований оператор ринку електричної енергії

ACER – агентство із співпраці енергетичних регуляторів

АЕС – атомні електростанції

БЕС – електростанції на біомасі

БР – балансуючий ринок

ВДЕ – відновлювані джерела енергії

ВДР – внутрішньодобовий ринок

ВЕС – вітрова електростанція

ГАЕС – гідроакumuлюючі електростанції

ГЕС – гідроелектростанції

ГП – генеруючі потужності

ЕЕ – електрична енергія

ЕЕЦ – електроенергетичний цикл

ЄК – Європейська комісія

КМУ – Кабінет Міністрів України

НКРЕКП – Національна комісія, що здійснює регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг

ОЕС – об'єднана енергетична система

ОР – оператор ринку

ОРЕ – оптовий ринку електричної енергії (за моделі енергетичного пулу)

ОСП – оператор систем передачі

ОСР – оператор систем розподілу

ПЕР – паливно-енергетичні ресурси
ППБ – постачальник послуг балансування
ПУП – постачальник універсальних послуг
РВЕ – ринок відновлюваної електроенергії
РБЕ – ринок балансуєної енергії
РБП – ринок балансуєної потужності
РДД – ринок двосторонніх договорів
РДН – ринок на добу наперед
РДП – ринок допоміжних послуг
РЕЕ – ринок електричної енергії
РП – ринок потужностей
РТП – ринок традиційної потужності
РАП – ринок альтернативної потужності
СВБ – сторона, відповідальна за баланс
СЕС – сонячна електростанція
СР – строковий ринок електроенергії
ТЕС – теплові електростанції
ТЕЦ – теплоелектроцентралі

ВСТУП

Сьогодні лібералізація ринку електроенергії України розглядається в контексті імплементації європейського законодавства в національну практику та інтеграції української електроенергетики в європейський простір. Метою лібералізації є отримання істотних вигід споживачами електричної енергії щодо якості, надійності її постачання та здешевлення цін під пресом конкуренції.

Відкриття ринків електричної енергії в ЄС змінило принципи взаємодії між учасниками – купівля-продаж електроенергії на оптовому рівні наразі розглядається як багатотранзакційний процес з метою перманентного підтримання балансу попиту та пропозиції. У зв'язку з цим загальноприйнятою в ЄС стала чотирисегментарна модель ринку електроенергії із розширеним складом учасників ринкової торгівлі. Водночас внутрішні ринки електроенергії в європейських країнах залишаються диференційованими, при їх формуванні враховані особливості будови національних енергосистем, їх сполученість і ринкова кон'юнктура. Найбільших успіхів із лібералізації ринків електричної енергії в ЄС досягли ті країни, які мають відкриті ринки та високорозвинуті форми організованої торгівлі.

Проблема лібералізації ринку електроенергії є новою та складною для України, тому для теоретико-методичного обґрунтування ключових детермінантів нової моделі враховано дослідження зарубіжних учених, зокрема праці V. Ahlqvist, P. Holmberg, T. Tangerås, S. Viljainen, M. Makkonen, S. Annala, D. Kuleshov, M. Sarfati, M. Hesamzadeh, W. C. Patterson, M. Chawla, M. Pollitt, Y. K. Bichpuriya, S. A. Soman, R. Gajbhiye, G. Erbach, P. K. Gorecki, T. Jamasb, S. Faye, H. Toru, V. K. Silvester, K. Petrov, M. Keay, B. J. Lyndon та ін. Водночас проблема лібералізації ринків електроенергії остаточно не вирішена й у світі, бачення еталонної моделі відсутнє, тому до уваги прийняті також наукові позиції провідних міжнародних і регіональних організацій: IEA, ACER, CEER, ENTSO-E, OFGEM, AER, PJM тощо, а також

практичний досвід функціонування окремих операторів ринку: EEX та ErexSpot, EXAA, Nordpool та Nasdaq Commodities, EXAA, АЕМО та PJM тощо.

Суперечливість європейських здобутків в напрямку досягнення ефективної конкуренції на ринку електроенергії потребує рефлексії процесу лібералізації українського ринку електроенергії з метою адаптування найкращого зарубіжного досвіду та створення організаційно-економічного механізму його функціонування, спрямованого на захист національних інтересів, забезпечення конкурентоспроможності української електроенергетики, гарантування енергетичної безпеки та сталості розвитку електроенергетичного циклу.

У монографії наведено наукове обґрунтування та запропоновано науково-практичні рекомендації щодо обґрунтування напрямів і складових лібералізації ринку електричної енергії України.

У *першому розділі* проаналізовано теоретичні аспекти лібералізації ринку електроенергії, виділено ключові детермінанти, які необхідно враховувати при побудові його конкурентної моделі, досліджено моделі формування конкурентних ринків електричної енергії в ЄС, США та Австралії.

У *другому розділі* проведено параметричну ідентифікацію внутрішніх ринків електричної європейських країн, узагальнено досвід торгівлі електричною енергією на організованій основі, у тому числі включаючи товарний ринок, ринок потужностей і відновлюваної електроенергетики, а також визначено причини диференціації цін електроенергії в європейському просторі.

У *третьому розділі* проаналізовано особливості функціонування ринку електричної енергії України за моделі одностороннього енергетичного пулу, визначено нормативно-правові засади реформування національного ринку електричної енергії на проєвропейській основі, а також проаналізовано наявні результати функціонування ринку електричної енергії за нової моделі.

У *четвертому розділі* розроблено концептуальні положення щодо лібералізації товарного ринку електроенергії України, також обґрун-

ВСТУП

товано методичні положення щодо організації строкового ринку електроенергії на біржовій основі та створення технологічно нейтральних ринків традиційної та альтернативної потужності, надано науково-методичні рекомендації щодо особливостей ціноутворення за окремими продуктовими та часовими сегментами ринку.

Наукові результати дослідження спрямовані на стимулювання переходу України до аутентичної моделі конкурентного ринку електричної енергії, яка забезпечить результативність його функціонування, а також сталий і адекватний саморозвиток національної електроенергетики.

Автор висловлює подяку рецензентам Рудиці Віктору Івановичу – доктору економічних наук, заслуженому працівнику промисловості України, лауреату Державної премії України в галузі науки і техніки, директору ДП «Гипрококс» (м. Харків); Благуну Івану Семеновичу – доктору економічних наук, професору, заслуженому діячу науки і техніки України, декану економічного факультету, ДВНЗ «Прикарпатський національний університет імені Василя Стефаника» (м. Івано-Франківськ); Пронозі Павлу Володимировичу – доктору економічних наук, професору, декану економічного факультету Харківського національного економічного університету імені Семена Кузнеця (м. Харків).

1.1. Ключові детермінанти вибору моделі конкурентного ринку електричної енергії

Сучасне суспільство і методи виробництва неможливі без електричної енергії (ЕЕ), яка представляє вторинне джерело енергії, що отримується в результаті перетворення паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР) та відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), таких як вугілля, природний газ, нафта, ядерна енергія, енергія вітру, сонця тощо. На відміну від ПЕР, це не фізична речовина, яку можна легко зберігати, а фізичний процес, який відбувається на всіх кабелях, які її переносять, і її потрібно генерувати одночасно з моментом використання. Винахід електрогенератора, здатного виробляти змінний струм, лежить в основі нинішньої структури електроенергетики – системи, яка генерує ЕЕ на віддалених від споживача електростанціях і передає її на великі відстані для енергозабезпечення кінцевих споживачів [1].

У загальному виді ЕЕ може бути визначено як «вид зовнішньої енергії, тобто спрямованої енергії руху або різноспрямованої енергії, яка теоретично може бути повністю перетворена на спрямовану енергію в простих одноступінчатих механізмах. ЕЕ визначає здатність здійснювати роботу в будь-який момент в майбутньому (робота – це застосування сили на відстані» [2]. ЕЕ – унікальний товар, які має такі особливості [1–7]:

- 1) не може зберігатися економічно ефективним способом (єдність виробництва і споживання). Якщо баланс між пропозицією та попитом на ЕЕ порушується, частота у мережах відхиляється від контрольного значення (50 Гц – у Європі, 60 Гц – у США), у гіршому випадку відбуваються блекаути (відключення від ЕЕ споживачів);

РОЗДІЛ 1. Теоретичні підходи до вибору моделі конкурентного ринку електричної енергії

- 2) для її поставки зазвичай потрібна система мереж, до якої одночасно підключені всі учасники, що створюють додану вартість – від виробника до кінцевих споживачів;
- 3) не існують прямі фізичні взаємозв'язки між споживачем і виробником (є окремі винятки);
- 4) споживається протягом десятої частки секунди з моменту її генерації (швидкість поширення електричного струму приблизно дорівнює швидкості світла);
- 5) попит має циклічний характер і варіюється протягом доби, днів тижня і місяців року;
- 6) споживається безперервно практично всіма споживачами;
- 7) вибирає маршрут транспортування з найменшим опором і не обов'язково по лініях, обумовлених у контрактах. Потік ЕЕ в мережі неможливо контролювати, тому споживачі отримують її зі змішаних джерел;
- 8) неможливо нарощувати виробництво ЕЕ з ініціативи електрогенеруючих станцій;
- 9) найбільш часто оплата ЕЕ відбувається після її споживання.

Зазначені властивості й формують електроенергетичний цикл (ЕЕЦ), який складається з чотирьох послідовних видів діяльності (рис. 1.1) [3–5].

Електрогенерація – перетворення ПЕР та ВДЕ на ЕЕ. Виробники ЕЕ оцінюються за їх генеруючими потужностями (ГП), тобто максимальною потужністю, яку вони можуть виробляти. Виділяють базові ГП, які можуть бути включені або вимкнені на вимогу та змінні ГП, виробництво ЕЕ на яких залежить від погодних умов, таких як сонце або вітер (табл. 1.1) [5].

Електрогенерація також відрізняється за режимом гнучкості, з якою вона може працювати (табл. 1.2 і рис. 1.2).

Деякі технології, такі як атомна енергетика, добре підходять для вироблення стабільної кількості ЕЕ протягом тривалого періоду часу, тоді

як інші можуть швидко змінювати виробництво для адаптації до коливань у споживанні та виробництві ЕЕ із ВДЕ. Гідроенергія є найгнучкішою; маневреними є також газотурбінні установки та меншою мірою вугільні та газові парові енергоблоки.

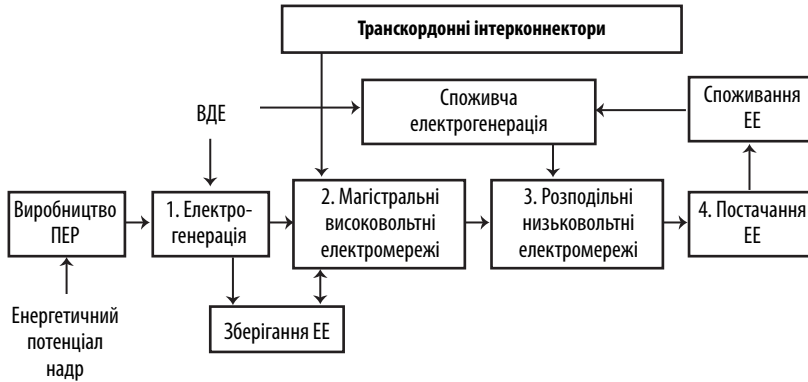


Рис. 1.1. Агрегована схема формування ЕЕЦ [3–5]

В умовах розвитку ринкових відносин означені часткові показники гнучкості обумовлюють різну цінність ЕЕ для енергосистеми.

Традиційно неманеврені ГП використовуються для обслуговування базового навантаження (нормальний рівень споживання ЕЕ), тоді як маневрені ГП використовуються для задоволення пікового попиту. Збільшення частки змінних ГП означає, що для покриття базового навантаження необхідні більш маневрені ГП. Збереження ЕЕ є ще одним засобом збалансування попиту та пропозиції. За часів низького попиту та / або високої пропозиції енергія надходить у сховище, з якого вона виділяється в умовах високого попиту та / або низької пропозиції. Процес зберігання коштує дорого, і в процесі відбуваються втрати ЕЕ.

Найбільш поширеним типом накопичення ЕЕ в енергосистемі є гідроакumuлюючі електростанції (ГАЕС), де надлишкова ЕЕ використовується для перекачування води з нижнього до вищого резервуара, а ЕЕ генерується шляхом подачі води на спуск. Акумуляторне зберігання є ще одним варіантом, що розвивається, хоча ще досить дороге.

РОЗДІЛ 1. Теоретичні підходи до вибору моделі конкурентного ринку електричної енергії

Таблиця 1.1

Узагальнена характеристика основних об'єктів електрогенерації [6; 7]

Вид ГП	Режим функціонування	Вид енергоресурсу	Гнучкість (час запуску)	Операційні витрати	Капітальні витрати	Час будівництва	Викиди
Вугільні парові	Базовий	ПЕР	Середня	Середні	Низькі	Короткий	Високі
Газові парові	Базовий	ПЕР	Середня	Високі	Низькі	Короткий	Помірні
Газотурбінні	Базовий	ПЕР	Висока	Високі	Низькі	Короткий	Помірні
Біомаса	Базовий	ВДЕ	Середня	Помірно високі	Середні	Середні	Низькі ¹
Атомні	Базовий	Атомна	Низька	Низькі	Високі	Довгий	0 ²
Гідроенергетичні	Базовий	ВДЕ	Високі	Низькі	Середні	Середній	0
Вітрові	Змінний	ВДЕ	Низька	Низькі	Середні	Короткий	0
Сонячні	Змінний	ВДЕ	Низька	Низькі	Середні	Короткий	0
Геотермальні	Базовий	ВДЕ	Висока	Низькі	Середні	Короткий	0

Примітка: ¹ – зростання біомаси виводить CO₂ із атмосфери; ² – умовно

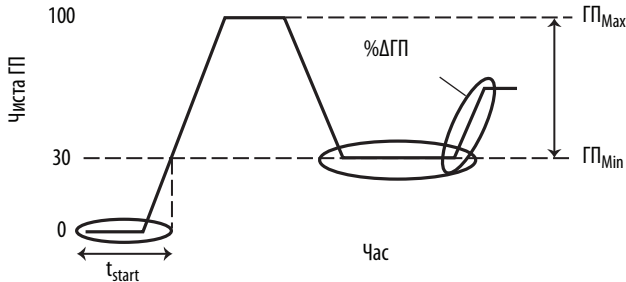


Рис. 1.2. Графічна інтерпретація часткових показників гнучкості ЕЕ [8]

Таблиця 1.2

Показники гнучкості генерації ЕЕ в енергосистемі [8]

Показник	Значення показника	Вимір показника	Гнучкість ЕЕ
Мінімальне навантаження ($ГП_{Min}$)	Характеризує мінімально можливу чисту ГП, яку може забезпечити електростанція за стабільних робочих умов	У відсотках від номінального навантаження ($\% ГП_{Nom}$)	Низьке мінімальне навантаження дозволяє уникнути дорогих запусків і зупинок енергоблоків
Час завантаження (t_{start})	Визначає період від початку експлуатації ГП до досягнення нею мінімального навантаження	Період від початку роботи ГП (t_0) до досягнення мінімального навантаження (t_2)	Чим коротший час завантаження, тим швидше електростанція може досягти мінімального навантаження
Швидкість набору навантаження ($\% \Delta ГП$)	Описує, наскільки швидко електростанція може змінювати свою чисту ГП під час роботи	Зміна чистої потужності, ΔP_{Net} , за зміну часу, Δt	Чим вищий коефіцієнт набору навантаження, тим швидше регулюється ГП, щоб задовольнити зміни у споживанні ЕЕ

Передача ЕЕ – транспортування ЕЕ мережами високої напруги у великі центри попиту. Високі напруги, від 220 кВ до 1000 кВ, використовуються для зниження втрат під час передачі ЕЕ на великі відстані. Традиційно високовольтні мережі використовують змінний струм,

однак високовольтні лінії постійного струму (HVDC) стають ефективною альтернативою. Лінії HVDC мають менші втрати у передачі, ніж лінії змінного струму, але їх підстанції вимагають дорожчої енергетичної електроніки і складніші у приєднанні всередині.

Розподіл ЕЕ – процес передачі ЕЕ низьковольтними лініями кінцевим споживачам. Малі ГП на основі ВДЕ, таких як сонячна енергія та вітер, зазвичай приєднуються до розподільних мереж.

Постачання ЕЕ – облік ЕЕ, виставлення рахунків та інші послуги, що надаються кінцевим споживачам.

Наразі в світі немає усталеної думки, чи є ЕЕ товаром або послугою. Розмежування між товаром і послугою має виключно важливе значення, оскільки міжнародні договори передбачають різні норми і режим для торгівлі товарами та торгівлі послугами. Найчастіше на міжнародному рівні ЕЕ розглядається саме як товар. Статус ЕЕ за Договором до Енергетичної Хартії (ДЕХ) має відсилочну норму на положення Генеральної угоди з тарифів і торгівлі (ГАТТ) 1994 р., яка містить зобов'язання держав – членів СОТ з торгівлі товарами. Отже, останній застосовується і для ввозу-вивозу ЕЕ. У той час як торгівля послугами регулюється Генеральною угодою про торгівлю послугами (ГАТС) [2]. Оскільки ДЕХ інкорпорував тільки положення СОТ, що стосуються товарів, питання про можливість застосування ГАТС до торгівлі ЕЕ не встає. Однак, згідно зі ст. 1 (5) ДЕХ господарська діяльність в енергетичному секторі повністю охоплює послуги в галузі енергетики, включаючи послуги, пов'язані з ЕЕ [2; 9]. У Гармонізованій системі опису та кодування товарів (ГС / HS) СОТ / WCO ЕЕ класифікується за групою 27.16 [10], згідно з якою вона має факультативну позицію, що дозволяє державам-членам самостійно визначати, чи згодні вони з класифікацією ЕЕ як товару для тарифних цілей, чи ні [2; 4].

Важливими характеристиками ЕЕ є електричний струм, напруга, потужність, частота. Ці характеристики і формують проблемне поле дослідження конкурентного РЕЕ, яке визначається за його елементами (рис. 1.3). На товарному РЕЕ відбувається торгівля активною ЕЕ із заданими властивостями частоти та напруги, на ринку допоміжних послуг (РДП) – торгівля послугами для забезпечення нормальної якості

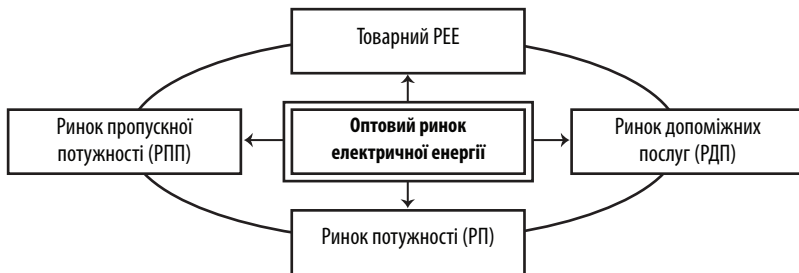


Рис. 1.3. Атрибутивні елементи оптового РЕЕ

ЕЕ, що включають торгівлю резервами частоти, регулювання напруги та реактивної потужності для забезпечення належної якості ЕЕ та операційної надійності енергосистеми. На поточному етапі розвитку актуалізувалися питання торгівлі ЕЕ також як потужністю, тобто формування ринку потужностей (РП), що обумовлено потребами адекватного розвитку енергосистеми для середньо- і довгострокового задоволення споживчих потреб в ЕЕ. До того ж забезпечення економічно вигідних і технічно можливих перетоків ЕЕ як всередині енергосистеми, так і з суміжними енергосистемами є завданням ринку пропускних потужностей (РПП) [3; 5; 7].

Отже, складові ринкового дизайну оптового РЕЕ включають ринкові механізми торгівлі:

- ЕЕ як товаром на оптовому рівні;
- допоміжними послугами для підтримання параметрів якості ЕЕ;
- правами на пропускну потужність для полегшення фізичних перетоків ЕЕ в енергосистемі та через її границі;
- потужностями для забезпечення адекватного задоволення енергетичних потреб сьогодення та в майбутньому.

Усі ці механізми мають бути узгоджені один із одним.

Енергетичні ринки мають високу концентрацію як за кількістю учасників, так і географією розподілу ПЕР. Їх лібералізація пов'язана

РОЗДІЛ 1. Теоретичні підходи до вибору моделі конкурентного ринку електричної енергії

з процесами роздержавлення і відходом від моделі природної монополії на основі вертикально-інтегрованих енергетичних компаній до приватної власності з широким колом суб'єктів енергобізнесу. Раніше (до кінця ХХ ст.) превалювання монополістичних структур на РЕЕ пояснювалося пріоритетами цілей безпеки енергопостачання над цілями економічної ефективності, а й іноді соціальної доступності. Довгий період панування політики протекціонізму в енергетичній сфері зумовив низьку економічну ефективність на різних стадіях ЕЕЦ, дефіцит інвестицій для подальшого розвитку, відсутність права вибору у споживача постачальника енергії і його незадоволеність якістю енергетичних послуг, а також перехресне субсидування між споживачами, які усі разом поступово підривали авторитет вертикально-інтегрованих енергетичних компаній в енергетичній сфері й ініціювали необхідність розвитку конкуренції.

Відкриття конкуренції на енергетичних ринках було об'єктивно обумовленим задля придбання суб'єктами енергобізнесу істотних вигод від ринкової торгівлі для [3; 5]:

- 1) підвищення надійності енергопостачання;
- 2) зростання економічної ефективності електрогенерації. Електростанції середнього розміру виявилися більш ефективними, ніж великі об'єкти, що входять до складу вертикально-інтегрованих енергетичних компаній;
- 3) зниження потреб у резервних ГП і скорочення пікових навантажень у енергосистемах;
- 4) згладжування різниці у цінах на ЕЕ у різних регіонах;
- 5) підвищення ефективності інвестування у електроенергетичну інфраструктуру.

У результаті на зміну традиційного підходу до енергопостачання як одного з обов'язків держави, необхідного для нормального функціонування суспільства, прийшло розуміння того, що ЕЕ – це комерційний продукт, а РЕЕ може і має право функціонувати, спираючись на закони конкуренції [15].

Міжнародне енергетичне агентство (МЕА) виділило 7 етапів відкриття конкуренції РЕЕ [11]:

- існування вертикально-інтегрованої енергетичної компанії, яка володіє всіма ланками ЕЕЦ;
- поява та зростання кількості незалежних виробників ЕЕ;
- розмежування комерційних (виробництво та постачання) та операційних (транспортування та розподіл) функцій на РЕЕ;
- відкриття конкуренції на оптовому РЕЕ в межах великої географічної території;
- відкриття конкуренції на роздрібному РЕЕ;
- об'єднання ринків географічно суміжних енергосистем;
- гарантування адекватного розвитку потужностей енергосистеми.

Еволюція РЕЕ у світі засвідчує їх поступовий перехід до більш прогресивних організаційних моделей (рис. 1.4) [11–16]:

- 1) регульованої монополії – ринок представлений єдиною вертикально-інтегрованою компанією, в «руках» якої знаходяться всі ланки ЕЕЦ, в тому числі електрогенерація, транспортування, розподіл і постачання ЕЕ, – щодо власності, управління та фінансового обліку активами (рис. 1.4а);
- 2) єдиного покупця (рис. 1.4б) – ринок організований за принципом енергетичного пулу, який накладає «зобов'язання з продажу ЕЕ через централізований односторонній аукціон, який визначає ціни й обсяги постачання від окремих продавців на наступну добу»;
- 3) конкурентного оптового РЕЕ (рис. 1.4в), який передбачає вільне ціноутворення між оптовими продавцями та покупцями ЕЕ. Наразі загальноприйнятими є дві форми організації конкурентного оптового РЕЕ – двостороння торгівля на основі прямих договорів та біржова торгівля (двосторонній аукціон);
- 4) конкурентного РЕЕ (рис. 1.4г), що передбачає підкріплення попередньої моделі конкуренцію на роздрібному РЕЕ, у ре-

РОЗДІЛ 1. Теоретичні підходи до вибору моделі конкурентного ринку електричної енергії

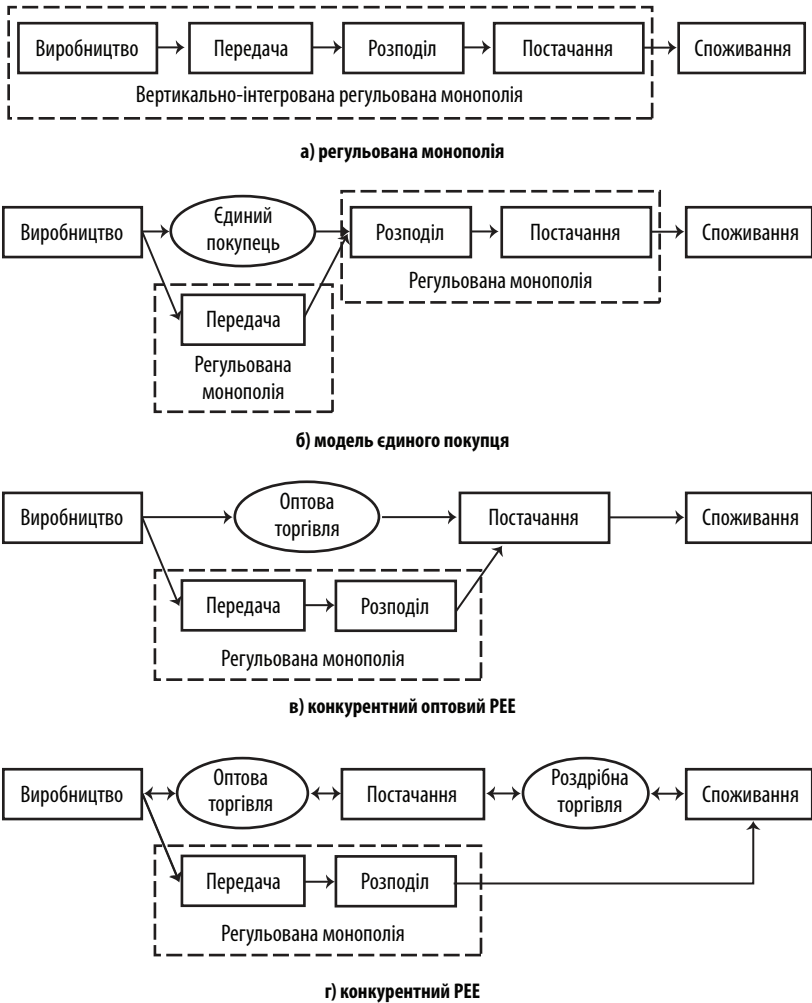


Рис. 1.4. Принципові моделі організації РЕЕ [11; 16]

зультаті чого споживачі отримують можливість вільно обирати постачальника ЕЕ, спираючись на контрактні умови її постачання. Ефективність роздрібного ринку буде тим вище, чим

вище буде мобільність кінцевих споживачів між постачальниками ЕЕ.

Лібералізація оптового РЕЕ передбачає становлення третьої (однак, як доводить практика, односторонній аукціон також може сприяти розвитку конкуренції за певних умов), а роздрібного РЕЕ – четвертої моделей.

У світі моделі РЕЕ ще еволюціонують, та пріоритетною моделлю XXI ст. вчені Енергетичного інституту Техаського університету вбачають модель проактивного споживача (рис. 1.5), в якій відбувається посилення ролі просьюмерів, двонаправлених енергетичних потоків, розподілених енергетичних ресурсів, а також набувають поширення технології електрозберігання.

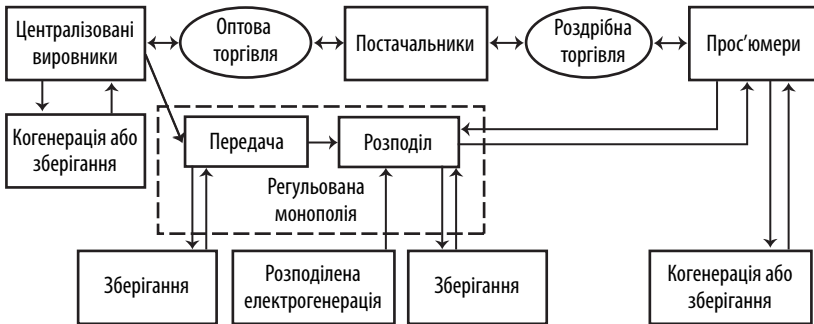


Рис. 1.5. Модель РЕЕ XXI ст. [16]

Лібералізація РЕЕ передбачає змістове наповнення конкурентної його моделі. Наразі виділяються два підходи до формування моделей конкурентного РЕЕ: централізований та децентралізований, які передбачають два різні підходи до узгодження фізичних і комерційних потоків ЕЕ (табл. 1.3).

Очевидно, що кожен із цих підходів має свої переваги та недоліки та потребує подальшого вдосконалення, що є завданням наукового пошуку.

Таблиця 1.3

Підходи до формування моделі конкурентного РЕЕ [11; 24]

Критерій	Децентралізований підхід	Централізований підхід
1	2	3
Координація фізичних і 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	Самодиспетчеризація – 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	Оператор системи не може впливати на результати торгів на РЕЕ до настання реального часу фізичної поставки ЕЕ	Оператор системи може втручатися в результати торгів на окремих сегментах РЕЕ
Тип ринкової інфраструктури	Оператор системи традиційно поєднаний із оператором передачі та відділений від оператора ринку. Інколи оператор систем передачі володіє активами оператора ринку	Оператор системи традиційно відділений від оператора передачі та уособлює оператора ринку
Збалансованість ринку	Строкові та спотові сегменти РЕЕ зазвичай дисбалансовані та не враховують технічні обмеження енергомереж, що обумовлює зростання місткості РЕЕ в реальному часі та маніпулювання цінами та обсягами ЕЕ виробниками на строкових сегментах	Строкові та спотові сегменти РЕЕ є збалансованими та враховують технічні обмеження енергомереж, а також гнучкість виробників ЕЕ

Закінчення табл. 1.3

1	2	3
Прозорість результатів	Тільки економічне підґрунтя є основою для акцепту пропозицій виробників	Результати торгів встановлюються за оптимізаційною функцією, яка передбачає ітеративний процес врахування технічних обмежень енергосистеми та цінових пропозицій виробників
Ціноутворення	Цінові пропозиції повинні спиратися виключно на маржинальні витрати (досягнута конкуренція). Не існує додаткових цінових надбавок, виробники самостійно несуть ризики покриття міжчасових витрат і завищують маржинальні витрати (недосягнута конкуренція)	Цінові пропозиції складаються із 3 компонентів: маржинальних витрат, витрат «холостого ходу» та витрат на звантаження. Акцепт пропозицій відбувається за маржинальними витратами, однак існують цінові надбавки виробникам для покриття інших складових
Цінова дискримінація	Не існує. Всі акцептовані пропозиції оплачуються за єдиною маржинальною ціною	Існує. Кожен виробник отримує оплату за акцептовану пропозицію виходячи з єдиної маржинальної ціни, а також індивідуальних міжчасових витрат
Оптимальність і збалансованість енергосистеми	Система залишається дисбалансованою на строкових / спотових сегментах ринку і може бути звантажена	Система оптимально збалансована на строкових і спотових сегментах ринку
Гнучкість ринку	Учасники ринку можуть часто та швидко оновлювати свої пропозиції до закриття воріт ринку	Учасник ринку не може змінити свій профіль навантаження до реального часу поставки EE

Процес вибору підходу до формування конкурентного РЕЕ повинен спиратися на вибір ключових детермінант його моделі, якими в цьому дослідженні визначено такі: географічне розмежування енергосистеми, спосіб диспетчеризації, ринкова інфраструктура, форми торгівлі, часове масштабування, методи ціноутворення, продуктова диверсифікація. Особливості вибору кожної з них і визначають конкретну модель конкурентного РЕЕ, забезпечуючи надійність його операційного функціонування, задоволення споживчих потреб і керованість стратегічного розвитку.

По-перше, необхідність забезпечення вільних перетоків ЕЕ в енергосистемі обумовлює потребу її географічного розмежування. Наразі існують два основних типи географічного розмежування РЕЕ [25; 26]:

- **нодальне розмежування**, яке 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 дисперизує потрібні одиниці. Однак ціни відрізняються за енерговузлами;
- **зональне розмежування**, що 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 та спотових сегментах РЕЕ. У цьому випадку зв'язок між комерційними та фізичними потоками ЕЕ сильно спрощений, що обумовлює управління потужностями передачі після очищення ринку. Ціна ЕЕ є єдиною для всієї ринкової зони та не враховує витрати на перевантаження, а учасники РЕЕ можуть отримувати додатковий дохід від ре-диспетчеризації в реальному часі.

На практиці в кожній енергосистемі існують вузькі місця, що обумовило розвиток комбінованого підходу для управління перевантаженням в енергосистемі – так званий зональний підхід із потоковими ринковими зв'язками, що є комбінацією зонального із вільними пропускними потужностями і нодального підходів. За цього підходу управ-

ліній пропускними потужностями відбувається частково одночасно із очищенням ринку (шляхом визначення критичних ліній) та частково після нього. Потреба в ре-диспетчеризації не виключається, але її обсяги значно зменшуються. Ціна ЕЕ єдина для всієї ринкової зони, але існують витрати за перевантаження [26; 27].

Основні характеристики наведених підходів до географічного розмежування подано в *табл. 1.4*.

Залежно від типу демаркації обирається й спосіб диспетчеризації енергосистеми: централізована диспетчеризація, коли учасники ринку подають заявки, а оператор системи акцептує згідно з прогнозованим навантаженням і фізичними можливостями енергосистеми; та самодиспетчеризація, де заявки приймаються та акцептуються виключно з комерційної позиції, не враховуючи фізичні можливості енергосистеми [25; 26].

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 (*табл. 1.5*) [13; 28]:

- 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 вибору одного з типів ринкової інфраструктури походить від об'єднаності та збалансованості енергосистеми, що дозволяє коректно скоординувати комерційні та фізичні потоки ЕЕ. Автори праць [28; 29] пропонують класифікувати ринкову інфраструктуру за 4 типами (*табл. 1.6*) виходячи зі:

Таблиця 1.4

Основні підходи до визначення локальних границь РЕЕ [25–27]

Критерій	Підхід		
	Нодальне розмежування	Зональне розмежування із потоковими ринковими зв'язками	Зональне розмежування
Достатність пропускних потужностей	Дефіцитні	В енергосистемі існують вузькі місця	Профіцитні (або умовно необмежені)
Розподіл пропускних потужностей	Одночасно із визначенням результатів строкових ринків	Частково до, частково після визначення результатів строкових і спотових ринків	Після визначення результатів строкових ринків
Збалансованість комерційних і фізичних потоків РЕЕ	Відповідність комерційних і фізичних потоків РЕЕ	Комерційні потоки враховують «вузькі місця» енергомережі та результати торгівлі на строкових сегментах РЕЕ	Комерційні потоки не відповідають фізичним маршрутам РЕЕ, часто виникає перевантаження окремих з них
Потреба в ре-диспетчеризації	Ре-диспетчеризація не потрібна	Ре-диспетчеризація існує, але її обсяги незначні	Значні обсяги ре-диспетчеризації
Адаптивність	Ринок адаптується до обмежень енергосистеми	Ринок та енергосистема адаптують один до одного	Енергосистема адаптується до результатів ринку
Управління перевантаженнями	Впровадження окремих ринкових механізмів управління перевантаженнями	Управління перевантаженнями відбувається на основні ко-оптимізаційної функції для ринкових пропозицій	Пропускні потужності розподіляються неявно, управління перевантаженнями відбувається в реальному часі
Цінова дискримінація	Окремі ціни в енерговузлах в межах ринкової зони	Єдина ціна на ринку, яка враховує витрати на перевантаження	Єдина ціна в межах ринкової зони без врахування витрат на перевантаження.
Приклади країн	окремі РЕЕ в США	РЕЕ в країнах ЦВЄ	Більшість РЕЕ ЄС

Таблиця 1.5

Функції операторів оптового РЕЕ [13]

Оператор	Функції
Оператор ринку (ОР)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Експлуатація та / або підвищення операційності ринку. ▪ Реєстрація учасників ринку. ▪ Отримання та відбір заявок попиту та пропозиції від учасників ринку. ▪ Проведення розрахунків між учасниками ринку
Оператор системи (ОС)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Експлуатація та / або координація електромереж, забезпечення надійності та безпеки електропостачання. ▪ Диспетчеризація в режимі реального часу для збалансування пропозиції та попиту на ЕЕ. ▪ Управління допоміжними службами для підтримки надійності енергосистеми. ▪ Управління перевантаженнями енергосистеми
Оператор передачі (ОП)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Планування, будівництво, обслуговування та володіння високовольтними лініями електропередач

- ступеня розмежування прав власності на активи передачі;
- зв'язку між функціями передачі (обслуговування та довгостроковий розвиток мереж передачі), балансування системи (забезпечення тотожності виробництва та споживання ЕЕ) та управління процесами купівлі-продажу ЕЕ (керівництвом торговими платформами).

Сьогодні відзначається помітний відхід від вертикально інтегрованих інфраструктур, але при цьому відсутнє бачення найкращого типу структур. На окремих конкурентних РЕЕ функції трьох операторів можуть бути поєднані, тоді як у міру розвитку конкуренції та прогресивності ЕЕЦ відбувається їх розмежування.

Традиційними для конкурентних РЕЕ є 2 типи ринкової інфраструктури [13; 28; 29]:

РОЗДІЛ 1. Теоретичні підходи до вибору моделі конкурентного ринку електричної енергії

Таблиця 1.6

Характеристика типів ринкової інфраструктури [28; 29]

Тип ринкової інфраструктури	Визначення	Переваги	Недоліки	Кількість Структур у світі, од.
1	2	3	4	5
Вертикально інтегрована	Єдиний провайдер РЕЕ відповідальний за генерацію, передачу, розподіл і постачання. Характерна для неконкурентних ринків	Дозволяє оптимізувати витрати та планування по всьому ЕЕЦ	Непрозорість процесу витратоутворення, дискримінація інших учасників ринку з позиції доступу до електромереж	161
Юридично відокремлена	Окрема компанія, яка володіє і експлуатує мережі і є частиною материнської компанії, яка також володіє дочірніми компаніями з генерації, розподілу та / або роздрібною торгівлі ЕЕ	Відокремлення витрат з передачі електроенергії від інших елементів ЕЕЦ	Відсутність повної незалежності, оскільки ЮОСП може, як і раніше, надавати перевагу генеруючим дочірнім підприємствам материнської компанії для доступу до мережі передачі	18
Незалежний оператор систем передачі (НОСП)	Окрема компанія несе одноосібну відповідальність за володіння і експлуатацію мережі і не залежить від інших учасників РЕЕ. При цьому функції торгівлі зазвичай відокремлені	Забезпечує чесну конкуренцію між учасниками РЕЕ за доступ до мережі і координацію довгострокових планових та інвестиційних рішень	Може існувати політичний опір проти повного поділу власності на передавальні активи і труднощі в проведенні міжрегіональної координації	32

Закінчення табл. 1.6

1	2	3	4	5
Незалежний оператор системи (НОС)	Компанія відповідальна за експлуатацію системи, а також координує торговельні платформи. Відокремлена від володіння та обслуговування мереж передачі	Забезпечує чесну конкуренцію між ГК за доступ до мережі без вирішення економічних і політичних проблем розмежування власності на активи передачі	Проблеми координації з точки зору обміну інформацією (надійності) і розподілу інвестиційних витрат (для створення нових активів) між оператором системи і оператором передачі	38

РОЗДІЛ 1. Теоретичні підходи до вибору моделі конкурентного ринку електричної енергії

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

Особливе місце на конкурентному РЕЕ відводиться формам торгівлі ЕЕ (табл. 1.7), якими можуть виступати [13; 30]:

Таблиця 1.7

Узагальнювальна характеристика форм конкурентної торгівлі ЕЕ [13]

Неорганізована позабіржова торгівля	Організована позабіржова торгівля	Біржова торгівля
<p>Виробники ЕЕ, постачальники та великі споживачі торгують ЕЕ на основі двосторонніх договорів, умов та ціни за якими є закритими. Плановий графік постачання та споживання повідомляється системному оператору</p>	<p>Виробники ЕЕ, постачальники та великі споживачі торгують ЕЕ на основі двосторонніх договорів, які є стандартизованими, які реєструються на спеціальній торговій платформі. Плановий графік постачання та споживання повідомляється системному оператору. Торгівля ведеться за заявленими цінами, які публічно оприлюднюються</p>	<p>Організований біржовий ринок, на якому розкривається узагальнена інформація за пропозиціями (ціна та обсяг, період поставки). Виробники ЕЕ подають індивідуальні заявки-пропозиції, а постачальники, трейдери, великі промислові споживачі – заявки попиту, визначаючи ціни та обсяги ЕЕ для різних часових інтервалів. Найдорожча пропозиція, яка необхідна для задоволення попиту в кожному інтервалі часу, визначає ринкову ціну</p>

- неорганізована позабіржова торгівля, де виробники та споживачі (або постачальники) укладають прямі договори і самостійно визначають обсяги купівлі-продажу та ціну ЕЕ. Контрактні умови 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 і 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 основі аукціонного підходу.

Енергетичні біржі вважаються найбільш прогресивною формою торгівлі, які забезпечують недискримінаційний доступ для учасників і прозорість результатів торгів згідно зі встановленими правилами ринку. Існують різні види енергетичних бірж (рис. 1.6) [13; 31; 32]:

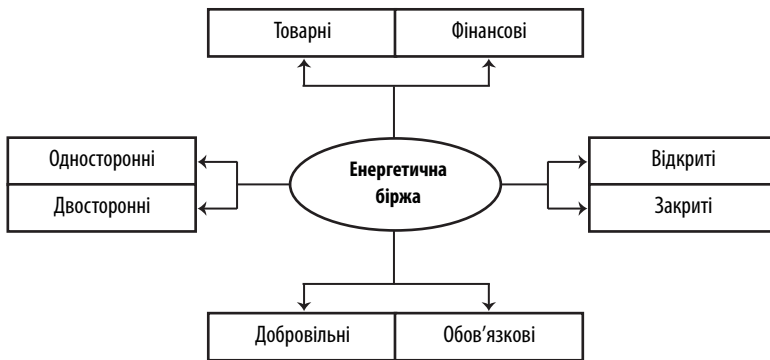


Рис. 1.6. Види енергетичних бірж [13; 31; 32]

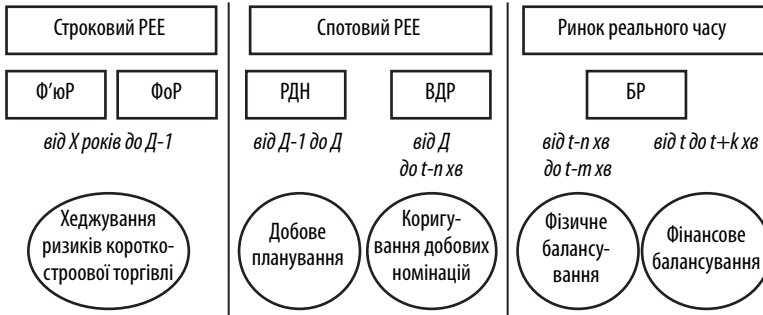
- за видом продукту виділяють товарні, на яких торгується ЕЕ, та фінансові, де відбувається торгівля деривативами на ЕЕ;
- за формою організації – односторонні, активні тільки зі сторони продавців або споживачів ЕЕ, та двосторонні, активні як зі сторони виробників, так і зі сторони постачальників / крупних 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.

РОЗДІЛ 1. Теоретичні підходи до вибору моделі конкурентного ринку електричної енергії

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

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 (рис. 1.7) [33]:

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



D – торговий день, t – реальний час

Рис. 1.7. Види часових границь на товарному РЕЕ [22; 23]

Ці часові границі співвідносяться із різними часовими сегментами торгівлі ЕЕ як товаром. На строковому інтервалі виділяються фінансова та фізична форми торгівлі. На спотовому ринку можуть співіснувати ринок на добу наперед (РДН), тобто за одну добу до фактичної поставки ЕЕ, та / або внутрішньодобовий ринок (ВДР). Тоді як балансуючий ринок (БР) функціонує в реальному часі та передбачає миттєву поставку електроенергії.

Оперують строковим сегментами у випадку біржової торгівлі – фінансові та товарні біржі, а у випадку позабіржової – оператор системи як адміністратор розрахунків, тоді як спотовими сегментами – зазвичай організовані та номіновані енергетичні біржі 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.

Ліквідність функціонування конкретного часового сегмента ринку визначається за рівнем «чорна», який визначається як відношення загального обсягу торгів в цьому сегменті до загального обсягу споживання ЕЕ у визначеній ринковій зоні [31].

Метою відкриття конкуренції на РЕЕ є встановлення справедливих цін на ЕЕ, вільних від державного регулювання, що можливо за ринкових методів ціноутворення, які визначають порядок включення електрогенеруючих одиниць у роботу. Наразі існує декілька таких методів ціноутворення на РЕЕ:

- договірні ціни застосовуються на позабіржовому ринку і є предметом закритих домовленостей двох сторін;
- маржинальні ціни, коли встановлюється єдина оптова ринкова ціна, яка дорівнює ранжованій ціні останнього енергоблоку, який братиме участь у покритті навантаження.
- заявлені ціни притаманні біржовому ринку, де акцептуються заявки за різними цінами купівлі-продажу ЕЕ;
- середньозважена єдина ціна, де виробники подають заявки, а оператор ринку ранжує їх та акцептує згідно із прогнозними навантаженням в енергосистемі. 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 дозволяє визначити єдину справедливую та недискримінаційну ціну, за якої всім виробникам буде вигідно продавати, а споживачам купу-

РОЗДІЛ 1. Теоретичні підходи до вибору моделі конкурентного ринку електричної енергії

вати ЕЕ. Маржинальне ціноутворення визначає, що виробники ЕЕ з найнижчими граничними витратами будуть задіяні першими, тоді як виробники з найвищою граничною вартістю – останніми. Ціна ЕЕ формується на основі граничних витрат останньої продукції, що поставляється в мережу для задоволення попиту, і однакова для всіх видів виробників і незалежно від їхніх пропозицій, а також для всіх споживачів (рис. 1.8) [30].

За таким методом функціонують здебільшого спотові (переважно РДН, а інколи й ВДР) і балансуєчі ринки.

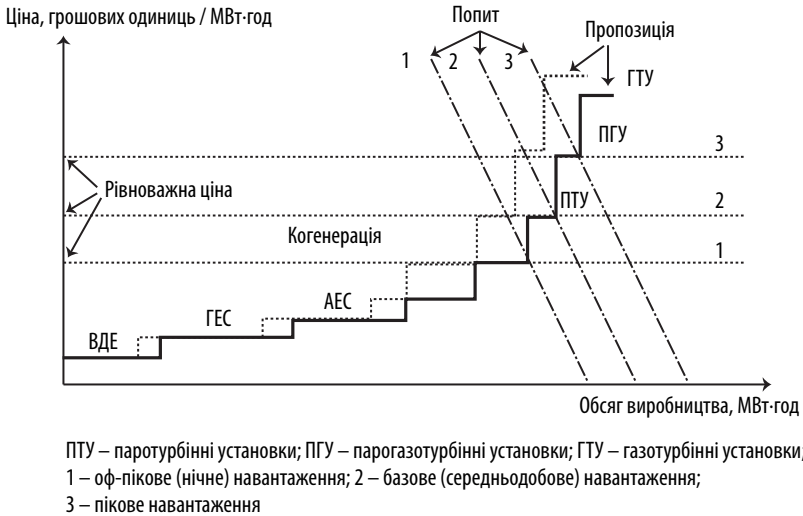


Рис. 1.8. Агрегована модель ціноутворення ЕЕ на спотовому РЕЕ [30; 31; 34]

Алгоритм маржинального ціноутворення складається з декількох паралельно-послідовних етапів [30]:

- 1) подача заявок-пропозицій – усі виробники ЕЕ, які мають можливості та наміри продавати ЕЕ, подають свої виробничі пропозиції та відповідні ринкові ціни для кожного часового інтервалу майбутньої поставки ЕЕ;

- 2) подача заявок попиту – споживачі та постачальники ЕЕ подають заявки на обсяг потрібної ЕЕ з відповідною ціною для кожного часового інтервалу майбутньої поставки ЕЕ;
- 3) оператор ринку збирає заявки, щоб створити агреговані криві за методом впорядкування заявок:
 - крива сукупного попиту ранжується від найдорожчої до найдешевшої ціни ЕЕ;
 - крива сукупної пропозиції впорядковується від найдешевших до найдорожчих джерел енергопропозиції;
- 4) перетин двох кривих дозволяє встановити ціну й обсяг ЕЕ:
 - усі торговельні пропозиції виробників із ціною, меншою за маржинальну ціну, приймаються, інші відхиляються;
 - усі торговельні запити покупців із цінами вище, ніж рівноважна, приймаються, інші відхиляються;
- 5) усі транзакції на РЕЕ будуть виконуватися за рівноважною ціною:
 - кожен покупець сплачує суму споживання ЕЕ за рівноважною ціною;
 - кожен виробник отримає суму, що відповідає добутку рівноважної ціни на обсяг виробленої ЕЕ, відпущеної до електромереж для їх власного використання.

Альтернативним підходом до ціноутворення на оптовому РЕЕ є заявлені ціни («pay-as-bid»), згідно з якими кожному виробнику ЕЕ сплачується вартість ЕЕ за виставленою ним ціною (хоча остання також повинна формуватися на основі граничних витрат плюс маржа). Отже, загальна ринкова ціна для всіх учасників відсутня, що обумовлює різну рентабельність продажу за кожною ринковою пропозицією [39].

І останнє, але не менш важливе, ЕЕ є стандартизованим товаром, диференціація якого можлива тільки за ціною та періодом поставки за цією ціною. Типовою є класифікація ринкових продуктів на: одиночні (за окремими часовими інтервалами) та блочні (об'єднують послідовні часові інтервали) [32]. Залежно від ступеня розвитку РЕЕ часовий ін-

РОЗДІЛ 1. Теоретичні підходи до вибору моделі конкурентного ринку електричної енергії

тервал поставки ринкових продуктів на РЕЕ може бути таким: година, півгодини, чверть години, 5-хвилинний інтервал. 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 відхилитися у встановленому діапазоні [11].

Отже, формування моделі конкурентного РЕЕ передбачає обґрунтування кожної з 7 цих детермінант, що в подальшому сприятиме ефективності його функціонування.

Таким чином, формування конкурентних моделей РЕЕ пов'язано одночасно з дерегуляцією старих монополістичних відносин і становленням нових регуляторних та організаційних правил функціонування, вільних від прямого державного втручання РЕЕ. На конкурентних РЕЕ повинні створюватися стимули підвищення короткострокової та довгострокової ефективності функціонування ЕЕЦ, а також сигнали інвестиційно-інноваційного його розвитку. Однак набутий досвід щодо впровадження конкурентних моделей РЕЕ в окремих країнах світу свідчить про певну ідеалізацію переваг лібералізації. Отже, формування моделі конкурентного РЕЕ залишається актуальним завданням наукового пошуку.

1.2. Європейська модель конкурентного ринку електричної енергії

Ще 30 років тому більшість національних РЕЕ в ЄС були організовані за моделлю регульованої монополії. У кожній країні існувала одна або декілька вертикально-інтегрованих енергетичних компаній, відповідальних за виробництво, передачу, розподіл і постачання ЕЕ, тому вихід на ринок нових гравців було обмежено, що спонукало монополістів до отримання надприбутків та обумовлювало зниження ефективності їх функціонування. Особливими рисами доконкурентного етапу функціонування європейських РЕЕ були такі [40]:

- 1) всі виключні права на енергетичні ресурси були підконтрольні державі;

- 2) виконували зобов'язання щодо забезпечення загальносуспільних інтересів;
- 3) жорсткий контроль якості та ціноутворення енергетичних послуг;
- 4) вважалося, що вільна конкуренція в енергетичному секторі несли суттєві політичні й економічні ризики.

Ідею лібералізації ринкових відносин в енергетичній сфері було закладено ще в Римському договорі 1957 р., зокрема його ст. 3 визначила, що внутрішній ринок ЄС повинен «характеризуватися скасуванням перешкод вільному пересуванню товарів, осіб, послуг і капіталів між державами-членами» та «сприяти становленню системи, що запобігає порушенням на ньому» [41]. В подальшому вдосконалення ринкових відносин в енергетичній сфері було визначено в Єдиному європейському акті 1986 р., зокрема ст. 129b встановлювалося таке [42]:

- задля досягнення цілей, зазначених у ст. 7а (заборона дискримінації – прим. авт.) та ст. 130а (стимулювання конкурентоспроможності промисловості – прим. авт.), дати можливість громадянам ЄС, учасникам економічної діяльності, регіональним і місцевим громадам отримувати всі вигоди від створення зон без внутрішніх кордонів. У зв'язку з цим об'єднання сприяє започаткуванню та розвитку транс'європейських мереж транспортних, телекомунікаційних та енергетичних інфраструктур;
- у рамках системи відкритих і конкурентних ринків дії Співтовариства мають на меті стимулювання взаємозв'язку і взаємодії національних мереж, так само як і доступу до таких мереж. Особливо це повинно враховувати необхідність зв'язку між островами, замкнутими або периферійними районами і центральними районами Співтовариства.

Таким чином, процес лібералізації енергетичного ринку в ЄС було формально розпочато. Європейська комісія (ЕК) стала активно просувати ідею створення єдиного, відкритого і конкурентного енергетичного ринку в ЄС. Проходив цей процес у формі поетапного прийняття нормативних актів (директив, регламентів і рішень ЕК), що було обу-

РОЗДІЛ 1. Теоретичні підходи до вибору моделі конкурентного ринку електричної енергії

мовлено необхідністю саме покрокового відкриття національних ринків, для того щоб успішно вирішити як технічні питання, так і проблеми правового й економічного характеру [22].

У 1988 р. був прийнятий Робочий документ ЄК «Внутрішній ринок енергії», основна ідея якого полягала в розвитку вільної і чесної конкуренції між енергетичними компаніями в Європейському співтоваристві, що повинно призвести до значного підвищення ефективності, зниження і конвергенції цін для різних споживачів, підвищення конкурентоспроможності енергоспоживаючих галузей, економічного зростання та підвищення добробуту суспільства. Важливою його частиною була система «загального постачальника» для газу і ЕЕ, яка означала, що європейська електроенергетична і газова інфраструктура повинні експлуатуватися і розвиватися агентами, незалежними від інтересів виробництва і поставок. Така незалежність дозволить споживачам купувати енергію у будь-якого постачальника на внутрішньому енергетичному ринку, незалежно від того, кому належить мережа [43]. Таким чином, з'явилася основна концепція недискримінаційного доступу до інфраструктури третіх сторін, яка стала основною парадигмою лібералізації енергетичних ринків.

У 2007 р. був підписаний Лісабонський договір, покликаний замінити невпроваджену Конституцію ЄС і внести зміни в діючі угоди про ЄС з метою реформування системи його управління [44]. Ст. 194 цього документа визначено чотири головні цілі енергетичної політики ЄС [45]:

- забезпечити функціонування енергетичного ринку;
- забезпечити безпеку енергопостачання в Союзі;
- сприяти підвищенню енергоефективності та енергозбереження і розробці нових ВДЕ;
- сприяти взаємозв'язку енергетичних мереж.

Лісабонський договір 2007 р. перейменував Договір про заснування Європейського співтовариства у Договір про функціонування Європейського Союзу і також змінив нумерацію статей. Поточна версія Договору про функціонування ЄС набула чинності у 2009 р. [46; 47].

Положення ст. 194 Лісабонського договору були повністю перенесені в останній документ.

Фактичні кроки з лібералізації РЕЕ ЄС розпочалися з середини 1990-х рр. та супроводжувалися великими приватними інвестиціями в газову електрогенерацію, яка вважалася найменш шкідливою за обсягами викидів CO₂ та здатною позитивно вплинути на стан навколишнього середовища. Головна мета лібералізації полягала у відкритті РЕЕ для конкуренції як на оптовому, так і на роздрібному рівнях і створення Єдиного європейського РЕЕ. Наріжними каміннями енергетичної політики ЄС, які поставили основні завдання перед лібералізацією європейського РЕЕ, виступили [48; 49]:

- забезпечення безпеки електропостачання;
- розвиток конкуренції між електрогенеруючими компаніями через критерії економічної ефективності;
- досягнення екологічної сталості виробництва ЕЕ.

За допомогою чотирьох законодавчих пакетів (Перший енергетичний пакет 1996 р., Другий енергетичний пакет 2003 р., Третій енергетичний пакет 2009 р., Четвертий енергетичний пакет «Чиста енергія для всіх європейців» 2018–2019 рр.) ЄС поступово відкрив РЕЕ для конкуренції, прагнучи до створення єдиного внутрішнього РЕЕ на території регіонального інтеграційного об'єднання. Хронологію розвитку наднаціонального законодавства із лібералізації конкурентних РЕЕ наведено у Додатку А (табл. А.1).

Згідно з Першим енергопакетом необхідно було здійснити лише фінансове розмежування (тобто розділити бухгалтерський облік за різними видами діяльності), таких дій було явно недостатньо для посилення конкуренції на РЕЕ. У Другому енергопакеті вимагалася операційне розмежування, тобто відокремлення торгівлі ЕЕ як товаром від послуг її транспортування електромережами. Окремою вимогою Другого енергопакета було надання можливості кінцевому споживачу самостійно обирати постачальника з 2007 р. Однак, оскільки різні компанії все ще могли бути частиною одного і того ж холдингу, власники цих компаній все ще мали достатньо ринкової сили. Наступним кроком (Третій енер-

гопакет) до вільної конкуренції було введення повного розмежування. Окремо у цьому пакеті передбачено необхідність розробляти 10-річний план розвитку Європейського об'єднання системних операторів передачі ЕЕ (ENTSO-E) для підтримки належного рівня інвестицій в електромережі та надійного задоволення поточного та майбутнього попиту в ЕЕ [55]. У 2018–2019 рр. прийнято Четвертий енергопакет під назвою «Чиста енергія для всіх європейців», який передбачає скасування преференцій для великих ВДЕ та розвиток високоефективної когенерації та розподільної електрогенерації, зростання ролі активних споживачів ЕЕ, а також створення енергетичних кооперативів [54; 56]. Принципово, що Четвертий енергопакет не скасував Третій, але лише оновив і виправив окремі його положення.

Отже, європейську модель РЕЕ побудовано на таких напрямках [57–59]:

- відокремлення окремих видів діяльності: виробництва та постачання від передачі та розподілу;
- запровадження та посилення конкуренції на оптовому рівні та поступове відкриття конкуренції на роздрібному рівні;
- недискримінаційний доступ до електромереж та стимулююче регулювання тарифів на їх послуги на основі RPI-X підходу;
- пріоритетність розвитку високоефективних і низьковуглецевих, у тому числі відновлюваних, джерел електрогенерації.

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). Договори на поставку та розподіл ЕЕ є кінцевими енергетичними продуктами, однак можуть розглядатися як оптові, якщо споживання на окремих підприємствах, що знаходяться під контролем одного суб'єкта господарювання, перевищує 600 ГВт·год/рік та вони чинять вплив на оптові ціни [60].

Фактично Регламент ЄС 1227/2011 визнав, що оптовий РЕЕ може існувати у двох формах: як товарній, так і фінансовій.

Регламент № 543/2013 [61] зафіксував зональний підхід до географічного розмежування енергосистем. Торговою зоною визначено найбільшу географічну територію, на якій учасники ринку можуть обмінюватися ЕЕ без розподілу пропускної потужності (ст. 2 п. 3).

У середині торгової зони зазвичай застосовується неявний розподіл пропускних потужностей, за якого торгівля ЕЕ відбувається одночасно з розподілом пропускних потужностей (ст. 2 п. 18), тоді як між торговими зонами застосовується явний розподіл, тобто розподіл пропускної потужності відбувається без (до) передачі ЕЕ (ст. 2 п. 15). Також цим Регламентом визначено методи розподілу пропускної потужності [61]:

- 1) метод скоординованої чистої пропускної потужності, заснований на оцінці та визначенні попереднього максимального обсягу торгів ЕЕ між сусідніми торговими зонами;
- 2) метод потокового розподілу пропускної потужності, який спирається на доступні запаси потужності за критичними елементами енергомережі, як всередині зони, так і поза її межами, з відповідними коефіцієнтами розподілу передачі потужності.

Лібералізація РЕЕ ЄС розширила коло учасників ринків: у Третньому енергопакеті 2009 р. [62; 63] законодавчо визначено ролі 12, а в Четвертому 2019 р. [64; 65] – вже 19 учасників ринку (хоча їх перелік ще й досі залишається неповним), усі з яких відтепер прагнуть бути активними та прибутковими акторами ринку. Наразі учасником РЕЕ може виступати фізична чи юридична особа, яка купує, продає або виробляє ЕЕ, яка займається агрегацією або є оператором управління попитом або зберігання ЕЕ, включаючи розміщення замовлень на торгівлю, на одному або декількох РЕЕ, у тому числі на балансуючих РЕЕ [64]. Агреговану модель європейського товарного РЕЕ наведено на рис. 1.9.

Зауважимо, що до 2015 р. жодною директивою чи регламентом ЄС не було передбачено зобов'язань щодо впровадження конкретної моделі РЕЕ в країнах – членах інтеграційного об'єднання. Еволюціонувала європейська модель РЕЕ на добровільній основі шляхом поширення

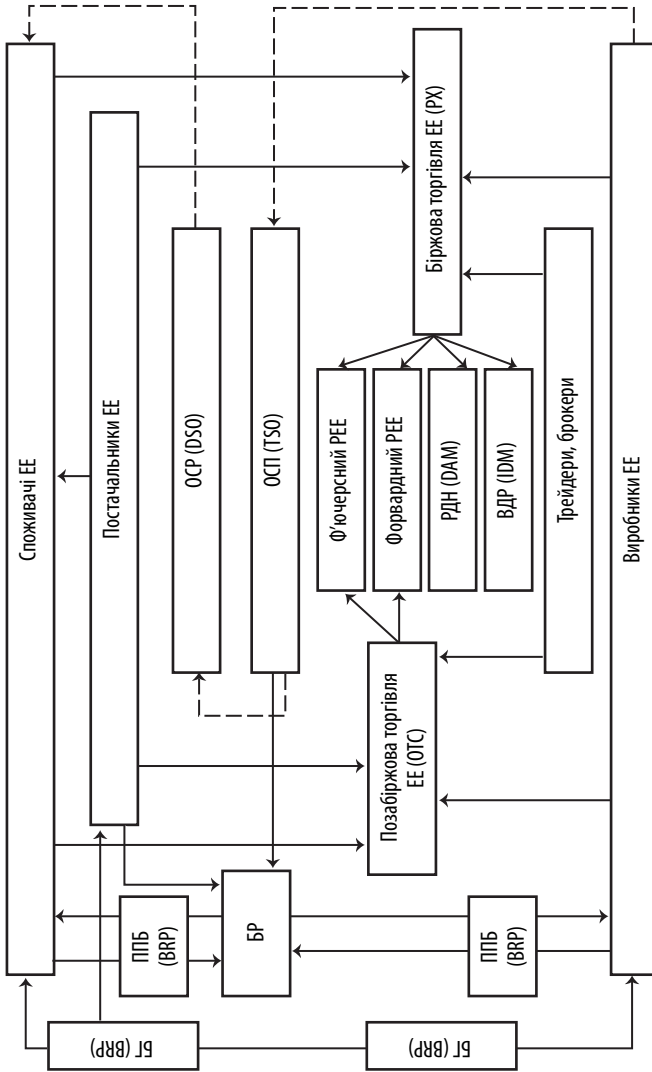


Рис. 1.9. Агрегована модель європейського товарного РЕЕ [58]

успішного досвіду окремих країн (переважно країн Скандинавії та Великої Британії) на території інших країн – членів ЄС.

Тільки у 2015 р. Регламент ЄС 2015/1222 [66] визначив засади функціонування РДН та ВДР, у 2016 р. Регламент ЄС 2016/1719 [67] – форвардного ринку, а у 2017 р. Регламент ЄС 2017/2195 [68] – БР. Означені документи в подальшому знайшли свої відображення в Четвертому енергопакеті, який містить відсилочні норми на кожний з них, закріплюючи чотирисегментарну європейську модель РЕЕ [64; 65]. Нормативне врегулювання європейського РЕЕ впроваджувалося з метою уніфікації правил транскордонної торгівлі ЕЕ в межах інтеграційного об'єднання, а не для регулювання національних РЕЕ, які й досі мають значний простір вибору внутрішніх форм і правил торгівлі ЕЕ.

Отже, 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 на всіх часових рамках, включаючи строкові, на добу наперед та внутрішньодобові ринки [65]. Ст. 3 Регламенту 2019/943 визначено керівні принципи функціонування РЕЕ в інтеграційному об'єднанні (рис. 1.10).

Першочергового нормативного оформлення зазнали спотові сегменти РЕЕ – РДН та ВДР. Так, Регламент 2015/1222 закріпив аукціонний механізм торгів на основі алгоритму об'єднання цін для РДН (ст. 2 пп. 26 та 28) та безперервні 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 [66].

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 держав-

РОЗДІЛ 1. Теоретичні підходи до вибору моделі конкурентного ринку електричної енергії



Рис. 1.10. Принципи функціонування РЕЕ в ЄС (згідно зі ст. 3 Регламенту 2019/943 [64])

ної 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 таких випадків:

- існують технічні перешкоди для поставки ЕЕ в іншу країну;
- торгові правила не сумісні з іншою країною;
- в одній з країн оператори РДН та ВДР функціонують як природні монополії [66].

НЕМО 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). НЕМО 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) [66].

Регламент 2015/1222 визначив часові границі цих сегментів РЕЕ [66]:

- для РДН: відкриття воріт – найпізніше об 11:00 за добу до поставки за СЕТ, закриття воріт – о 12:00 СЕТ;
- для ВДР: закриття воріт – за годину до фізичної поставки ЕЕ.

У подальшому Рішенням АСЕР № 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 [69].

Регламент 2019/943 інкорпорував норми Регламенту 2015/1222, додатково встановивши [64]:

- солідарну відповідальність НЕМО та TSO за функціонування РДН та ВДР (ст. 7 п.1);
- торгівлю на спотових сегментах РЕЕ якомога ближче до реального часу, під яким розуміється міжзональне закриття воріт ВДР (ст. 8. п. 1);
- тривалість торгового інтервалу, який має дорівнювати періоду розрахунку небалансів, який, своєю чергою, має становити 15 хв з 01.01.2021 р. (ст. 8 п. 2 та п. 4);
- мінімальний розмір дозволеної заявки на РЕЕ, яка має бути 500 кВт або менше (ст. 8 п. 3).

У 2019 р. в ЄС налічується 17 енергетичних бірж – НЕМО (табл. 1.8).

Таблиця 1.8

Характеристика NEMO в ЄС [70–72]

Біржа	Рік заснування	Територія діяльності	Форма конкуренції	Сегменти діяльності						
				Ф'юР	ФoР	ОПЗБ	РДН	ВДР	БР	РВЕ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Еrex Spot	2008	AT, BE, DK, EE, FL, FR, DE, LV, LT, LU, NL, PL, SE, UK	Конкурентна			+	+	+		
EXAA	2001	AT, DE	Конкурентна				+			+
EMCO	2018	AT, BE, DK, EE, FL, FR, DE, LV, LT, LU, PL, SE, UK	Конкурентна				+	+		
Nordpool	2002	NL	Конкурентна				+			
Nasdaq Oslo ASA	1996	DK, FL, FR, DE, LU, SE	Конкурентна	+			+			
IBEX	2014	BG	Монопольна		+		+	+		
CROPEX	2014	HR	Конкурентна				+	+		
OTE	2001	CZ	Монопольна				+	+	+	+
HenEx	2018	GR	Монопольна				+	+		
HUPX	2007	HU	Монопольна	+		+	+	+		
SEMO	2004	ІЕ, Північна Ірландія	Конкурентна				+	+		
GME	2000	IT	Монопольна		+	+	+	+	+/-	
TGE	1999	PL	Конкурентна		+		+	+		
OMIE	1997	ES, PT	Монопольна				+	+		
OPCOM	2000	RO	Монопольна							

Закінчення табл. 1.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ОКТЕ	2011	SK	Монопольна				+	+	+/-	+
Borzen	2001	SL	Конкурентна			+	+	+	+	+

Примітка: Ф'юР – ф'ючерсний ринок, ФорР – форвардний ринок, ОПЗБ – організований позабіржовий ринок; РДН – ринок на добу наперед, ВДР – внутрішньодобовий ринок, БР – балансуючий ринок; РВЕ – ринок відновлювальної електроенергії

Окремі NEMO функціонують лише як природні монополії (GTE, HUPX, OMIE, ОКТЕ тощо), тоді як діяльність інших охоплює територію декількох країн (Nordpool AS (EMCO AS), Erex Spot SE та інші) [73]. 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 як структурою пропозиції, так і можливостями імпорту / передачі ЕЕ з інших торгових зон.

Для забезпечення ефективності функціонування спотових сегментів РЕЕ NEMO узгодили перелік ринкових продуктів, які використовуються на РДН та ВДР на вимогу ст. 40 та ст. 53 Регламенту 2015/1222 [74; 75], характеристику яких наведено у Додатку А (табл. А.2).

Отже, нормативно було закріплено, що спотові РЕЕ в ЄС функціонують на організованій основі у формі двосторонніх енергетичних бірж, на яких проводяться добровільні сліпі торги між учасниками ринку диверсифікованими ринковими продуктами.

Строкова торгівля ЕЕ в ЄС відбувається як в організованій, так і неорганізованій формах, як на форвардних, так і ф'ючерсних ринках. Ці сегменти працюють з часовими інтервалами від декількох років до дня, що передре фактичній поставці ЕЕ. Ф'ючерси представляють фінансові деривативи на ЕЕ, які найчастіше обертаються на фондових біржах, тоді як форварди торгуються на позабіржовій основі або на енергетичних біржах і передбачають подальшу фізичну поставку ЕЕ [58].

У ст. 9 Регламенту 2019/943 зазначено, що форвардний РЕЕ призначений для хеджування цінових ризиків між торговими зонами. Націо-

РОЗДІЛ 1. Теоретичні підходи до вибору моделі конкурентного ринку електричної енергії

нальні регулятори та оператори ринку вільні у впровадженні форм і продуктів довгострокової торгівлі ЕЕ для хеджування фінансових ризиків [64]. Окремих наднаціональних положень щодо організації строкової торгівлі товарною чи фінансовою ЕЕ не визначено.

Директива 2019/943 містить посилання на Директиву 2014/65/ЄС встановлюючи, що фінансовий РЕЕ підпорядковується його нормам, при цьому фінансовими деривативами на РЕЕ є опціони, ф'ючерси, свопи, угоди за форвардними процентними ставками та будь-які інші контракти на деривативи [76]. Регламентом ЄС 2016/1719 були встановлені тільки правила форвардної торгівлі міжзональними пропускними потужностями для забезпечення безперешкодного доступу учасників до строкових РЕЕ інших країн [67].

Уніфікованої моделі строкового європейського РЕЕ ще не визначено, що дозволяє країнам ЄС приймати власні рішення щодо організації цього сегмента (рис. 1.11, рис. 1.12). У 2018–2019 рр. ACER не проводило досліджень місткості строкових РЕЕ у зв'язку із доопрацюванням методик їх оцінки.

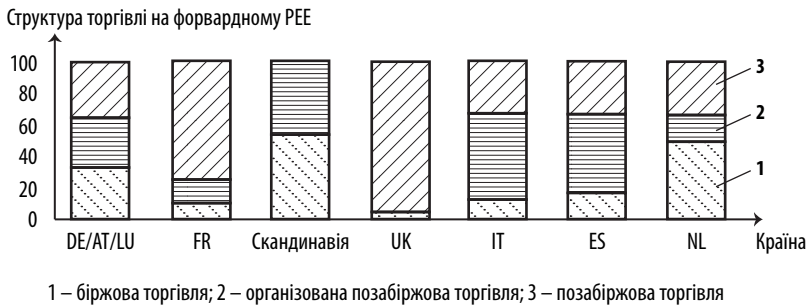
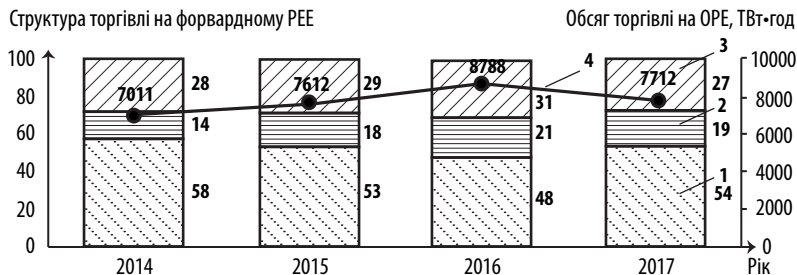


Рис. 1.11. Структура торгівлі ЕЕ на строкових РЕЕ в ЄС у 2017 р. [77]

Ліквідність європейських строкових сегментів РЕЕ є недостатньою. Проте наразі відбувається активний розвиток фінансової форми торгівлі ЕЕ на строковому часовому інтервалі, оскільки у довгостроковому періоді торгівля фізичною ЕЕ не завжди можлива, тоді як для будь-якого періоду часу завжди можна запропонувати фінансовий дериватив ЕЕ,

здатний хеджувати ризики короткострокової торгівлі. Крім того, фінансові інструменти для хеджування ризиків на строкових РЕЕ постійно еволюціонують [79].



1 – позабіржова торгівля; 2 – організована позабіржова торгівля;
3 – біржова торгівля; 4 – обсяг торгівлі

Рис. 1.12. Динаміка торгівлі ЕЕ за різними формами строкового РЕЕ в ЄС у 2014–2017 рр. [77; 78]

Четвертим сегментом оптового РЕЕ в ЄС є балансуючий 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.

Наразі в ЄС існує різноманіття дизайнів БР, які різняться істотно між країнами, враховуючи специфічні особливості портфеля електрогенерації, наявність вузьких місць в енергосистемах і їх сполученість з іншими [80]. Зважаючи на це, цей сегмент РЕЕ залишався тривалий час нормативно неоформленим на рівні інтеграційного об'єднання. Транс'європейська нормативно-правова база функціонування БР почала формуватися лише у 2017 р. та зараз складається з:

- 1) Регламенту 2017/2195 від 23.11.2017 [68], який визначає технічні, операційні та комерційні правила, що стосуються придбання балансуючої потужності, активації балансуючої енергії та їх фінансового врегулювання;
- 2) Регламенту 2017/1485 від 02.08.2017 [84], який спрямований на забезпечення операційної безпеки енергосистеми, якості та

частоти ЕЕ та ефективне використання взаємопов'язаних систем і ресурсів;

- 3) норми Четвертого енергопакета (ст. 6 Регламенту 2019/943 [64] та ст. 40 Директиви 2019/944 [65]), які узагальнюють та уточнюють принципи та системоутворюючі засади функціонування БР.

Основна мета наднаціонального врегулювання національних БР в ЄС полягає в їх інтеграції в транснаціональний БР при гарантуванні стабільності частоти електросистем, плануванні міжграничної торгівлі балансуючою енергією та збереженні соціального благополуччя та операційної безпеки. Це потребує певного рівня гармонізації як технічних, так і ринкових засад балансування. Як очікується, через 6 років після набуття чинності перших двох документів функціонуватиме єдина європейська платформ, де всі ОСП матимуть доступ до різних типів балансуючої енергії, враховуючи пропускні потужності, доступні між різними торговими зонами країн – членів ЄС [81; 85].

Згідно з Регламентом 2017/2195 БР – це цілісний інституційний, комерційний та операційний механізм, який встановлює основи ринкового управління балансуванням (ст. 2 п. 2), тоді як балансування – це всі дії та процеси на всіх часових інтервалах, за допомогою яких ОСП постійно забезпечує підтримання частоти системи у заздалегідь визначеному діапазоні стабільності, відповідність кількості необхідних резервів встановленої якості (ст. 2 п. 1) [68]. На БР торгуються балансуючі послуги (ст. 2 п. 3 цього Регламенту), що складаються з [68]: балансуючої енергії (ст. 2 п. 4) та балансуючої потужності (ст. 2 п. 5) чи обидвох.

З точки зору ОСП ці балансуючі послуги є допоміжними послугами, які забезпечуються ППБ [81]. Таке остаточне визначення БР набуло лише в Четвертому енергопакеті: у ст. 2 п. 48 Директиви 2019/944 чітко зазначено, що допоміжні послуги – це послуги, необхідні для роботи систем передачі та розподілу, включаючи послуги балансування та нечастотні допоміжні послуги, але не включаючи управління перевантаженням [65]. Отже, на БР відбувається торгівля резервами активної потужності, тобто балансуючими резервами, які доступні для підтри-

мання частоти системи (Регламент 2017/1485 ст. 3 п. 6) [84], тоді як інші види допоміжних послуг, включаючи послуги з контролю напруги та відновлення системи, торгуються на інших сегментах РДП [83].

Згідно зі ст. 127 п. 2 Регламенту 2017/1485 номінальна частота в ЄС повинна становити 50 Гц для всіх синхронізованих територій, при цьому допустимі відхилення від цієї частоти є різними за групами країн Центральної Європи, Великої Британії, Ірландії, Нідерландів та Скандинавських країн [84].

Сам же процес балансування енергосистеми складається з трьох основних етапів [82]:

- визначення обсягів необхідних балансуючих (активних) резервів;
- закупівля необхідної балансуючої потужності;
- закупівля балансуючої енергії.

У процесі балансування різні типи активних резервів послідовно змінюють один одного у часі, дозволяючи активувати найдешевшу балансуючу енергію на БР.

На БР взаємодіють 3 групи учасників:

- оператори систем передачі (ОСП), відповідальні за експлуатацію, технічне обслуговування та розвиток системи передачі, а також за її взаємозв'язок з іншими системами та забезпечення довгострокової здатності системи задовольняти розумні потреби в передачі ЕЕ [63];
- постачальники послуг балансування (ППБ) – учасники ринку, які надають резервні одиниці або групи резервних одиниць, які можуть надавати послуги балансування ОСП [68];
- сторони, відповідальні за баланс (СВБ), – учасники ринку або їх представники, відповідальні за небаланси [68].

Оперує БР ОСП: згідно зі ст. 14 п. 1 Регламенту 2017/2195 ОСП несе відповідальність за закупівлю балансуючих послуг у ППБ для того, щоб забезпечити операційну безпеку системи [68]. При цьому роль ОСП, як

РОЗДІЛ 1. Теоретичні підходи до вибору моделі конкурентного ринку електричної енергії

зазначається у праці [81], є вирішальною не тільки на короткостроковому часовому інтервалі, але й на довгостроковому та полягає у побудові ринкових механізмів стимулювання учасників до збалансування.

Таким чином, БР являє собою ринково-орієнтований механізм управління балансуванням системи та поділяється на такі ключові складові (рис. 1.12) [68; 81; 82; 84]:

- закупівля балансуючих послуг;
- встановлення відповідальності за баланси;
- розрахунки за небаланси.

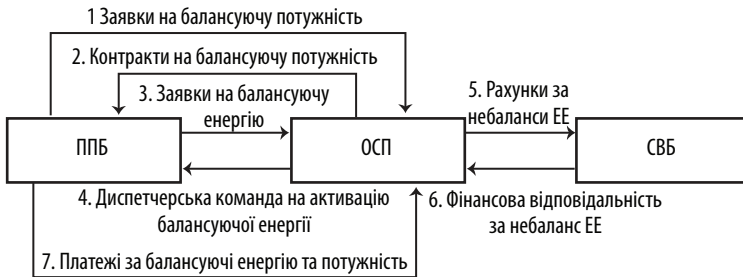


Рис. 1.13. Схема функціонування БР (узагальнено на основі [68; 81; 82; 84])

Для участі у БР кожен потенційний ППБ повинен пройти процедуру предкваліфікації, а після набуття статусу ППБ повинен (обов'язково) надавати заявки на балансуючу потужність. Законтратовані ППБ повинні подавати заявки на балансуючу енергію відповідно до обсягів та інших умов, визначених у контракті на балансуючу потужність. Тоді як решта ППБ мають право (добровільно) подавати заявки на балансуючу енергію [68].

Головна проблема побудови БР полягає у виборі його моделі. Регламент 2017/2195 визначив дві моделі балансування, які можуть застосовуватися в європейському просторі [68]:

- модель самодиспетчеризації (ст. 2 п. 17) – модель планування і диспетчеризації, коли графіки генерації і споживання, а також

диспетчеризації об'єктів електрогенерації та електроспоживання визначаються агентами планування цих об'єктів;

- модель централізованої диспетчеризації (ст. 2 п. 18) – модель планування і диспетчеризації, коли графіки генерації і споживання, а також диспетчеризації об'єктів електрогенерації та електроспоживання визначаються ОСП у рамках інтегрованого процесу планування (ст. 2 п. 19).

Згідно зі ст. 14 Регламенту 2017/2195 ОСП повинен використовувати модель самодиспетчеризації. Однак, якщо на час впровадження цього Регламенту в дію ОСП використовував модель самодиспетчеризації, він може продовжити її використання після перевірки її відповідності національними регуляторами.

Для уніфікації транскордонної торгівлі балансуєчими послугами Регламент 2017/2195 запровадив класифікацію продуктів БР [68]:

- стандартні продукти (ст. 2 п. 28) – гармонізовані продукти балансування, які визначені всіма ОСП для обміну балансуєчими послугами;
- спеціальні продукти (ст. 2 п. 36) – ті, які відмінні від стандартних;
- продукти інтегрованого процесу планування – ті, які використовуються в інтегрованому процесі планування при централізованій моделі диспетчеризації.

Регламент 2017/2195 встановив засади ціноутворення для резервів відновлення частоти та резервів заміщення, згідно з якими (ст. 30) на БР застосовується маржинальний метод ціноутворення, тобто оплата балансуєчої енергії за очищеною ринковою ціною. ОСП може встановлювати технічні цінові ліміти з метою забезпечення ефективності ринку та для спеціальних продуктів впроваджувати інші методи ціноутворення. Відбір заявок на балансуєчу енергію (ст. 31) відбувається на основі оптимізаційної функції активації, яка:

- використовує загальні списки заявок, тобто ранжованих за ціною заявок стандартних продуктів на балансуєчу енергію: хоча б 1 список на завантаження та 1 список на розвантаження;

РОЗДІЛ 1. Теоретичні підходи до вибору моделі конкурентного ринку електричної енергії

- враховує процеси активації та технічні обмеження різних про-дуктів на балансуєчу енергію;
- спрямована на операційну безпеку енергосистеми [68].

Активация пропозицій на балансуєчу ЕЕ відбувається тільки після «закриття воріт» БР та лише у випадку загрози операційної безпеки або аварійного стану енергосистеми ОСП може активувати ці пропозиції до встановленого часу. Згідно зі ст. 24 п. 2 Регламенту 2017/2195 закриття воріт БР повинно бути якомога ближче до реального часу, але не раніше закриття воріт міжзонального ВДР та гарантувати достатність часу для балансування [68].

На БР окремі СВБ стикаються із небалансом ЕЕ в режимі реального часу. [30]. З метою фінансового врегулювання небалансів ОСП накладає тариф на кожен СВБ з незбалансованим портфелем. Таке врегулювання дисбалансу відбувається постфактум, після моменту споживання ЕЕ. Тарифи небалансів ЕЕ зазвичай засновані на двох цінах: маржинальній висхідній ціні для завантаження або маржинальній східній ціні для розвантаження [30; 68]. ОСП повинен встановити правила для розрахунку ціни небалансу ЕЕ, яка може бути позитивною, нульовою або негативною (*табл. 1.9*).

Таблиця 1.9

Розрахунки за небаланси ЕЕ [68]

Напрямок регулювання	Позитивна ціна небалансу	Негативна ціна небалансу
Позитивний небаланс	Платіж від ОСП до СВБ	Платіж від СВБ до ОСП
Негативний небаланс	Платіж від СВБ до ОСП	Платіж від ОСП до СВБ

Відповідно до Регламенту 2017/2195 загальні грошові потоки на БР обертаються між учасниками, а ОСП не отримує економічних вигід або втрат в результаті балансування: розрахунки за небаланси ЕЕ відбуваються між СВБ, ППБ розраховуються за балансуєчу енергію та балансуєчу потужність, а між ОСП відбуваються розрахунки за обмін балансуєчою енергією. На БР відбуваються двонаправлені платежі, які відповідають фізичному руху балансуєчої енергії [68; 82].

У Четвертому енергетичному пакеті узагальнено системоутворюючі засади БР, зокрема, ст. 6 Регламенту 2019/943 було встановлено основні принципи його функціонування, серед яких [64]:

- ефективна недискримінація учасників ринку з урахуванням різних технічних потреб системи і різних технічних можливостей джерел генерації, зберігання та управління попитом;
- прозорість, технологічна нейтральність, ринковість закупівлі балансуючих послуг;
- недискримінаційність доступу всіх учасників, незалежно індивідуально чи ринково;
- орієнтація на зростаючу частку змінної генерації, збільшення систем управління попитом та появу нових технологій;
- гарантування операційної безпеки, дозволяючи максимальне використання та ефективний розподіл міжзональних пропускних потужностей на всіх часових інтервалах;
- маржинальне ціноутворення, відображаючи цінність енергії у реальному часі, та якомога ближче наближення границь БР до реального часу.

Принципово новими положеннями для БР, закріпленими в Четвертому енергопакеті, стали [64]:

- 1) по-перше, встановлення відповідності зони розрахунку небалансів торгової зони;
- 2) по-друге, встановлення тривалості періоду розрахунку небалансів (та, відповідно, ринкового часу), який має дорівнювати 15 хв з початку 2021 р.;
- 3) по-третє, обмеження строку дії контрактів на балансуєчу потужність, який має складати 1 добу та укладатися не раніше ніж за 1 добу;
- 4) по-четверте, визначення нового учасника ринку в особі делегованих операторів (хоча безпосередня можливість делегування була закріплена ще в Регламенті 2017/2195).

Отже, європейська модель РЕЕ з вільною конкуренцією, яка є на сьогодні, є молодою і все ще перебуває на етапі розвитку: за жодним з сегментів не досягнуто бажаного рівня ефективності, та РЕЕ країн – членів ЄС є ще досить фрагментованими.

Для підтримки цільового розвитку європейської електроенергетики були також запроваджені правила функціонування комплементарних сегментів ринку, а саме ринку потужностей (РП) і ринку відновлюваної електроенергії (РВЕ).

У Четвертому енергетичному пакеті вперше була визнана необхідність впровадження ринку потужностей (механізмів потужності) для вирішення проблем адекватного розвитку національних РЕЕ країн – членів ЄС. У п. 50 преамбули Регламенту 2019/943 зазначається, що механізми потужності не повинні призводити до надмірної компенсації, в той час як повинні гарантувати безпеку постачання.

У зв'язку з цим механізми потужності, окрім стратегічних резервів, мають бути побудовані таким чином, щоб автоматично призводити до нульових цін за доступність, коли рівень потужностей, вигідний РЕЕ за відсутності механізму потужності, очікується на адекватному рівні, щоб задовольнити необхідний попит на потужність [64]. У п. 22 ст. 2 цього Регламенту визначено, що механізми потужності – це тимчасові заходи забезпечення досягнення необхідного рівня адекватності за рахунок винагороди ресурсів за їх доступність, виключаючи заходи, пов'язані із допоміжними послугами, та управління перевантаженням [64].

Можливість запровадження механізмів потужності ЄК визнала ще у 2016 р. У висновках комісії зазначено, що, незважаючи на те, що більшість країн ЄС мають профіцит потужностей, однак вони занепокоєнні щодо їх достатності для задоволення майбутнього попиту на ЕЕ, тому 17 країн ЄС запровадили чи планують запровадити механізми потужності. Дослідження ЄК підтвердило, що ринкові збої та цінові сигнали знижують безпеку постачань ЕЕ [86].

ACER у 2013 р. [88] та ЄК у 2016 р. [89] визначили 2 підходи та 5 типів РП (рис. 1.14, табл. 1.10).

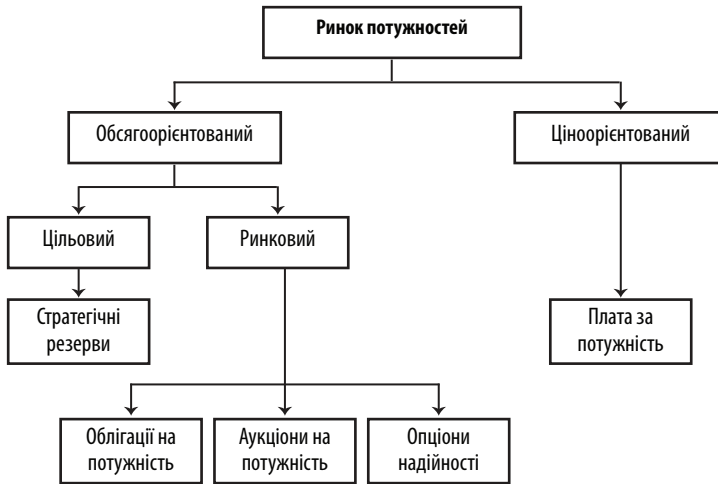


Рис. 1.14. Типологізація механізмів функціонування РП [88; 89]

В обсягоорієнтованих механізмах на державному рівні визначається необхідний обсяг закупівлі потужностей, тоді як на РП встановлюється ціна за таку потужність. Ці механізми можна розділити на «цільові» та «ринкові», які обидва мають за мету забезпечення достатньої здатності до виконання стандартів надійності в національних енергосистемах.

Цільові механізми надають підтримку лише додатковим потужностям, тоді як ринкові механізми надають підтримку всім учасникам РП, які повинні відповідати визначеним стандартам надійності. В ціноорієнтованих механізмах визначається гранична ціна потужності, тоді як інвестори вирішують, скільки та в які потужності вони готові інвестувати за задану ціну [88; 89].

Для уніфікації механізмів розвитку РП ЄК розробила Настанову щодо державної допомоги з охорони навколишнього середовища та енергетики на період 2014–2020 рр. [90], в якій містяться 8 основних критеріїв оцінки дієвості механізмів потужності, зокрема вони:

Таблиця 1.10

Основні типи механізмів функціонування РП в ЄС [86–89]

Тип механізму потужності	Особливості механізму
1	2
Стратегічні резерви	Деякі ГП виводяться з товарного РЕЕ для забезпечення безпеки поставок у виняткових (стресових) ситуаціях, що може визначатися цінами на РДН, ВДР або БР, які перевищують певний пороговий рівень. ОСП або державний орган вирішує питання про розмір необхідних стратегічних резервів за кілька років наперед і укладає контракти на потужність зазвичай через конкурсні торги. Стратегічні резерви не можуть брати участь у товарному РЕЕ і активуються лише в разі нестачі ГП згідно із заздалегідь визначеними критеріями. Плата за потужність визначається за допомогою тендера, а витрати покриваються користувачами мереж
Аукціони на потужність	Представляють централізовану схему, в якій розмір загальної необхідної потужності визначається за кілька років наперед до фізичної поставки ЕЕ та закуповується через аукціон незалежним органом. Ціна встановлюється на підставі форвардного контракту і оплачується всім учасникам-переможцям аукціону. Згодом плата за потужність нараховуються постачальникам, які стягують її з кінцевих споживачів. ЕЕ, згенерована новими об'єктами, в майбутньому бере участь у товарному РЕЕ. Аукціони на потужність хеджують цінові ризики інвестора нової, але можуть знижувати конкурентоспроможність існуючих ГП
Облігації на потужність	Децентралізована схема, в якій зобов'язання накладаються на великих споживачів і постачальників ЕЕ, які укладають контракти на певний рівень потужності, пов'язаний з їх самооцінкою майбутнього попиту, плюс резервна маржа. Остання, як правило, визначається незалежним органом. Зазвичай ці зобов'язання продаються у виді сертифікатів, що видаються виробниками потужності. Контрактівані ГП повинні надавати доступну на контрактній основі потужність на ринку в періоди дефіциту, що визначаються адміністративно або ринково, на підставі цін, які перевищують граничний рівень. Постачальники або споживачі несуть фінансову відповідальність, якщо вони не досягли необхідного рівня потужності
Опціони надійності	Ринковий інструмент, аналогічний опціону call, відповідно до якого постачальники контрактних ГП зобов'язані оплачувати різницю між оптовою

Закінчення табл. 1.10

1	2
	ринковою ціною (наприклад, спотовою ціною) і заданою контрольною ціною (тобто «ціною виконання»), кожен раз, коли ця різниця є позитивною, тобто опціон реалізується. Постачальник ГП укладає опціонний контракт з контрагентом (ОСП, великим споживачем або постачальником), який пропонує контрагенту можливість купувати ЕЕ за заздалегідь встановленою ціною виконання. Контрагент буде використовувати цей варіант в ситуаціях дефіциту, коли ціна на спотовому ринку перевищує ціну виконання опціону. У такому випадку постачальнику ГП доведеться виконувати платежі за опціоном без отримання ринкового доходу
Плата за потужність	Встановлені фіксовані платежі постачальникам ГП, які встановлюються регулятором. Оператори ГП, які отримують такі платежі, продовжують брати участь в товарному РЕЕ, а обсяг та ціна ЕЕ, що поставляється, визначається незалежно діями учасників ринку

- є об'єктом спільного інтересу, тобто спрямовані на вирішення проблем коротко- та довгострокової адекватності розвитку електроенергетики. Короткострокові заходи повинні бути забезпечені існуючими потужностями, тоді як довгострокові заходи забезпечуватися новими інвестиціями;
- компенсують лише витрати на потужність, а не вироблену ЕЕ;
- є об'єктивно необхідними, передбачають визначення та вирішення основних проблем, зокрема подолання можливих ринкових збоїв і регуляторних бар'єрів;
- є технологічно нейтральними і не відрізняються для існуючих гравців та інвесторів. Враховує еволюцію їх взаємозв'язків;
- є пропорційними;
- мають стимулюючий ефект, тобто не покривають витрати, які зазвичай сплачуються бенефіціаром, або стандартні комерційні ризики;

- уникає надмірного негативного впливу на конкуренцію та торгівлю на товарному РЕЕ, тобто не стримує інвестиції в транскордонні потужності та не перешкоджає з'єднанню окремих РЕЕ;
- сприяють розвитку низьковуглецевістких технологій.

Країни – члени ЄС повинні обов'язково повідомляти ЄК про заплановані механізми потужності, якщо передбачувана сума державної допомоги перевищує 15 млн євро за проект.

Зазначені в Регламенті 2019/943 нормативно-організаційні засади функціонування механізмів потужності визначають, що вони мають комплементарну основу та застосовують виключно у випадках наявності проблем адекватності розвитку в межах торгових і на час ліквідації цих проблем, якщо регуляторних і ринкових заходів недостатньо [64].

Ключові принципи функціонування ринку потужностей, визначені ст. 22 п. 1 Регламенту 2019/943, наведено на *рис. 1.15*.

Окрім нормативні вимоги було виставлено для постачальників потужності щодо декарбонізації енергетики. Плата за потужність не може надаватися суб'єктам, якщо їх викиди CO₂: із 01.07.2019 перевищують 550 г/кВт-год, а з 01.07.2025 – 350 г/кВт-год у розрахунку на чисту ефективність номінальної потужності [64]

Згідно зі ст. 25 Регламенту 2019/943 РП повинен спиратися на стандарти надійності, які, своєю чергою, визначають рівень безпеки постачання ЕЕ, складовими частинними останніх є вартість втрати навантаження, очікувані втрати навантаження, обсяг непоставленої енергії, а також вартість нового входу, кожен з яких повинен мати власну методику оцінки [64].

Особливостями участі у європейському РП є [64]:

- механізми потужності, які впроваджуються в окремій торговій зоні, мають бути доступними для учасників ринку сусідніх торгових зон, що мають прямі інтерконнектори;
- постачальники потужностей повинні мати змогу брати участь у більш ніж одному з механізмів потужностей;

- постачальники потужностей повинні платити за недоступні потужності.



Рис. 1.15. Принципи функціонування ринку потужностей, затверджені Четвертим енергопакетом ЄС [64]

Отже, в ЄС було нарешті визнано необхідність упровадження РП як окремого механізму РЕЕ. Однак, зазначається, що від цих механізмів потужностей можна відмовитися за умов вирішення всіх проблем адекватності. Механізми потужності повинні впроваджуватися на строк не більше 10 років і від яких можна відмовитися за умов неукладання нових контрактів протягом 3 років поспіль [64].

ЄС має найамбітнішу енергетичну політику в світі в напрямку низьковуглецевого розвитку, тому в європейському просторі впроваджуються різні національні схеми підтримки розвитку ЕЕ із ВДЕ, які передбачають додаткові виплати виробниками «зеленої» ЕЕ. Зпровадження таких схем підтримки було обумовлено вимогами Директиви 2009/28/ ЄС від 23.04.2009 р. про ВДЕ (RED) [91], але з того часу ці схеми значно еволюціонували на вимогу Керівних принципів надання

РОЗДІЛ 1. Теоретичні підходи до вибору моделі конкурентного ринку електричної енергії

державної підтримки в сфері охорони навколишнього середовища та енергетики, які впроваджено 28.06.2014 р. (ЕЕАГ) [92], що встановили загальні умови для надання інвестиційної та операційної підтримки для будь-яких нових схем підтримки ВДЕ до 2020 р.

Четвертий енергопакет ЄС дозволив встановити прозорі, конкурентоздатні, недискримінаційні та витратоефективні стандартні механізми надання національної підтримки розвитку ВДЕ [93]. Сфера ВДЕ представлена в цьому пакеті Директивою «Про сприяння використанню енергії з відновлюваних джерел» 2018/2001 від 11.12.2018 [94], яка встановлює нову, обов'язкову ціль розвитку відновлюваної електроенергетики для ЄС на 2030 р. на рівні 32 %. Основні напрями роботи з її досягнення полягають у [94]:

- покращенні ринкового дизайну та підвищенні стабільності схем підтримки ВДЕ;
- прискоренні та скороченні адміністративних процедур;
- встановленні чіткої та стабільної нормативної бази щодо власного споживання;
- проникненні ВДЕ у сфері транспорту та опалення / охолодження;
- покращенні стійкості використання біоенергії.

Наразі в ЄС існують різні національні схеми підтримки розвитку ВДЕ (табл. 1.11).

Таблиця 1.11

Схеми державної підтримки розвитку відновлюваної електроенергетики в ЄС [95]

Схема підтримки	Визначальні відмінності	Країни ЄС
1	2	3
Тендерна процедура	Заснована на конкурсних торгах ЕЕ із ВДЕ, коли державні органи оголошують тендер на поставку ЕЕ із ВДЕ, контрактна ціна якої встановлюється на основі результатів торгів. Ця схема пов'язана з іншими схемами підтримки,	*

Наукове забезпечення лібералізації ринку електричної енергії України

Закінчення табл. 1.11

1	2	3
	такими як «зелені» тарифи, премії або сертифікати, які вважаються основою державної підтримки	
Зелені премії	Цінова підтримки ГП на основі ВДЕ, коли виробникам виплачується преміальна ціна як додаток до оптової ціни. Ця премія є плавучою та розраховується як різниця між середньою оптовою ціною і раніше встановленою гарантованою ціною. Крім того, за договорами на різницю, якщо оптова ціна піднімається вище гарантованої ціни, генератори повинні сплатити різницю між гарантованою ціною і оптовою ціною	CZ, DK, EE, GR, DE, HU, LT, NL
Торгові квоти (сертифікати)	Торгові продукти, що підтверджують походження ЕЕ із ВДЕ. Для них можуть бути гарантовані мінімальні ціни. Квоти можуть продаватися окремо від виробленої ЕЕ. Учасники ринку зобов'язані щорічно купувати та скасовувати сертифікати на ЕЕ	BE, NO, PL, RO, SE
Зелені тарифи	Цінова підтримка ЕЕ із ВДЕ, відповідно до якої виробникам виплачується фіксована гарантована ціна незалежно від ринкової на всю ЕЕ, відпущену в мережу	AT, CZ, FR, DE, GR, HU, LU, MT, PT, SK, GB
Повернення податків	Податкова підтримка, в якій ГП на основі ВДЕ платять нижчі ставки податків, ніж традиційні ГП	CZ, FR, GR, IT, LT, NL, SK, SE, GB
Інвестиційні гранти	Пряма підтримка розвитку ГП на основі ВДЕ через державні інвестиції	AT, BE, CY, CZ, FI, GR, IS, IE, IT, LT, LU, PL, RO, SK, SL, SE
Чистий облік	Механізм розрахунку платежів за ЕЕ, який дозволяє споживачам, які виробляють частину або всю власну ЕЕ, використовувати цю ЕЕ в будь-який час, а не тоді, коли вона виробляється	BE, CY, DK, GR, HU, IT, LV, LT, NL

Примітка: * – наведені у табл. 1.12

Виходячи із табл. 1.11, схеми 2–4 є ринковими, для яких схема 1 є надбудовою, яка визначає конкурентність торгів. Тоді як схеми 5–6 –

РОЗДІЛ 1. Теоретичні підходи до вибору моделі конкурентного ринку електричної енергії

державно регульованими. Країни ЄС можуть впроваджувати одразу декілька схем підтримки розвитку ВДЕ.

Згідно з Керівництвом ЄС 2014 р. [92] держави – члени ЄС повинні ввести тендерні процедури (конкурсні торги) для визначення рівня державної підтримки ВДЕ з 2017 р. Станом на кінець 2017 р. 13 європейських країн вже запровадили цей механізм, ще 5 анонсували його запровадження, та ще 11 країн не мають конкретних планів щодо його впровадження (табл. 1.12).

Таблиця 1.12

Стан імплементації тендерних процедур підтримки розвитку ВДЕ на кінець 2017 р. [96]

Статус виконання	Країна
Впроваджено одну або декілька тендерних процедур	BE, DK, FR, DE, GR, IT, MT, NL, LT, PT, PL, ES, GB
Прийнято нормативну базу й оголошено перший раунд тендерних торгів	HR, FI, HU, LU, EE
Немає конкретних планів щодо впровадження тендерних процедур	AT, BG, CZ, CY, IS, IE, LV, NO, RO, SL, SE
Тендерну процедуру припинено	NO, IT

Згідно з [92] процедура конкурсних торгів повинна бути відкрита для всіх виробників ЕЕ із ВДЕ, тобто бути технологічно нейтральною. Однак, якщо цей підхід призводить до субоптимальних результатів через обмеження мережі або виникає потреба в диверсифікації ВДЕ, процедура торгів може бути замінена технологічно спеціалізованою.

Загалом 8 країн ЄС запровадили технологічно спеціалізовані торги, тендерні пропозиції яких орієнтовані на конкретні технології, насамперед це: морські ВЕС, прибережні ВЕС, СЕС і БЕС. І тільки 5 країн-членів (Польща, Португалія, Іспанія, Нідерланди та Велика Британія) впровадили технологічно нейтральні тендери, з яких тільки 2 країни (Польща і Іспанія) проводять виключно технологічно нейтральні тендери з ВДЕ. У Франції, Греції, Угорщині та Німеччині технологічно нейтральні аукціони набули нормативного оформлення [96].

В аналітичному звіті CEER надало такі рекомендації до впровадження конкурсних торгів на РВЕ в ЄС [96]:

- у певних випадках (тобто зі складними технологіями) може бути корисною попередня кваліфікація учасників РВЕ, на основі їх фінансових і технічних можливостей. Також доцільно провести спільні з оператором мережі консультації, щоб обговорити тендерну процедуру та забезпечити розробку тендерної схеми з оптимізованим розподілом ризиків;
- забезпечити незалежність органу, що впроваджує тендерні процедури, щоб виключити політичне втручання і забезпечити довіру учасників ринку та споживачів енергії в системі;
- обмежити адміністративне навантаження на всіх учасників тендера, гарантуючи справедливість, прозорість і якість тендера;
- встановити фінансові гарантії та штрафні санкції за нереалізацію тендерних проектів, щоб максимізувати рівень реалізації проектів-переможців торгів. Додатковим варіантом є встановлення окремих попередніх кваліфікацій, наприклад, для забезпечення надійних бізнес-планів;
- уникнути різноманітності схем підтримки для одного проекту з ВДЕ;
- заборонити учасникам торгів перемикатися між тендерними раундами, щоб реалізувати проект.

Країни – члени ЄС мають право на вільний вибір форми та процедури аукціонного механізму на РВЕ (табл. А.3). Здебільшого торгівля ЕЕ із ВДЕ відбувається на товарному РЕЕ, де ці виробники отримують фіксовані зелені тарифи або преміальні надбавки до ринкової ціни, рівень яких визначається за результатами аукціонів. Лише в Іспанії виробники ЕЕ із ВДЕ отримують підтримку на РП, що дозволила їм впровадити технологічно нейтральні аукціони на основі єдиного критерію відбору цінових пропозицій.

Таким чином, у ЄС зважено підходять не тільки до процесу лібералізації товарного РЕЕ, але й розробляють ринкові механізми підтрим-

ки цілеспрямованого, адекватного та низьковуглецевого саморозвитку електроенергетики.

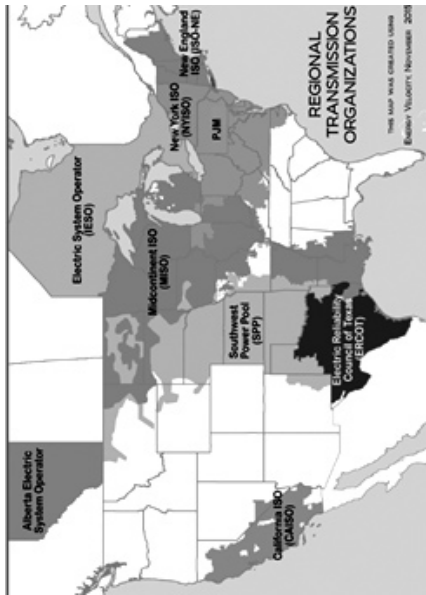
1.3. Американська модель конкурентного ринку електричної енергії

РЕЕ США є тривірневу будову, як за стадіями енергетичного ланцюга, так і за сферами регулювання [97; 98]:

- 1) у сфері генерації – функціонують конкуруючі, державно-регульовані, а також громадські електрогенеруючі компанії;
- 2) у сфері передачі високовольтними лініями – частина ЕЕ передається і управляється ISO або RTO, ще одна частина – через вертикально-інтегровані компанії, а третя – через енергетичні кооперативи;
- 3) у сфері роздрібної торгівлі існують різні механізми, як державно-регульовані, так і конкурентні, а також частково-регульовані;
- 4) у сфері управління / регулювання існують органи управління на федеральному (FERC), штатному (PUC) і на місцевому рівнях.

На територіальному рівні електрична система США розділена на три енергосистеми, які також охоплюють території Канади і Мексики – Західний інтерконнектор, Східний інтерконнектор і Рада надійності електропостачання Техасу (ERCOT), які обслуговують суміжні штати США (рис. 1.16а). Хоча всі електростанції в кожній регіональній енергосистемі синхронізовані і взаємопов'язані, між собою енергосистеми несинхронізовані, та потужність змінного струму має бути перетворена на постійну, що передається через міжрегіональні інтерконнектори між енергосистемами. Таким чином, перетоки ЕЕ між енергосистемами незначні, а системна їх координація слабка, тобто локальні кордони регіональних РЕЕ практично не перетинають один одного.

Кожна регіональна енергосистема розділяється на локальні для підтримання стандартів надійності ЕЕ з метою недопущення блекаутів. Північноамериканська корпорація надійності електропостачання (North American Electric Reliability Corporation – NERC) працює над забезпеченням надійності енергосистеми, розробляючи та впроваджу-



б)



а)

Рис. 1.16. Географічне розмежування США на територіальні енергосистеми [99; 105]

ючи стандарти, й оцінюючи надійність системи. У складі NERC функціонують 8 локальних організацій, які і забезпечують дотримання стандартів надійності на відповідних територіях [99].

Споживання і попит ЕЕ в кожній регіональній енергосистемі збалансовані в межах невеликих географічних областей, так званих зон контролю, які контролюються балансуючими органами (balancing authorities – BAs). BA відповідають за балансування генерації в режимі реального часу відповідно до стандартів, розроблених NERC і Федеральною комісією з регулювання енергетики (FERC). BA працюють під наглядом 12 координаторів по надійності NERC. У деяких областях балансування несе незалежний системний оператор (ISO або RTO), який одночасно керує системою і ринками відповідно до правил FERC [100; 101].

FERC є незалежним федеральним агентством з регулювання міжштатної передачі і оптового продажу ЕЕ. До її функцій входять: затвердження стандартів надійності міжштатної передачі ЕЕ, розроблених NERC; контроль оптових РЕЕ; моніторинг корпоративної діяльності комунальних підприємств; ліцензування гідроенергетичних проєктів FERC [102].

Незалежні системні оператори (Independent system operators – ISO) і регіональні організації передачі (Regional transmission organizations – RTO) є учасниками ринку і одночасно державними структурами, створеними для забезпечення недискримінаційного доступу до електричних мереж всіх виробників і споживачів ЕЕ. Їх основні функції включають планування енергосистем, регіональну диспетчеризацію і моніторинг електромереж, а також управління / адміністрування на оптових РЕЕ [103]. FERC вимагає, щоб ISO та RTO працювали і приймали рішення незалежно від учасників ринку. З травня 2016 р. в Північній Америці існує 7 ISO (рис. 1.166): CAISO-California ISO, NYISO, IESO, ERCOT, MISO-Midcontinent, ISO-NE, AESO, IESO, а також діють 4 RTO: PJM, MISO-Midcontinent; SPP-Southwest Power Pool; ISONE-ISO New England [104].

ISO та RTO є незалежними операторами ринку та неприбутковими корпораціями, хоча їх правління переважно обирається суб'єктами

електроенергетичної галузі. Таким чином, ISO та RTO мають атрибути як державних регуляторів, так і учасників РЕЕ. ISO та RTO управляють оптовими РЕЕ, забезпечуючи відкритий доступ до передачі та допоміжних послуг, таких як резерви частоти та підтримки напруги [106; 107].

Роль ISO і RTO у функціонуванні північноамериканської енергосистеми аналогічна і відрізняється лише ступенем відповідальності. Порівняно з RTO ISO або не відповідають мінімальним вимогам, встановленим FERC, для присвоєння статусу RTO або не клопотали FERC про такий статус. ISO управляє електроенергетичною мережею регіону, керує оптовим РЕЕ в регіоні і забезпечує планування надійності для всієї електроенергетичної системи на визначеній території. RTO виконує ті самі функції, що і ISO, але несе додаткову відповідальність за мережі передачі: координують і контролюють роботу електроенергетичної системи на своїй території. ISO та RTO беруть участь у регіональному плануванні, щоб забезпечити задоволення потреб системи відповідною інфраструктурою [99; 103; 107].

Виробники ЕЕ в США можуть бути згруповані в 5 категорій на основі форм їх власності [99]:

- 1) комунальні підприємства, також відомі як громадські підприємства, які належать місцевій громаді і управляються місцевими органами влади, які, своєю чергою, володіють генерацією, передачею та розподілом ЕЕ на обслуговуваних ними територіях;
- 2) електричні кооперативи, які зазвичай діють у сільських районах, належать і контролюються їх членами, у тому числі дистриб'юторські кооперативи, які можуть купувати ЕЕ у генеруючих і передавальних кооперативів або закуповувати у інших підприємств або на ринку;
- 3) інвестиційні компанії є приватними підприємствами, що належать інвесторам, та продають ЕЕ на ринку;
- 4) федеральні енергетичні агентства, відомі як Адміністрації енергетичного ринку (Bonneville Power Administration, Western Area Power Administration, Southeastern Power Administration, Southwestern Power Administration), керують електричними

РОЗДІЛ 1. Теоретичні підходи до вибору моделі конкурентного ринку електричної енергії

системами на своїх територіях. Вони продають ЕЕ, вироблену на федеральних об'єктах, якими в основному є гідроелектричні станції, на оптовому рівні. Федеральні енергетичні агентства зазвичай не володіють генеруючими активами і не розподіляють ЕЕ кінцевим споживачам;

- 5) конкурентні учасники РЕЕ (power marketers), які купують і продають ЕЕ для отримання прибутку.

Останні суб'єкти ринку та інвестиційні компанії працюють на прибуток, тоді як кооперативи, комунальні підприємства та федеральні енергетичні агентства є некомерційними організаціями [108].

У табл. 1.13 наведено структуру генерації за формою власності у 2017 р., з якої видно, що понад 50 % споживання ЕЕ задовольняється конкурентними виробниками, котрі торгують один проти одного на РЕЕ. Майже 50 % обслуговується регульованими державою вертикально-інтегрованими комунальними підприємствами, що контролюють виробництво та передачу ЕЕ. І лише незначна частка припадає на державні та споживчі кооперативи.

Таблиця 1.13

Структура електрогенерації у США за формою власності у 2018 р. [109]

Форма власності / тип підприємства	Кількість суб'єктів, од.	Обсяг наданих послуг, ТВт·год
Комунальні підприємства	2005	589,5
Електричні кооперативи	873	461,1
Інвестиційні компанії	179	1977,9
Федеральні енергетичні агентства	10	29,1
Конкурентні учасники РЕЕ	302	787,9
ВСЬОГО	3403	3864,0

До середини 1990-х рр. майже всі РЕЕ в США були традиційними монополіями, що регулювалися державою. Сучасна модель функціонування американського РЕЕ започаткована в 1977 р., коли була створена FERC згідно з Законом про організацію енергетики (Department of Energy Organization Act). Безпосередньо процес лібералізації РЕЕ

розпочався у 1978 р. із прийняттям Закону про державну регуляторну політику (PURPA), який визнав, що виробництво ЕЕ не є природною монополією. PURPA, а також значне перенасичення природним газом, призвели до появи некомунальних виробників ЕЕ, які продавали її звичайним підприємствам за договорами купівлі-продажу. Після запровадження PURPA кілька штатів створили механізми конкурентних торгів для задоволення додаткових енергетичних потреб і вибору найбільш економічного виробника ЕЕ [110; 111]. Для того щоб дерегуляція досягла успіху, було зроблено таке [111]:

- 1) незалежні постачальники отримали право продавати ЕЕ на відкритому ринку поряд з комунальними підприємствами;
- 2) уряди штатів реформували закони, які диктували роздрібні ціни на ЕЕ кінцевим споживачам;
- 3) комунальні компанії відкрили доступ до ліній електропередач.

Наразі в США функціонують відокремлено одночасно дві моделі оптового РЕЕ: регульованого двостороннього ринку й організованого конкурентного ринку (Додаток Б).

Перша модель спирається на вертикально-інтегровані енергетичні комунальні підприємства. Ціна ЕЕ, яку сплачує споживач, на таких ринках заснована на витратах на обслуговування протягом певного періоду часу, які контролюються і коригуються державними регуляторними комісіями. Оптова торгівля фізичною ЕЕ зазвичай відбувається на основі двосторонніх транзакцій. Ця модель РЕЕ продовжує існувати на південному сході, південному заході і північному заході США та є сприятливою для фінансування капіталомістких проєктів [99; 106; 110].

Другою моделлю є організований конкурентний ринок, керований ISO або RTO. Конкурентні оптові РЕЕ формувалися протягом 90-х рр. шляхом дерегуляції. Зараз створені оптові конкурентні РЕЕ в США поділені на два часові сегменти – ринок на добу наперед (РДН) та ринок реального часу (РРЧ), обидва діють за методом локального маржинального ціноутворення на ЕЕ (locational marginal pricing – LMP). Окремо виділяються та субоптимізуються із товарним РЕЕ США ринок допоміжних послуг і ринок прав фінансової передачі (financial transmission

rights – FTR) для фінансового хеджування пропускних потужностей [113; 114].

Виділяють також комунальні енергосистеми, такі як адміністрація Долини Теннессі і Бонневіль, які належать урядам цих територій або місцевим споживачам [99; 106].

Здебільшого ЕЕ в США торгується на РДН, де учасники ринку подають заявки-пропозиції на наступну добу поставки. На РРЧ обсяг продажу ЕЕ представляє різницю між енергетичними зобов'язаннями, які були визначені на РДН, і споживаної в системі ЕЕ, необхідної для задоволення попиту [115].

На конкурентних РЕЕ в США виробники ЕЕ надають цінові пропозиції системному оператору (ISO / RTO) на основі маржинальних витрат для виробництва цільового обсягу продажу. Впорядкування всіх пропозицій в порядку зростання граничних витрат дає криву пропозиції. У гіпотетичному сценарії покриття графіку навантаження здійснюватиметься за рахунок диспетчеризації виробників із нижчою вартістю виробництва ЕЕ, а її виробникам сплачуватиметься обсяг згенерованої ЕЕ за граничною ціною. Однак обмежені пропускні потужності передачі ЕЕ обумовлюють відхилення від гіпотетичної кривої граничних витрат [116–118].

Для врахування обмеженої пропускних потужностей ліній передачі в США ISO / RTO використовують концепцію локальних граничних цін (Locational marginal pricing – LMP) для цінових енергетичних транзакцій на кожному мережевому вузлі. LMP включає граничну вартість енергії плюс вартість перевантаження і втрат при передачі (1.1). ISO / RTO використовують LMP як ринковий інструмент для оцінки ефективності використання інфраструктури передачі в тих випадках, коли перевантаженість перешкоджає доставці найменш витратної ЕЕ до вузлів попиту [99; 119].

$$LMP = SMP + MLC + CC, \quad (1.1)$$

де SMP – системна маржинальна ціна ЕЕ останнього МВт + 1;

MLC – компонент, що враховує маржинальні втрати при передачі ЕЕ;

СС – компонент, що враховує перевантаження в мережі, спричинений обмеженими фізичними потужностями ліній електропередачі [120].

Конкурентні оптові РЕЕ в США сформовані за подальшим (вузловим) географічним розмежування, тобто LMP обчислюється на кожному вузлі системи та базується на маржинальній ціні виробництва останнього енергоблоку+ 1 МВт·год. Таким чином, LMP – це вартість додаткового 1 МВт ЕЕ в певному місці (центральної точці) в електромережі [121].

LMP розраховується як для РДН, так і для РРЧ. На РРЧ LMP розраховуються за 5-хвилинними інтервалами або частіше, якщо мережа перебуває в надзвичайних умовах, а для РДН розрахунковий період зазвичай становить один годину [115; 122].

Найбільш крупним конкурентним РЕЕ в США є ринок PJM, який обслуговує однойменний РТО. PJM обслуговує 65 млн осіб у 13 штатах і окрузі Колумбія, в яких виробляється 21 % ВВП США. PJM – це перший конкурентний оптовий РЕЕ в США, створений у 1997 р. Діючи як незалежна, нейтральна сторона, PJM забезпечує регіональне планування та експлуатацію електромереж, управління енергетичним ринком, координацію відключень, урегулювання операцій, виставлення рахунків і зборів, управління ризиками, допоміжні послуги, управління кредитними ризиками тощо [123].

Продуктовий кошик PJM є диверсифікованим (рис. 1.17), в якому переважає атомна електрогенерація (34,5 %), на другому місці знаходиться газова – 31,2 %, а на третьому – вугільна (28,7 %). Розвиток конкуренції на PJM сприяє прискореному переходу до нових, більш енергоефективних технологій та призводить до витіснення старих через їх неконкурентоспроможність на ринку.

PJM управляє декількома сегментами конкурентного оптового РЕЕ, а саме товарним РЕЕ, ринком потужності, ринком допоміжних послуг і ринком фінансових прав передачі (табл. 1.14).

Найкрупнішим з сегментів оптового PJM є товарний, на який припадало 63 % від усіх транзакцій у 2018 р. Як оператор ринку, PJM відпо-

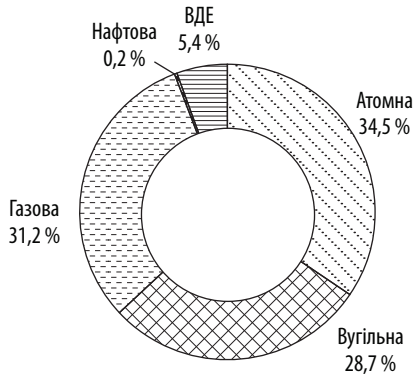


Рис. 1.17. Продуктовий кошик PJM за видами генерації у 2018 р. [124]

відає 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 РJM охоплює період за тиждень до та через добу після фізичної поставки ЕЕ (табл. 1.15).

РДН визначається РJM як єдиний вид строкового РЕЕ для поставки ЕЕ на наступну добу, на якому ціна на ЕЕ розраховується на погодинній основі шляхом акумулювання заявок-пропозицій від виробників та заявок попиту постачальників / споживачів ЕЕ, а також пов'язаних фінансових транзакцій. РJM як оператор ринку визначає клірингову ціну за маржинальним методом ціноутворення на основі висхідного ранжування заявок попиту плюс резервна маржа енергосистеми. Окрім біржової торгівлі на РДН РJM можлива реєстрація двосторонніх договорів [125].

За результатами торгів на РДН всі виробники отримують плату за ЕЕ, яка враховується при диспетчеризації, за кліринговою ціною, споживачі сплачують клірингову ціну за номінований обсяг споживання ЕЕ, а власники фінансових прав передачі отримують кредити на перевантаження на основі погодинних локальних маржинальних цін на добу наперед [123; 126; 129].

Таблиця 1.14

Сегменти оптового РЕЕ на РІМ [123; 125]

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 ЕЕ	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 в оптовій ціні ЕЕ*, %	63	20	1	9	

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

Таблиця 1.15

Регламент функціонування товарного РЕЕ PJM [126–128]

Час	Процедури
T-1	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Аналіз відключень об'єктів від енергосистеми ▪ Прогноз навантаження ▪ Строковий аналіз надійності
D-1	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Відкриття воріт РДН ▪ Оперативне планування резервів ▪ Аналіз надійності ▪ Видача зобов'язань для одиниць навантаження
у т.ч.	
08-10:30 D-1	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Учасники ринку подають заявки-пропозиції та заявки-навантаження для наступної доби (доби фізичного постачання)
10:30 – 13:30 D-1	<ul style="list-style-type: none"> ▪ PJM визначає результати торгів на РДН
13:30 D-1	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Закриття воріт РДН: публікація результатів торгів на РДН
13:30 –14:15 D-1	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Учасники можуть подати реномінації за обсягом на наступну добу
14:15-24:00 D-1	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Подача заявок-пропозицій на участь у балансуванні
D	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Функціонування РРЧ
протягом D	<ul style="list-style-type: none"> ▪ PJM переоцінює та надсилає окремими виробникам ЕЕ графіки оновлення навантаження
t-5 хв D	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Закриття воріт РРЧ
D+1	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Двосторонні розрахунки між учасниками та трансакції за допоміжними послугами

Примітка: T, D, t – тиждень, доба та реальний час поставки ЕЕ відповідно

Різниці, що виникають між номінованими обсягами на РДН і фактичним споживанням ЕЕ, покриваються на РРЧ, який на PJM виконує функцію балансуючого ринку. РРЧ вважається єдиним спотовим ринком для негайної поставки ЕЕ. На цьому часовому сегменті локальні маржинальні ціни визначаються за 5-хвилинними часовими інтервала-

ми за 5 хв до фактичної поставки ЕЕ. РЈМ в особі РТО надає команди до навантаження для 10 тис. точок всередині підконтрольної системи. Постачальники / споживачі ЕЕ при цьому сплачують локальну маржинальну ціну для кожного 5-хвилинного інтервалу, за будь-який обсяг ЕЕ, який перевищує номінований / задекларований на РДН [125].

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 РЈМ. Діючи на основі самодиспетчеризації енергоблоки мають брати участь у РДН, при цьому локальні маржинальні ціни на добу наперед можуть не бути встановлені, але вони отримають локальні маржинальні ціни реального часу в своїй точці диспетчеризації. Такі одиниці повинні отримати повідомлення за 20 хв до реального часу для самодиспетчеризації [126].

РЈМ виставляє рахунки на РЕЕ на погодинній основі, а між учасниками РЕЕ розрахунки відбуваються щомісячно (табл. 1.16).

Таблиця 1.16

Розрахунки на товарному РЕЕ РЈМ [126]

Покупці ЕЕ	Продавці ЕЕ
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Сплачують за номіновану ЕЕ за локальними маржинальними цінами на добу наперед. ▪ Оплачують позитивні відхилення фактичних від номінованих обсягів ЕЕ за локальними маржинальними цінами реального часу. ▪ Отримують оплату за негативні відхилення фактичних від номінованих обсягів за локальними маржинальними цінами реального часу 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Отримують оплату за номіновану ЕЕ за локальними маржинальними цінами на добу наперед. ▪ Оплачують негативні відхилення фактичних від номінованих обсягів ЕЕ за локальними маржинальними цінами реального часу. ▪ Отримують плату за позитивні відхилення фактичних від номінованих обсягів за локальними маржинальними цінами реального часу

РОЗДІЛ 1. Теоретичні підходи до вибору моделі конкурентного ринку електричної енергії

Об'єкти, які обслуговують навантаження (Load-serving entities – LSE, аналог європейських СВЕ), сплачують LMP у 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 продаж на РРЧ здійснюються за цінами в реальному часі [123; 125].

Отже, РДН представляє двосторонні, а РРЧ – односторонню енергетичні біржі, які функціонують на основі маржинальних цін. Результати діяльності товарного РЕЕ засвідчують постійне зростання як в натуральному, так і вартісному вираженні (табл. 1.17), тоді як питома вага товарної складової в загальній оптовій ціні скорочується (рис. 1.18).

Таблиця 1.17

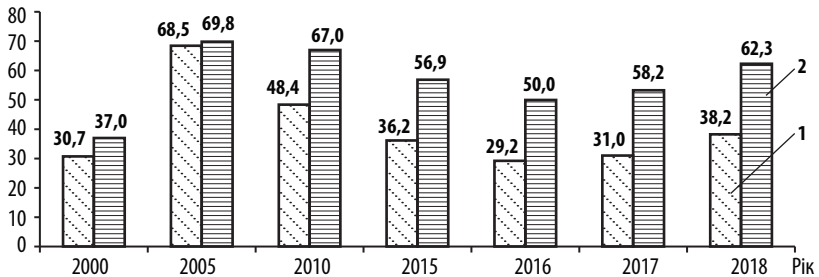
Динаміка товарного РЕЕ PJM у 2016–2018 рр. [130]

Показник	2016 р.	2017 р.	2018 р.
Середньодобова пропозиція, МВт-год			
▪ РДН	91304	90945	94236
▪ РРЧ	131634	130601	114556
Середньорічні ціни на ЕЕ, дол. США / МВт-год			
▪ РДН	29,68	30,85	37,97
▪ РРЧ	29,23	30,99	38,24
Пікове навантаження, ГВт	152,2	142,4	147,0
Доходи товарного РЕЕ, млрд дол. США	н/д	23,51	30,25
Всього доходи PJM, млрд дол. США	39,05	40,40	49,29

Для фінансової торгівлі ЕЕ, що не передбачає її фізичної поставки, PJM створив віртуальні заявки (табл. 1.18): інкрементні заявки – заявки-пропозиції на віртуальну генерацію, та декрементні заявки – заявки попиту на віртуальне навантаження. Учасники ринку можуть

Наукове забезпечення лібералізації ринку електричної енергії України

Ціна, дол. США / МВт*год.



1 – середньозважена ціна товарної ЕЕ; 2 – загальна оптова ціна ЕЕ

Рис. 1.18. Динаміка цін на товарну ЕЕ PJM у 2000–2018 рр. [130]

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 цінових ризиків товарної торгівлі ЕЕ [126].

Таблиця 1.18

Ключові особливості віртуальних заявок на PJM [126]

Інкрементні заявки на віртуальну генерацію	Декрементні заявки на віртуальне навантаження
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Продаж певного обсягу ЕЕ на РДН за локальними маржинальними цінами. ▪ Купівля того ж обсягу ЕЕ на РРЧ за локальними маржинальними цінами реального часу. ▪ Прибуток, якщо ціна на добу наперед вища, ніж ціна реального часу 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Купівля певного обсягу ЕЕ на РДН за локальними маржинальними цінами. ▪ Продаж того ж обсягу ЕЕ на РРЧ за локальними маржинальними цінами реального часу. ▪ Прибуток, якщо ціна на добу наперед нижча, ніж ціна реального часу

Для забезпечення майбутньої надійності роботи регіональної енергосистеми PJM у 2007 р. запровадив новий сегмент РЕЕ – ринок потужностей, який будується на основі Моделі ціноутворення на надійність

РОЗДІЛ 1. Теоретичні підходи до вибору моделі конкурентного ринку електричної енергії

(Reliability Pricing Model – RPM). Ринок потужностей дозволяє підтримати достатню кількість ресурсів (генерації та споживання) для адекватного забезпечення майбутнього попиту на ЕЕ: це означає, що будь-який учасник оптового РЕЕ на РМ повинен мати ресурси для задоволення попиту плюс резервна маржа, яка повинна становити 15–20 % від очікуваного пікового навантаження. РМ визнав, що потужність є фізичним продуктом, що вимагає стимулювання ефективності, та доходи електроенергетичної галузі повинні розподілятися між товарним ринком і ринком потужності [131; 132] (табл. 1.19).

Таблиця 1.19

Основні відмінності між продуктами на ринку потужностей та товарному РЕЕ РМ [133]

Потужність	Товарна ЕЕ
Зобов'язання учасників ринку потужностей щодо енергозабезпечення в надзвичайних ситуаціях умовах роботи РМ за обмежених цін на ЕЕ	Генерація ЕЕ протягом визначеного періоду часу
Плата за потужність здійснюється незалежно від виробництва ЕЕ	Плата за ЕЕ здійснюється учасникам-переможцям РДН та РРЧ
Покриває постійні операційні та капітальні витрати на генерацію	Покриває змінні операційні витрати на електрогенерацію
Щодобові продукти	Погодинні продукти

Ключовими елементами ринку потужності РМ є [131]:

- закупівля потужності за 3 роки до її фактичної потреби шляхом проведення конкурсних торгів;
- механізм локального ціноутворення на потужність, що відображає обмеження системи передачі ЕЕ (для 27 локальних територій поставки ЕЕ);
- визначення потреби за видами потужності на різних територіях РМ.

Дизайн ринку потужностей передбачає проведення 4 аукціонів: Першого Базового залишкового (Base Residual Auctions – BRA) та 3 до-

даткових (Incremental Auctions – IA), щоб дозволити учасникам ринку потужностей визначити та торгувати своїми позиціями за необхідності (табл. 1.20). Зобов'язання щодо потужності є річними. Базовий аукціон є формою форвардного ринку та передбачає термін поставки потужності за 3 роки у майбутньому. Додаткові аукціони проводяться для кожного року поставки [131].

Таблиця 1.20

Технологічний регламент функціонування ринку потужностей на PJM [135]

Час	Процедури
Травень, Р-3	Проведення Базового залишкового аукціону
Вересень, М-20	Проведення Першого додаткового аукціону
Липень, М-10	Проведення Другого додаткового аукціону
Лютий, М-3	Проведення Третього додаткового аукціону
Р (Червень – Травень)	Фактична поставка потужності

Примітка: Р, М – рік, місяць фактичної поставки потужності

Учасники ринку потужності пропонують ресурси на ринку, які забезпечують пропозицію або знижують попит. Ці ресурси включають нові та наявні генерації, модернізацію наявних генерацій, системи управління попитом. Коли учасник пропонує ці ресурси на ринку, він зобов'язується збільшити пропозицію або зменшити попит на вимогу PJM на обсяг, який вони пропонують [134]. Участь наявних об'єктів генерації в ринку потужності є обов'язковою [130]. Добровільною є участь для: зовнішньої генерації; нової запланованої генерації (включає нові одиниці та модернізацію наявних блоків); наявних і планових ресурсів управління попитом, ресурсів енергоефективності; кваліфікованих систем оновлення мереж передачі [133].

Клірингова ціна за RPM встановлюється за методом маржинального ціноутворення [135].

У схемі RPM всі ресурси потужності формують пропозицію аукціону, а все навантаження – попит аукціону (вимога до фіксованих ресурсів). Вимоги до змінних ресурсів визначають криву спадаючого попиту, що пов'язує максимальну ціну для заданого ресурсу потужності до

РОЗДІЛ 1. Теоретичні підходи до вибору моделі конкурентного ринку електричної енергії

вимог надійності. Криві змінної вимоги до ресурсів для кожного вузла РЈМ базуються на таких параметрах: цільовому рівні резерву, вартості нового вступу, заміщенні доходів товарного РЕЕ та ринку допоміжних послуг [131; 133; 135].

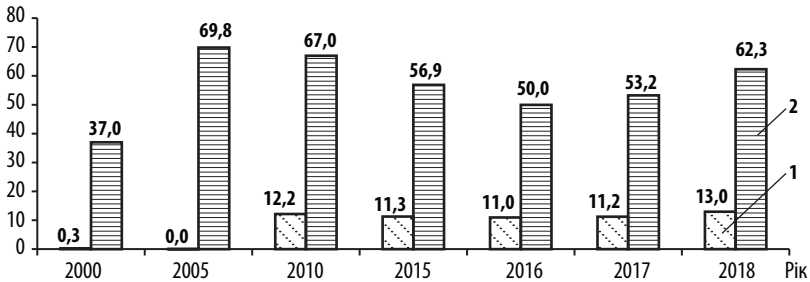
Результати ринку потужностей РЈМ засвідчують постійне зростання його місткості (табл. 1.21) і вагомості в оптовій ціні ЕЕ (рис. 1.19).

Таблиця 1.21

Динаміка ринку потужності РЈМ у 2016 –2018 рр.[130]

Показник	2016 р.	2017 р.	2018 р.
Встановлена потужність, ГВт	182,41	183,88	185,95
Нововведена потужність, ГВт	5,42	5,24	12,83
Вибуття потужності, ГВт	0,40	8,39	5,52
Структура потужності (газ / вугілля / атомна енергія / гідро / вітрова / біо / сонячна)	35,7/36,5/18,1 /4,9/3,7/0,6/0,4/0,1	36,8/35,4/18/4,8 /3,6/0,6/0,4/0,2	40,2/32,7/17,6/4,8/3,4/0,6/0,4/0,3

Ціна, дол. США / МВт-год



1 – середньозважена ціна потужності; 2 – загальна оптова ціна ЕЕ

Рис. 1.19. Динаміка цін на ринку потужності РЈМ у 2000–2018 рр. [130]

Також РЈМ проводить диспетчеризацію ЕЕ на ліцензованій території, тобто оперує ринком допоміжних послуг (РДП). У цей час РДП РЈМ представлений такими продуктовими сегментами – регулюванням, синхронізованими і несинхронізованими резервами, вторинними ре-

зервами на добу наперед, послугами чорного старту та реактивної потужності [125; 136].

Ринок регулювання надає послуги надійності та виправляє короткострокові, непередбачувані коливання в споживанні та виробництві ЕЕ, що можуть вплинути на частоту енергосистеми. Постачальники послуги регулювання повинні мати можливість регулювати виробництво або споживання ЕЕ в автоматичному режимі [125]. Ринок регулювання PJM є ринком реального часу, який функціонує спільно / суміжно із ринком синхронізованих резервів, оптимізуючи витрати на придбання всіх трьох видів допоміжних послуг. На цьому сегменті РДП торгуються два продукти (сигнали на регулювання) – RegA або RegD. RegA призначений для потужностей з необмеженими фізичними можливостями, тоді як RegD – для потужностей з обмеженими можливостями щодо швидкого нарощування / скорочення потужності [125].

Ринок резервів представляють об'єкти генерації, які можуть швидко збільшити виробництво або зменшити споживання ЕЕ – протягом 10 або 30 хв [125]. Суб'єкти, які обслуговують навантаження (Load serving entities – LSE), можуть виконувати свої зобов'язання щодо регулювання мережі та закупівлі резервів, використовуючи власну генерацію, купуючи необхідне регулювання за контрактом з іншою стороною або купуючи її на ринку [123; 136].

Ринок резервів PJM складається із первинних резервів, що представлені синхронізованими (підключеними до енергосистеми) і несинхронізованими (відключеними від енергосистеми) потужностями, які можуть забезпечити швидку зміну навантаження протягом 10 хв. PJM підтримує первинні резерви на рівні 150 % від рівня найтяжчого навантаження в енергосистемі. Із 01.04.2018 р. PJM запровадила 5-хвилинні розрахунки за первинні резерви на основі локальних маржинальних цін [123; 136].

Наказом FERC від 15.02.2018 № 842 зобов'язала нові генеруючі потужності, як синхронні, так і несинхронні, мати обладнання для первинного регулювання частоти та визначила це в якості головної умови для отримання послуги приєднання до енергомережі.

РJM визначає вторинні резерви як доступні для диспетчеризації онлайн або офлайн резерви, які можуть забезпечити нарощування / скорочення виробництва ЕЕ протягом 30 хв. РJM визначає вимоги до вторинних резервів, але не має на меті їх підтримувати в реальному часі. РJM керує ринком на добу наперед для вторинних резервів (Day-Ahead Scheduling Reserve Market – DASR) [123; 125; 136].

Послуга чорного старту (Black start service – BSS) необхідна РJM для надійного відновлення після блекаутів в енергосистемі. BSS – це здатність генеруючого блоку: а) розпочати виробництво без зовнішнього електроживлення або б) автоматично залишатися працювати на понижених рівнях навантаження після відключення від електромережі. Платежі за BSS виплачуються генеруючим одиницям, запланованим на РДН або РРЧ за опцією «автоматичне відхилення від навантаження» або за результатами тестування щодо можливостей чорного старту.

Окремою складовою РДП на РJM є плата за послуги із реактивної потужності. Плата за реактивні послуги здійснюється в режимі реального часу, якщо генеруючі одиниці працюють за межами свого нормального діапазону напруги.

Таким чином, РJM здійснює централізовану закупівлю допоміжних послуг на основі заявок-пропозицій їх постачальників та функції мінімізації витрат на їх придбання та з урахування техніко-технологічних обмежень об'єктів генерації та / чи споживання.

У 2018 р. допоміжні послуги складали 1,3 % від загальної оптової ціни ЕЕ та порівняно із 2000 р. їх питома вага значно скоротилася, тоді як структура продуктового портфеля зазнала суттєвої диверсифікації (*табл. 1.22*).

Незважаючи на висновки РJM як оператора ринку щодо високої концентрації постачальників допоміжних послуг, наразі спостерігається профіцитна кон'юнктура ринку за кожною складовою (пропозиція перевищує її попит), що дозволяє вести ефективну конкурентну боротьбу між ними, спрямовану на підвищення якості, зниження ціни та обсягів таких послуг (*табл. 1.23*).

Таблиця 1.22

Динаміка цін на РДП РМ у 2000–2018 рр., дол. США [130]

Вид ДП	2000 р.	2005 р.	2010 р.	2015 р.	2016 р.	2017 р.	2018 р.
ДП (всього)	0,68	1,19	0,9	0,91	0,71	0,77	0,83
Послуги реактивної потужності	0,29	0,26	0,45	0,37	0,38	0,43	0,43
Послуги регулювання	0,39	0,8	0,39	0,23	0,11	0,14	0,18
Послуги чорного старту	0	0,02	0,02	0,08	0,09	0,09	0,08
Синхронізовані резерви	0	0,11	0,07	0,11	0,05	0,06	0,06
Несинхронізовані резерви	0	0	0	0,02	0,01	0,01	0,02
Вторинні резерви	0	0	0,01	0,1	0,07	0,05	0,05
Оптова ціна на ЕЕ (загальна)	36,98	69,81	66,87	56,87	49,97	53,24	62,3
% від оптової ціни на ЕЕ	1,8	1,7	1,3	1,6	1,4	1,4	1,3

Таблиця 1.23

Динаміка кон'юнктури РДП РМ у 2017–2018 рр. [130]

Вид	2017 р.		2018 р.	
	Попит, МВт	Пропозиція, МВт	Попит, МВт	Пропозиція, МВт
Послуги регулювання, у т.ч.				
▪ непіковий період	525	869	525	876,2
▪ піковий період	800	1183,4	800	1204,1
Синхронізовані резерви 1 рівня	1504,8	1172,1	1577,8	1711,9
Синхронізовані резерви 2 рівня		24231,3		26086,3
Несинхронізовані резерви	1053,2	2171,5	1968,8	3683,2
Вторинні резерви	4477,3	36547,8	5690,1	39595,6

РМ також управляє ринком фінансових прав передачі (Financial Transmission Rights – FTR), який є виключно фінансовим сегментом РЕЕ, спрямованим на хеджування цінових ризиків РДН, які можуть виникнути внаслідок різниці у локальних маржинальних цінах на різних

РОЗДІЛ 1. Теоретичні підходи до вибору моделі конкурентного ринку електричної енергії

вузлах [136]. Самі ж FTR – це фінансові інструменти, які дають право власнику отримувати компенсацію через диспетчеризацію економічно не виправданих генераторів за локальними цінами на добу наперед. Одна з головних цілей ринку FTR є захист учасників товарного РЕЕ із стабільним навантаженням від різних коливань локальних маржинальних цін [136].

Операції з перевантаженням є фінансовими транзакціями, що не призводять до фізичної поставки ЕЕ в реальному часі, які дозволяють учасникам ринку вказати максимальний (до +/- 50 дол. США / МВт·год) спред ціни на ЕЕ між точками відправки та отримання на РДН. Ці транзакції покликані хеджувати ризики нодальної волатильності цін у різних точках [137].

FTR продається окремо від послуги передачі, що дає всім учасникам ринку можливість отримати кращу визначеність цін при поставці ЕЕ через РДН. Учасники ринку можуть отримати FTR чотирма способами [136]:

- на довгостроковому аукціоні, на якому FTR торгуються від одного до трьох років до реального часу;
- на річному аукціоні, на якому розподіляються FTR для всієї системи передачі РДН;
- на місячних аукціонах, на яких продається решта обсягів FTR;
- на вторинному ринку FTR, вступаючи в прямі взаємовідносини (укладаючи позабіржові угоди) з іншим учасником ринку.

Учасники ринку FTR можуть купувати права на фінансову передачу ЕЕ у вигляді опціонів або облігацій (*табл. 1.24*), які, однак, не дають права на фізичну передачу ЕЕ, а власник FTR не зобов'язаний постачати ЕЕ для отримання кредиту на перевантаження. Якщо в системі передачі на РДН існує обмеження, власники FTR отримують кредит виходячи із зарезервованого обсягу в МВт FTR і різниці між двома локальними маржинальними цінами за вказаним шляхом. Цей кредит виплачується власникові FTR незалежно від того, хто доставив, та / або обсягу доставленої ЕЕ [136].

Таблиця 1.24

Особливості обігу прав фінансової передачі на PJM [136; 137]

Характеристика продукту	Облігації	Опціони
Погодинна економічна вартість FTR	Визначається на основі зарезервованих обсягів FTR і різниці між цінами на перевантаження на добу наперед у вихідній точці доставки і вхідній точці надходження, зазначених у FTR	
Фінансова вигода від деривативи (позитивний грошовий потік)	Визначається коли шлях, позначений у FTR, знаходиться в тому ж напрямку, що і перевантажений потік, і коли різниця між цінами на перевантаження на добу наперед у вихідній точці доставки і точці надходження є позитивною величиною	
Фінансове зобов'язання від деривативи (негативний грошовий потік)	Визначається, коли шлях, позначений у FTR, знаходиться в протилежному напрямі порівняно із перевантаженим потоком, і коли різниця між цінами на перевантаження на добу наперед у вихідній точці доставки і точці надходження є негативною величиною	

Тільки зареєстровані учасники PJM мають доступ до ринку FTR. На вторинному ринку можливий позабіржовий обіг FTR, однак PJM регулює розрахунки через власний кліринговий центр тільки для зареєстрованих учасників. Ринок FTR функціонує у виді двостороннього аукціону, на якому приймаються заявки-пропозиції та заявки попиту, та їх відбір здійснюється за результатами розв'язання функції оптимізації, яка враховує одночасно модуль техніко-економічних випробувань [123; 136].

Однак, за висновками PJM, поточний дизайн FTR-ринку неефективний для забезпечення покриття витрат на перевантаження енергосистеми потенційними фінансовими доходами. Сумарний дохід ринку FTR компенсував лише 50,0 % від загальних витрат на перевантаження у 2017/2018 рр. [130].

Таким чином, американська модель конкурентного РЕЕ збудована за централізованим підходом із нодальним географічним розмежуван-

ням, на основі комбінованої диспетчеризації, у формі організованої торгівлі, двохчасового масштабування, маржинального методу ціноутворення із вузькою продуктовою диверсифікацією, яка управляється незалежним оператором ринку, який суміщає функції органів державного управління. Пропорційний розвиток чотирьох сегментів ринку дозволяє гарантувати ефективність та надійність постачань ЕЕ. Однак вузькі місця американських енергосистем обумовлюють цінову дискримінацію покупців ЕЕ.

1.4. Австралійська модель конкурентного ринку електричної енергії

На думку МЕА, Австралія має один з найбільш прозорих, конкурентних РЕЕ у світі та визначається як аналогова модель для лібералізації РЕЕ інших країн світу [138]. 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 близько 90 % ГП континенту. РЕЕ Західної та Північної Австралії наразі не приєднані до NEM через значну відстань між мережами, які обслуговуються окремими незалежними системними операторами (ISO). NEM розпочав функціонувати як оптовий односторонній енергетичний пул з 13.12.1998 та об'єднав 5 територіальних юрисдикцій – Квінсленд, Новий Південний Уельс, Вікторію, Південну Австралію та Тасманію, які наразі виступають як цінові регіони (нодальні зони) [139–142]. Агреговану модель функціонування NEM наведено на *рис. 1.20*.

Фізично NEM складається з пов'язаних магістральних і розподільних мереж у кожній з 5 територіальних юрисдикцій, з'єднаних 6 висовольтними міжрегіональними інтерконекторами, які дозволяють вести міжрегіональну торгівлю в межах фізичної потужності, тому ціни на оптовому РЕЕ можуть різнитися між регіонами. У правилах NEM зазначено, що оптові ціни на ЕЕ не можуть відрізняються всередині регіону [143].

NEM управляється австралійським оператором ринку енергії (АЕМО), що виступає як ISO, який здійснює централізоване й одноо-

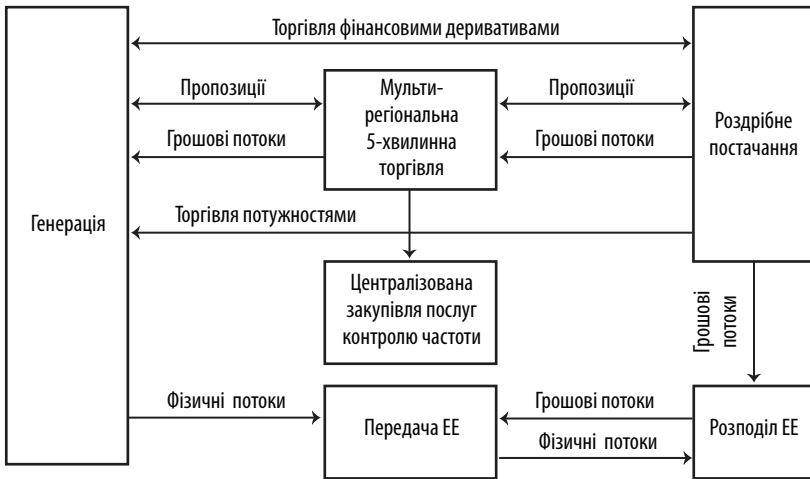


Рис. 1.20. Агрегована модель функціонування NEM в Австралії [140–142]

сібне керівництво спотовим товарним РЕЕ, ринком допоміжних послуг, ринком потужностей і ринком пропускну́ї потужності [143].

Регулювання NEM здійснюють три основні інститути [144; 145]:

- Австралійська комісія з енергетичного ринку (АЕМС) відповідає за вироблення правил і розвиток ринку;
- Австралійський енергетичний регулятор (АЕР) відповідає за економічне регулювання та дотримання норм функціонування ринку;
- Австралійський оператор ринку енергії (АЕМО) відповідає за функціонування ринку й 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, системного оператора, планового центру національних передавальних мереж, постачальника передавальних послуг, центру розвитку ринку.

РОЗДІЛ 1. Теоретичні підходи до вибору моделі конкурентного ринку електричної енергії

Ці установи несуть відповідальність перед Радою уряду Австралії (COAG) через Енергетичну Раду, що складається з міністрів енергетики федеральних, державних і територіальних органів. Енергетична рада несе відповідальність за встановлення політики та нормативної бази для NEM. Таким чином, в Австралії наявна централізована та ієрархічна система державного регулювання NEM (рис. 1.21).

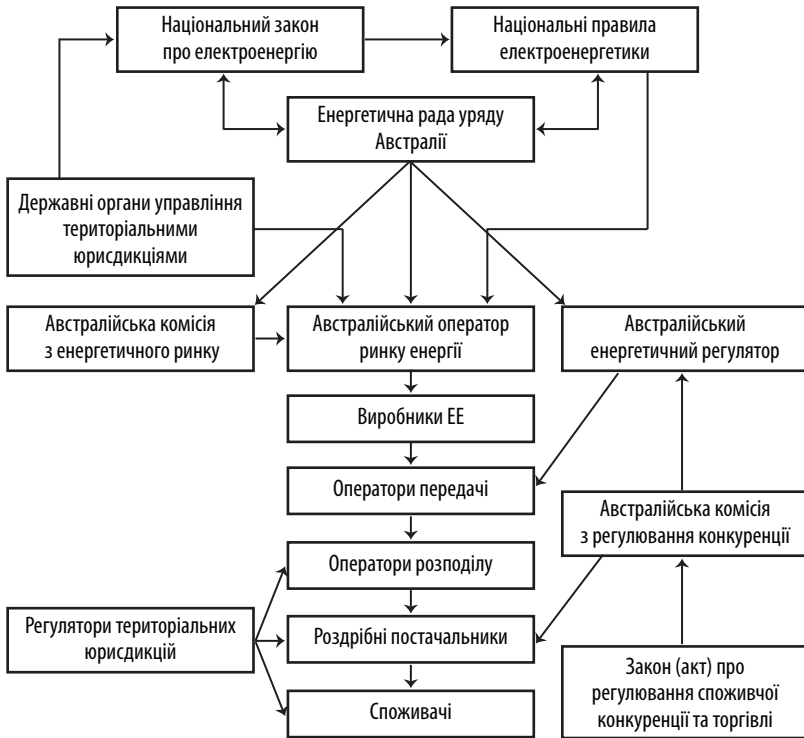


Рис. 1.21. Схема державного регулювання австралійського РЕЕ [142]

Оптова товарна торгівля ЕЕ здійснюється виключно на спотовому товарному РЕЕ у формі односторонньої енергетичної біржі, де пропозиції всіх виробників ЕЕ агрегуються і плануються за 5-хвилинним часовим інтервалом (час «закриття воріт» спотового РЕЕ). За своєю

природою австралійський пул не є фізичним, а лише представляє сукупність процедур, які проводить АЕМО відповідно до Національного закону про електроенергію та Національних правил електроенергетики. Оптовий товарний РЕЕ є обов'язковим для всіх виробників, підключених до передавальних мереж, які й утворюють основу NEM. У NEM зареєстровано понад 300 учасників, включаючи виробників, постачальників, операторів передавальних мереж і розподільних мереж і прямих споживачів [147].

АЕМО на NEM оперує єдиною ринковою платформою (рис. 1.22, табл. 1.25), на якій існує лише 5-хвилинний товарний спотовий РЕЕ (ринку 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 [148].

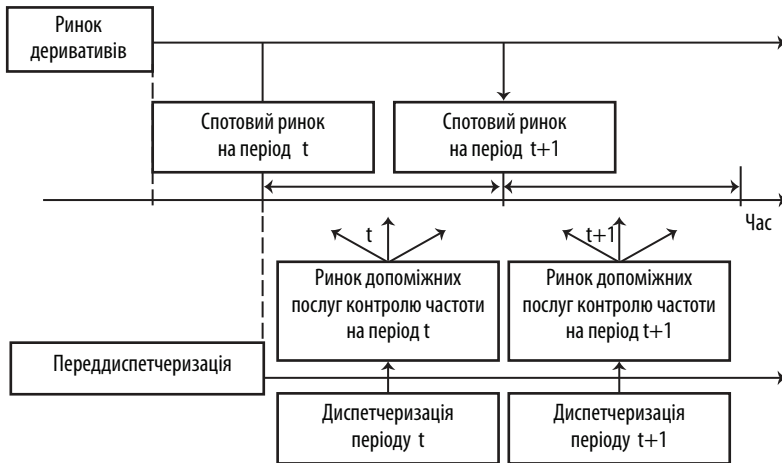


Рис. 1.22. Агрегована схема функціонування оптового товарного РЕЕ в Австралії [140]

Таблиця 1.25

Технологічний регламент функціонування NEM в Австралії [141; 147]

Час / інтервал	Процедура
00:00	Початок / кінець розрахункової доби
04:00	Початок / кінець торгової доби
12:30	«Закриття воріт» для подачі щоденних заявок на наступну торгову добу
за 1 год до фізичного постачання ЕЕ	Публікація прогнозу переддиспетчеризації
Упродовж доби та до 5 хв до фізичного постачання ЕЕ	Подача повторних заявок
за 5 хв до фізичного постачання ЕЕ	Диспетчеризація

АЕМО вирішує, які виробники ЕЕ будуть задіяні в електрогенерації таким чином, щоб найдешевші з них були включені в роботу першими. Оптова ціна ЕЕ визначається за кожним із 5-хвилинних інтервалів і розраховується усереднено для кожної півгодини у кожному з 5 регіонів NEM. У кожному регіоні всі роздрібні постачальники купують, а виробники продають ЕЕ через АЕМО за середньою ціною пулу [149].

Згідно з Національними правилами на NEM встановлюються обмеження на максимальну та мінімальну спотові ціни. АЕМО може примусово застосовувати граничні ціни, коли необхідно перервати постачання та виробництво ЕЕ (тобто з метою розвантаження), щоб збалансувати загальний попит і пропозицію [141; 147].

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 переддиспетчеризації. Виробники ЕЕ можуть подавати повторні заявки до 5 хвилин до фізичного постачання ЕЕ. При цьому вони можуть змінювати лише обсяг ЕЕ, але не ціну пропозиції. Заявки за замовчанням – це стабільні ставки, які застосовуються, коли не виконується щоденна заявка. Ці пропозиції мають «комерційну довіру» і загалом відображають базові операційні витрати виробників ЕЕ [145; 149].

За поданими пропозиціями АЕМО визначає, які виробники ЕЕ повинні задовольняти попит, на який час і рівень їх виробництва. Такі пропозиції впорядковуються у висхідному порядку, а потім плануються і відправляються до диспетчеризації (рис. 1.23). АЕМО щоденно обчислює фінансові зобов'язання всіх учасників ринку і здійснює розрахунки за торгівлю ЕЕ на NEM щотижня [145; 149].

Оптові ціни на ЕЕ різняться за територіальними юрисдикціями (ринковими нодальними зонами), що обумовлено як різними структурами генерації і споживчого попиту, так і відкритістю регіонів (рис. 1.24).



Рис. 1.23. Методичний підхід до ціноутворення на NEM в Австралії [149]

АЕМО, окрім товарного РЕЕ, також керує ринком допоміжних послуг на території NEM Австралії. Допоміжні послуги підтримують ключові технічні характеристики системи, включаючи стандарти частоти, напруги, завантаження, перезапуску системи для безпечного та надійного управління нею. АЕМО управляє вісьма окремими ринками допоміжних послуг, на яких торгуються 5 видів допоміжних послуг (табл. В.2 Додатка В) за угодами з постачальниками допоміжних послуг. Провайдери допоміжних послуг подають свої пропозиції на РДП аналогічно тому, як виробники ЕЕ торгують на товарному РЕЕ. Платежі за допоміжні послуги включають два види – за доступність і за надання послуг [147; 150; 151].

РОЗДІЛ 1. Теоретичні підходи до вибору моделі конкурентного ринку електричної енергії

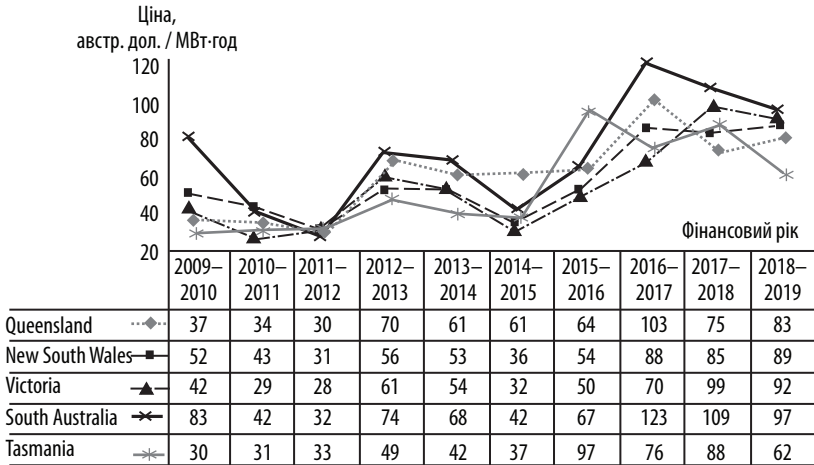


Рис. 1.24. Динаміка середньорічних оптових цін ЕЕ на NEM в Австралії у 2009–2019 рр. [147]

Отже, ринок допоміжних послуг на NEM Австралії об'єднує балансуєчий ринок і ринок допоміжних послуг контролю частоти – LFAS-ринок, а також ринок системних резервів (послуги SRAS, LRRAS, DSS, SRS) як однієї з форм ринку системних резервів, а також централізовану закупівлю допоміжних послуг в разі збоїв у роботі енергосистеми.

Частота функціонування австралійської енергосистеми має знаходитися у діапазоні від 49,8 до 50,2 Гц у 99 % часу (нормальна частота) та у випадку надзвичайних ситуацій може відхилитися у діапазоні від 48,75 до 51 Гц не більше ніж на 15 хв [151]. Оскільки час «закриття воріт» спотового товарного РЕЕ в Австралії близький до реального часу фізичної поставки ЕЕ, це дає можливість знизити обсяги закупівлі допоміжних послуг. Така схема організації ринку допоміжних послуг забезпечує адекватність роботи NEM Австралії. Частота енергосистеми у 2017–2018 рр. залишалася в нормальному робочому діапазоні у 99,996 % часу [151].

На строковому РЕЕ в Австралії обертаються тільки фінансові інструменти (ф'ючерси, опціони й інші деривативи) для хеджування ризи-

ків майбутніх коливань спотових цін ЕЕ. Учасниками фінансового РЕЕ можуть виступати виробники ЕЕ, постачальники, фінансові посередники та спекулянти, такі як хеджові фонди [152]. В Австралії існують дві різні форми фінансового РЕЕ [152; 153]:

- позабіржовий фінансовий РЕЕ передбачає укладання прямих двосторонніх угод між контрагентами, найчастіше між виробниками та роздрібними постачальниками ЕЕ, які стикаються з протилежними ризиками на спотовому РЕЕ. Часто ці угоди здійснюються через брокерів, які розміщують ставку (купують) та запитують (продають) деривативи від імені своїх клієнтів. Однак двосторонній характер позабіржового фінансового РЕЕ не дозволяє забезпечити прозорість торгівлі та не захищає від кредитних ризиків;
- на біржовому фінансовому РЕЕ відбувається торгівля фінансовими деривативами через Australian Securities Exchange (ASX). Біржова торгівля відрізняється від позабіржової торгівлі в ряді способів [154]:
- біржові фінансові деривативи є високостандартизованими продуктами з точки зору розміру контракту, мінімально допустимих коливань ціни, строків погашення та профілів навантаження;
- біржові операції є багатосторонніми та публічними, що забезпечує прозорість ринку та відкритість цін та обсягів;
- біржові фінансові інструменти торгуються через кліринговий дім, який є центральним контрагентом і застосовує щоденний маржинальний ринок-в-ринок дохід для управління ризиком кредитного дефолту.

Фінансовий та товарний РЕЕ в Австралії взаємообумовлюють один одного (*рис. 1.25*), хоча торгівля та розрахунки на фізичному ринку НЕМ відбуваються незалежно від активності на фінансовому РЕЕ.

Деривативи фінансового РЕЕ отримують свою цінність від базового активу – товарної ЕЕ, яка торгується на НЕМ, та призводять до руху грошових коштів залежно від різниць між ціною деривативи та спотовою ціною на товарному РЕЕ.

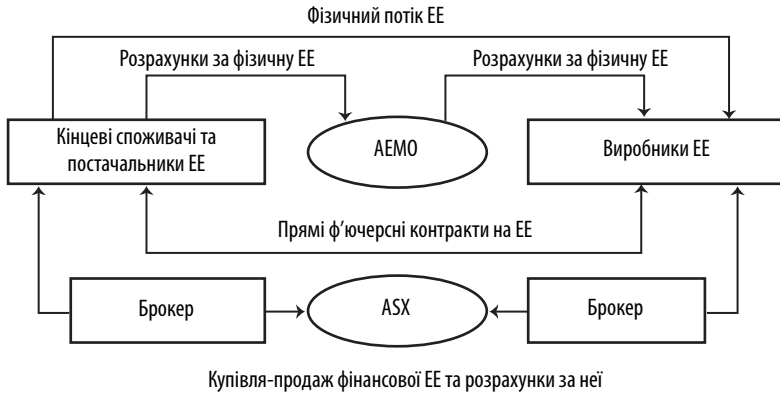


Рис. 1.25. Взаємозв'язок між фінансовим і товарним РЕЕ в Австралії [156]

Ціни цих інструментів відображають очікувану спотову ціну ЕЕ, плюс премії для покриття кредитного та ринкового ризиків. Наразі фінансові РЕЕ в Австралії підтримують низку продуктів, серед яких основними є ф'ючерси та опціони (табл. В.1 Додатка В) [153; 155].

Динаміка розвитку строкового РЕЕ в США засвідчує переважання та зростаючу питому вагу біржової торгівлі ЕЕ (рис. 1.26).

В абсолютному виразі обсяг біржових торгів на строковому РЕЕ в Австралії зріс на 23 % у 2018/2019 фінансовому році порівняно із попереднім періодом, тоді як обсяг позабіржової торгівлі склав лише 25 % від рівня 2013/2014 фінансового року [157].

Загальною тенденцією у розвитку строкового РЕЕ Австралії є доведення результатів позабіржової торгівлі до ASX, реєстрація договорів та їх кліринг через ASX Block Trading. Тобто розвивається ще одна форма торгівлі фінансовою ЕЕ як організована позабіржова торгівля, що надає учасникам можливість гнучкого обговорення договірних умов та одночасно зменшує ризики кредитного дефолту [155; 156].

Підтверджує ефективність розвитку біржової торгівлі на строковому РЕЕ Австралії і показник ліквідності. Загальний показник ліквідності строкового РЕЕ зріс у 2018–2019 рр. до 3 пунктів проти 2,3 пунктів

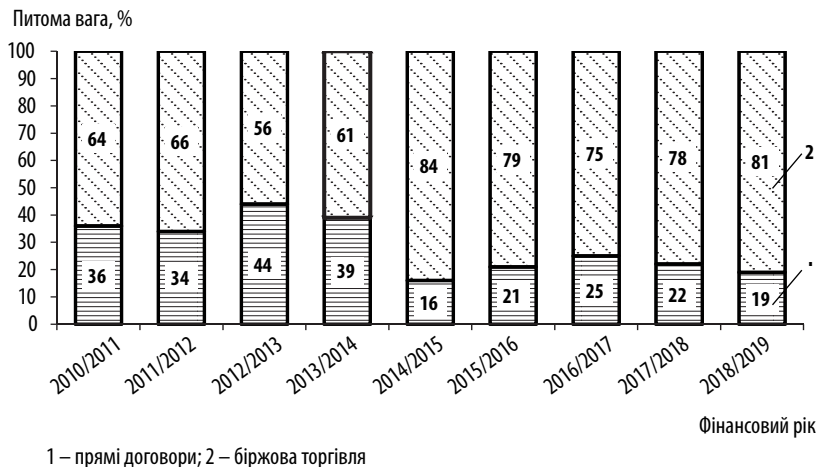


Рис. 1.26. Структура строкового РЕЕ в Австралії у 2010–2019 рр. [155–157]

у попередньому році, у тому числі ліквідність на біржовому сегменті складала майже 7,5 пункти, тоді як на позабіржовому – 1,5 пункти [157]].

Ринок потужностей в Австралії збудований на основі механізму резервних потужностей (Reserve Capacity Mechanism – RCM). АЕМО в особі оператора ринку зобов'язаний забезпечити достатню потужність (як з боку генерації, так і з боку управління попитом) для задоволення максимального навантаження на РЕЕ. Цей механізм дозволяє забезпечити достатню кількість потужностей для задоволення пікового попиту, а також резервну маржу для енергосистеми [159].

RCM відокремлений від NEM та функціонує за власним алгоритмом (рис. 1.27).

RCM базується на концепції кредитів на потужність, умовних одиниць потужності, які торгуються між учасниками ринку, а також між учасниками ринку та АЕМО. Кредити на потужність призначаються індивідуально об'єктам генерації та системам управління попитом і діють протягом одного року (починаючи з 1 жовтня поточного календарного року і закінчуючи 1 жовтнем наступного календарного року). В обмін на отримання кредитів на потужності власники цих ресурсів зобов'язані

РОЗДІЛ 1. Теоретичні підходи до вибору моделі конкурентного ринку електричної енергії

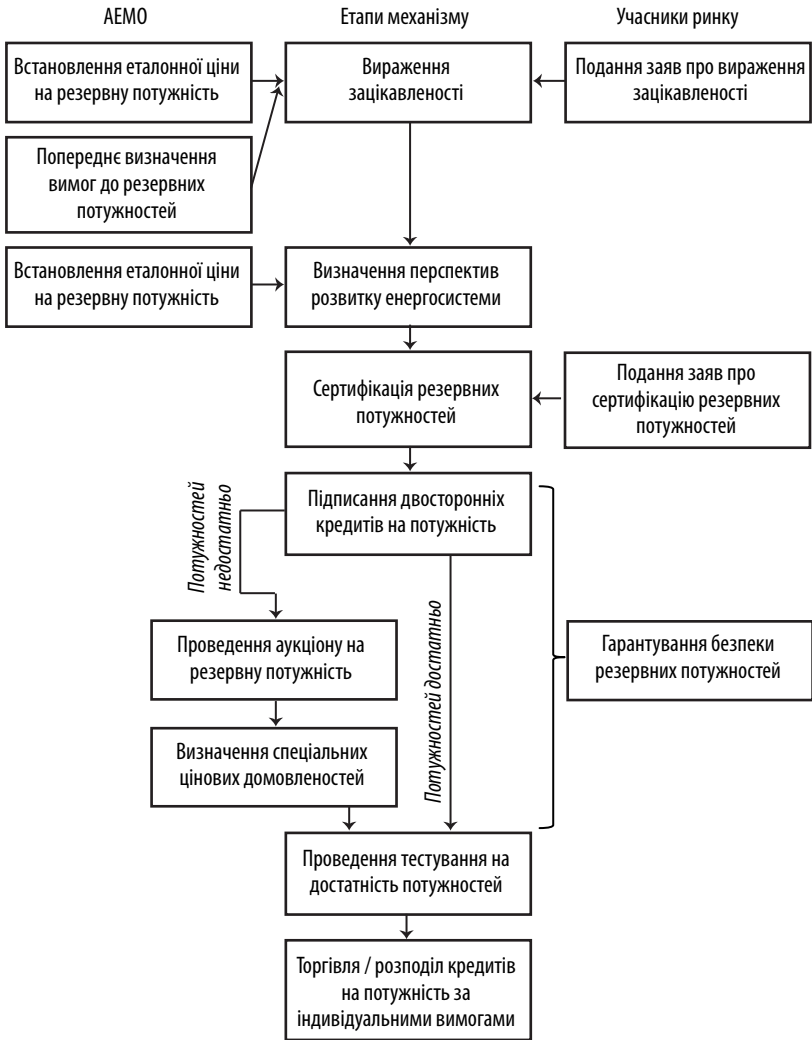


Рис. 1.27. Агрегований механізм функціонування РП в Австралії [160]

запропонувати всю сертифіковану потужність на оптовому РЕЕ в будь-який час, за винятком графіків затвердженого відключення. Якщо потужність недоступна, власник кредитного ресурсу зобов'язаний відшкодувати вартість резервної потужності ринку. Кредити можуть бути придбані за двосторонніми контрактами з постачальниками потужності або через АЕМО за адміністративною ціною, або через аукціон на потужність [159; 160].

Щороку в січні АЕМО запитує про зацікавленість з боку нових об'єктів електрогенерації та системи управління щодо сертифікації резерву та отримання кредитів на потужність на відповідний рік потужності. Цим запитом встановлюється еталонна ціна та визначаються попередні вимоги резервної потужності.

Еталонна ціна надалі використовується у розрахунку максимальної ціни, яка може бути запропонована на аукціоні резервної потужності, або як базис для розрахунку адміністративної ціни резервної потужності, якщо аукціон не потрібен.

Щороку АЕМО зобов'язаний визначати таку ціну згідно з ринковою процедурою: максимальна ціна резервної потужності дорівнює граничним витратам на забезпечення додаткової резервної потужності в кожному році потужності. Еталонна ціна розраховується шляхом проведення технічної оцінки вартості проекту нового будівництва 160 МВт потужності для газотурбінної генерації з відкритим циклом потужністю на відповідний рік потужності [159; 160].

Надалі АЕМО здійснює прогноз перспектив розвитку енергосистеми, починаючи з 3-го циклу резервної потужності, забезпечуючи при цьому виконання критеріїв надійності системи упродовж наступних 10 років. Цей прогноз використовуються для визначення цільової резервної потужності та кількості генеруючих потужностей, необхідних для виконання прогнозного попиту на наступний період сертифікації.

Учасники ринку, які бажають отримати кредити на потужність, повинні пройти процедуру сертифікації потужностей, яка передбачає технічний огляд можливостей об'єкта і є основою для визначення обсягу кредитів на потужність. Сертифікована резервна потужність визнача-

РОЗДІЛ 1. Теоретичні підходи до вибору моделі конкурентного ринку електричної енергії

ється за типом об'єкта: планові або змінні генератори, а також системи управління попитом. Законтракований продавець потужності повинен гарантувати виконання своїх зобов'язань за новою резервною потужністю шляхом депонування (у виді банківської гарантії, банківського зобов'язання або грошовим депозитом) на рівні 25 % від вартості базової резервної потужності, помноженої на кількість кредитів [159; 160].

Аукціон на потужність проводиться АЕМО тільки у випадку недостатності покриття двосторонніми договорами вимог енергосистеми щодо резервної потужності, прогнозованого пікового попиту. Основним методом ціноутворення на аукціонах на резервну потужність є маржинальний, коли для всіх учасників-переможців аукціону встановлюється однакова максимальна ціна на резервну потужність. Однак на сьогодні аукціони на резервну потужність ніколи не проводилися в Австралії [159; 160].

Об'єкти, які отримали кредити на потужність, мають пройти тестування, щоб встановити відповідність заявленим параметрам. Якщо об'єкт не пройде відповідний тест, його кредити на потужність будуть зменшені до максимального виходу, досягнутого під час будь-якого випробування.

Розподіл кредитів на потужність між споживачами пропорційний обсягу їх споживання в час максимального пікового навантаження енергосистемі у попередньому році [159, 160].

На час впровадження ринку потужностей (1 жовтня 2005 р.) рівень еталонної ціни на потужність було встановлено у розмірі 150 тис. австр. дол. / МВт / рік, яка зросла до 240,6 тис. австр. дол. / МВт / рік у 2013–2014 рр., однак на 2019/2020–2021/2022 рр. цей показник стабілізувався майже на початковому рівні (рис. 1.28).

Фактичні ціни законтракованих потужностей завжди були меншими за еталон. На 2019–2020 рр. фактична ціна потужності склала 126,7 тис. австр. дол. / МВт / рік, або 85 % від еталонної.

Наразі в Австралії відбувається насичення ринку потужностей, отже, кількість кредитів на резервну потужність зменшується та поступово стабілізується (рис. 1.29).

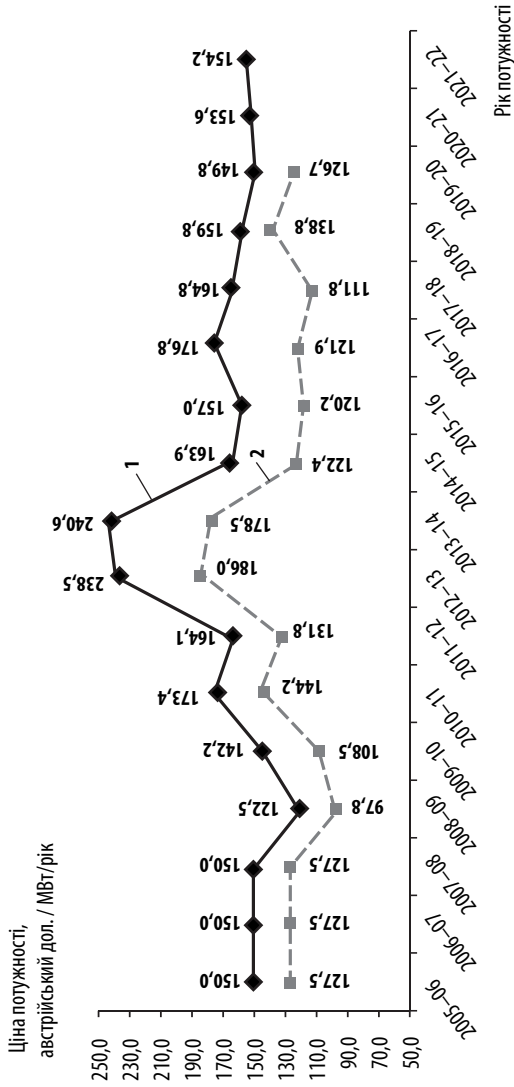


Рис. 1.28. Динаміка цін потужності в Австралії на 2005–2022 рр. [160]

1 – еталонна ціна; 2 – фактична ціна

РОЗДІЛ 1. Теоретичні підходи до вибору моделі конкурентного ринку електричної енергії

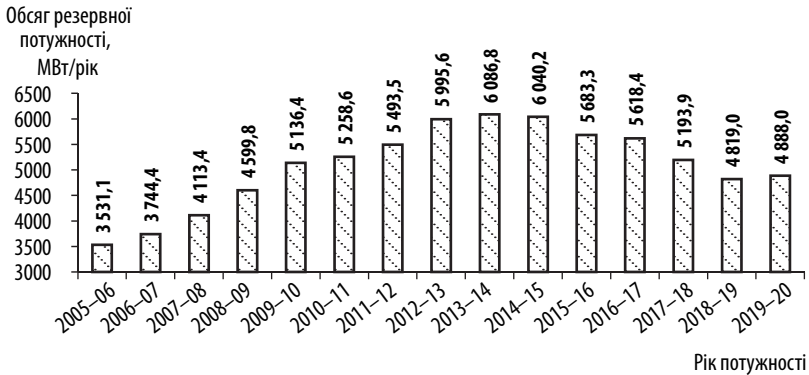


Рис. 1.29. Обсяг укладених кредитів на потужність в Австралії у 2005–2020 рр. [160]

NEM Австралії функціонує за 5 торговими зонами, в кожній з яких обчислюється ціна ЕЕ. Передача ЕЕ на NEM здійснюється за допомогою 5 державних постачальників послуг передачі, які обслуговують кожний з 5 штатів у NEM (табл. 1.26), які з'єднані між собою 6 інтерконнекторами. Перетоки ЕЕ між інтерконнекторами дозволяють знизити регіональну різницю цін, але не вирівнювати їх.

Таблиця 1.26

Потужності міжрегіональних інтерконнекторів на NEM в Австралії [161]

Назва інтерконнектора	Напрямок руху ЕЕ	Номінальна потужність МВт
1	2	3
Terranora	Новий Південний Уельс → Квінсленд	107
	Квінсленд → Новий Південний Уельс	210
QNI	Новий Південний Уельс → Квінсленд	300–600
	Квінсленд → Новий Південний Уельс	1078
VIC1-NSW1	Вікторія → Новий Південний Уельс	700–1600
	Новий Південний Уельс → Вікторія	400–1350
Basslink	Тасманія → Вікторія	594
	Вікторія → Тасманія	478

Закінчення табл. 1.26

1	2	3
Heywood	Вікторія → Південна Австралія	600
	Південна Австралія → Вікторія	500
Murraylink	Вікторія → Південна Австралія	220
	Південна Австралія → Вікторія	200

Обмежені потужності інтерконекторів обумовили впровадження ринку потужностей як окремої складової австралійського РЕЕ. Ринок пропускних потужностей Австралії функціонує на основі механізмів залишкових розрахунків, залишковий розрахунок виникає, оскільки сума, сплачена учасниками ринку АЕМО, зазвичай відрізняється від суми, сплаченої АЕМО іншим учасникам ринку за операціями на спотовому ринку.

Виділяють дві складові цього механізму [162]:

- для внутрішньорегіональної торгівлі залишок відноситься на відповідного постачальника послуг мережі передачі;
- для міжрегіональної торгівлі розраховується на основі регіональних референтних цін і міжрегіональних потоків ЕЕ і торгується через аукціони розрахункових залишків (Settlement Residue Auctions – SRA) між певними учасниками ринку.

Аукціон розрахункових залишків представляє процес перерозподілу міжрегіональних розрахунків. Згідно з АЕМО міжрегіональний розрахунковий залишок «є тією частиною розрахункового залишку, яка виникла в результаті передачі ЕЕ через регульовані інтерконектори між регіонами, тому що різні регіони мають різні регіональні ціни. Позитивний залишок виникне, коли ЕЕ буде вироблено в регіоні з низькою ціною і передано в регіон з більш високою ціною, а від'ємний залишок – коли ЕЕ виробляється в дорогому регіоні і передається в більш дешевий регіон [163].

SRA надає право зареєстрованим учасникам можливість подавати заявки на міжрегіональний залишок розрахунків, що нараховується на

РОЗДІЛ 1. Теоретичні підходи до вибору моделі конкурентного ринку електричної енергії

спрямованому інтерконнектору. Учасники на конкурсній основі придбають одиниці для кожного спрямованого інтерконнектора в межах відповідного кварталу. Розрахункова ціна аукціону встановлюється як ціна найнижчої пропозиції за одиницю, яка була розподілена. Надходження від аукціонних закупівель передаються до відповідного постачальника послуг мережі передачі, який згодом зменшує плату за мережеві послуги для кінцевих споживачів (рис. 1.30).

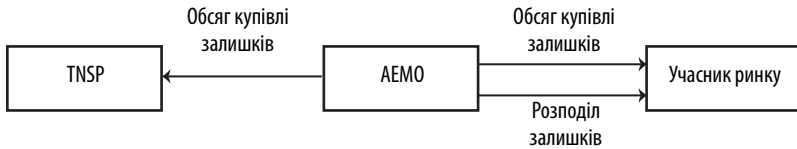


Рис. 1.30. Спрощена схема функціонування аукціонів розрахункових залишків в Австралії [163]

Отже, австралійський ринок пропускну́ї потужності забезпечує між-регіональну торгівлю ЕЕ на регульованих інтерконнекторах і представлений аукціонами розрахункових залишків, на яких розподіляються диференціали цін чистих потоків ЕЕ між регіональними інтерконнекторами. Так, на аукціоні розрахункових залишків у 4 кварталі 2018 р. було розподілено залишки на період 1 квартал 2019 р. – 4 квартал 2021 р. на суму 24,46 млн австр. дол., доходи аукціону склали 41,79 млн австр. дол., а загальні негативні залишки становили приблизно 0,93 млн австр. дол. [164].

Таким чином, австралійська модель конкурентного РЕЕ, так само як і американська, збудована за централізованим підходом, але має зональне географічне розмежування, централізовану диспетчеризацію, функціонує у формі односторонньої енергетичної біржі, на якій виділяється тільки ринок реального часу, а ціни визначаються для кожного 5-хвилинного інтервалу за маржинальним методом ціноутворення. На строковому РЕЕ торгуються виключно фінансові деривативи як на позабіржовій, так і біржовій основах. Підкріплюється товарний РЕЕ ринком резервної потужності, який функціонує у позабіржовій формі. Для хеджування ризиків регіональної цінової різниці впроваджено ринок пропускну́ї потужностей, у формі аукціонів розрахункових залишків.

2.1. Параметрична ідентифікація конкурентних ринків електричної енергії у європейському просторі

Транс'європейські норми функціонування конкурентних РЕЕ спрямовані на уніфікацію правил міжкордонної торгівлі ЕЕ, тоді як національні РЕЕ в країнах – членах ЄС збудовані за власними моделями, що враховують особливості національних енергосистем (структуру генерації, внутрішню, зовнішню сполученість енергосистеми та структуру і специфіку споживчого попиту). Всередині ЄС не має двох абсолютно однакових національних РЕЕ, що обумовлює необхідність дослідження їх моделей.

Параметричну ідентифікацію конкурентних РЕЕ країн – членів ЄС було проведено за визначеними у пп. 1.1 ключовими детермінантами, що дозволило виявити особливості побудови їх моделей. До уваги було прийнято 25 країн ЄС (окрім Мальти та Кіпру, які й досі мають вертикально-інтегровані неконкурентні РЕЕ), а також Велику Британію та Норвегію, яка інтегрована із сусідніми європейськими країнами та є серцем Скандинавського РЕЕ.

Першочергово представимо особливості будови моделей національних товарних РЕЕ в країнах – найкрупніших споживачах ЕЕ в ЄС.

Найбільший за місткістю РЕЕ в ЄС має Німеччина, на якому було спожито 17 % від усієї ЕЕ інтеграційного об'єднання у 2019 р. [165]. Ціна на ЕЕ в 4 кварталі 2019 р. склала 36,7 Євро/МВт·год (найнижча ціна в ЄС) та скоротилася на 10 % порівняно із аналогічним періодом 2018 р. [166].

Площа Німеччини поділена на 4 контрольні території, які оперуються різними ОСП: Amprion GmbH, 50hertz, Tennet, Transnet BW, однак складає єдину ринкову зону, яка об'єднана з Люксембургом:

РОЗДІЛ 2. Європейський досвід формування конкурентних ринків електричної енергії

BZ DE-LU [166; 167]. До вересня 2018 р. ця ринкова зона також охоплювала Австрію, однак на вимогу національних регуляторів була розділена.

На німецькому строковому РЕЕ позабіржова торгівля ЕЕ складає приблизно 80 % від загальної місткості цього сегмента ринку, у тому числі неорганізована – близько 60 % [169]. У сегменті організованої біржової строкової торгівлі оперують 4 енергетичні біржі:

ЕЕХ пропонує фінансові деривативи (4 ф'ючерси, 2 опціони, 2 спре-ди) до ринкової ціни ЕЕ на добу наперед та внутрішньодобової ціни із можливістю їх фізичного виконання на Erex Spot [169];

Nasdaq торгує 3 інструментами (2 ф'ючерси та 1 опціон) до ринкової ціни німецької ЕЕ на добу наперед базового та пікового навантаження [170];

ІСЕ оперує 10 фінансовими інструментами на німецьку ЕЕ: 4 ф'ючерси та 6 опціонів до ціни на добу наперед для контрольної зони Amprion [171];

ОМІР пропонує 1 фінансовий інструмент – DEEL-ф'ючерс [172].

ЕЕХ також пропонує організованому платформу для двосторонньої торгівлі ЕЕ [169].

Німецький строковий РЕЕ вважається найбільш ліквідним в ЄС: рівень його «чорна» на кінець 2018 р. сягнув майже 14 пунктів порівняно із 6 пунктами у 2015 р. [165; 169].

На РДН конкурують між собою 3 NEMO: EXAA, Erexspot та NordPool, а також планується функціонування Nasdaq Oslo [173]. РДН через Erexspot, NordPool функціонують як двосторонні енергетичні біржі за маржинальним методом ціноутворення, на яких торгівля ведеться 60-хвилинними простими та блочними продуктами [174; 176]. На EXAA торгуються як прості, так і блочні продукти, як за 60-, так і за 30-хвилинними часовими інтервалами на відокремлених аукціонах для «сірої» та «зеленої» ЕЕ [177].

На ВДР діють лише два NEMO – Erexspot та NordPool, на яких ведеться безперервна внутрішньодобова торгівля за заявленими цінами [173]. На Erexspot торгівля ведеться за 15-, 30-, 60-хвилинними часо-

вими інтервалами простими та блочними продуктами, тоді як NordPool торгує лише 30-хвилинними продуктами, але окремо для кожної контрольної території. Для розвитку внутрішньодобової торгівлі була спроба Nord Pool впровадити вечірні (22:00 CET) та ранкові (10:00 CET) аукціони, однак вони були припинені із вересня 2018 р. [174; 176].

Для оперування БР 4 німецькі ОСП організували спільну електро-ну платформу Regelleistung, на якій торгуються такі види контрольних резервів: резерв первинного та вторинного контролю, а також третинний (хвилинний) резерв, які відрізняються за принципом активації та швидкістю їх активації. Тендери на балансуєчу потужність проходять щотижнево для первинних і вторинних резервів і щоденно – для третинних резервів. Також передбачається впровадження резервів для негайного і швидкого переривчатого навантаження. Врегулювання небалансів відбувається за єдиною системою ціноутворення (немає розкиду цін між позитивними і негативними активаціями), в якій ціни небалансів розраховуються на 15-хвилинній основі шляхом підсумовування платежів або доходів ОСП на закупку контрольних резервів і їх поділу на енергетичний небаланс системи [178; 179].

Франція є другим за місткістю РЕЕ в ЄС, що складала 16 % від загальноєвропейського в 2019 р. Цей РЕЕ на 80 % монополізований національною компанією Électricité de France, що обумовлювало вищі ціни на ЕЕ порівняно із німецьким РЕЕ – у 40,4 Євро/МВт·год у 4 квартали 2019 р. [165; 166]. Її територія представляє єдину контрольну та ринкову зони, які функціонують під керівництвом національного ОСП – Réseau de Transport d'Électricité (RTE) [166; 167].

Строкова торгівля ЕЕ у 2019 р. здійснювалася переважно на позабіржовій неорганізованій основі – понад 60 % [165; 169]. Торгівля деривативами ЕЕ здійснюється через ЕЕХ (1 ф'ючерс із можливістю тижневого та місячного фізичного виконання, 1 опціон і 1 спред) та ІСЕ (3 ф'ючерси та 3 опціони), ОМІР (1 ф'ючерс) [169; 171; 172]. Ліквідність французького строкового РЕЕ становила близько 2 пунктів [169].

Спотові сегменти РЕЕ, також як і в Німеччині, відкриті для конкуренції між НЕМО: на РДН та ВДР діють Erexspot, NordPool, та перед-

РОЗДІЛ 2. Європейський досвід формування конкурентних ринків електричної енергії

бачається функціонування Nasdaq Oslo виключно для РДН [173]. Організація спотових сегментів РЕЕ у Франції загалом відповідає Німеччині з поправкою на єдину контрольну зону [174; 176].

Французький БР керується RTE на півгодинній основі для всіх учасників, що працюють на оптовому ринку. Ціни на балансуєчу ЕЕ виходять зі спотової ціни Erex Spot на добу наперед (табл. 2.1) [179; 180].

Таблиця 2.1

Ціноутворення балансуєчої ЕЕ на французькому БР [179]

Баланс генерації	Напрямок збалансування систем	
	Завантаження	Розвантаження
Позитивний диференціал цін	Ціна на Erex Spot	Мінімальна середньозважена ціна для пропозицій-розвантаження / (1+к) та ціна на Erex Spot
Негативний диференціал цін	Максимальна середньозважена ціна для пропозицій-навантаження / (1+к) та ціна на Erex Spot	Ціна на Erex Spot

РЕЕ Великої Британії займає третє місце за потужністю, становлячи 11 % від загальноєвропейського у 2019 р. Відносна географічна ізолюваність, орієнтація на газову генерацію обумовлювали високі ціни на ЕЕ – 46,7 Євро/МВт·год у 4 кварталі 2019 р. [165; 166]. Країна поділена на 2 контрольні та 2 ринкові зони: Англія, Шотландія та Уельс становлять 1 зону, тоді як Північна Ірландія інтегрована в загальну ірландську ринкову зону SEM. Функціонує перша під керівництвом національного ОСП National Grid Electricity Transmission (NGET), а друга – SONI [166; 167].

Строкова торгівля на британському РЕЕ відбувається переважно на позабіржовій основі – близько 90 %. Біржова торгівля здійснюється через 2 біржі: EEX – 1 ф'ючерс (фізична його конвертація неможлива), ICE – 2 ф'ючерси та 1 спред з природнім газом. Ліквідність цього сегмента РЕЕ у Великій Британії є ще недостатньою та коливається між 3 та 5 пунктами [169; 171].

На британському РДН в особі NEMO зареєстровані 2 енергетичні біржі: Erexspot та NordPool. Наразі торгівля ведеться виключно через Erexspot, яка пропонує прості та блочні продукти за 60- та 30-хвилинними інтервалами, при цьому якщо закриття воріт для 60-хвилинних продуктів відповідає загальноєвропейському часу закриття РДН (12:00 за CET), то РДН для 30-хвилинних продуктів закривається о 16:30 за CET [173; 174].

На ВДР відбувається торгівля також виключно через Erexspot 30-хвилинними продуктами, яка проводить безперервні торги (закриття воріт за 30 хв до реального часу) та 2 внутрішньодобові аукціони [173; 174]:

- GB-IDA1 – закриття воріт о 18:30 за CET за добу до фізичного постачання з періодом виконання заявок – протягом 24 год доби фізичного постачання ЕЕ;
- GB-IDA2 – закриття воріт о 9:00 за CET доби фізичного постачання з періодом виконання акцептованих заявок – з 12:00 до 24:00 год доби фізичного постачання ЕЕ.

На обох внутрішньодобових аукціонах діє маржинальний метод ціноутворення.

На БР Великої Британії закупівлю балансуєчих послуг здійснює NGET із різних типів резервів, а для фінансових розрахунків за небаланси ЕЕ створений у 2001 р. делегований оператор Elexon, який відповідає за розрахунки небалансів між учасниками ринку. Наприкінці 2015 р. британський БР перейшов до єдиної системної ціни балансуєчої ЕЕ, яка розраховується як середня ціна 50 МВт найдорожчих балансуєчих операцій, виконаних NGET за кожний 30-хвилинний інтервал [179; 181].

Не враховуючи окремі особливості функціонування, РЕЕ цих 3 країн можна вважати класичними для ЄС, що пов'язано із таким:

- 1) поєднання різних форм торгівлі ЕЕ на строковому РЕЕ;
- 2) впровадження конкуренції між NEMO на спотових сегментах РЕЕ;
- 3) орієнтація на єдину системну ціну для БР.

Специфічні особливості функціонування має четвертий за місткістю РЕЕ в ЄС – італійський. У 2019 р. частка Італії становила 11 % від загального споживання ЕЕ в ЄС [165]. Територія країни представляє єдину контрольну зону, яка оперується Терна в особі ОСП, відповідальним за функціонування та розвиток енергомереж, диспетчеризацію та балансування, а також розвиток ВДЕ. Водночас Італія розділена на 6 торгових зон [166; 167]. У 4 кварталі 2019 р. середня ціна на італійському РЕЕ склала 48,1 Євро/МВт-год та характеризувалася як одна з найвищих в ЄС [166].

На італійському РЕЕ існують різні форми строкової торгівлі:

- неорганізована позабіржова торгівля шляхом укладання прямих договорів між учасниками та її частка на італійському РЕЕ складає близько 20 % [166];
- організована біржова та позабіржова форми торгівлі форвардними контрактами відбуваються через спеціалізований підрозділ МТЕ широкофункціональної енергетичної біржі Gestroe Mercati Energetici (GME або IPEx) [182];
- організована позабіржова торгівля фінансовими деривативами на ЕЕ здійснюється через EEX (3 фінансові інструменти), IDEX (1 фінансовий інструмент), ICE (6 інструментів) [169; 171; 183].

Однак, незважаючи на таку диверсифікацію форм торгівлі, ліквідність строкового РЕЕ Італії складає лише 2 пункти [169].

В Італії спотові РЕЕ монополізовані єдиним NEMO – GME [173], на якому діє спеціалізований підрозділ MPE для РДН і ВДР [182].

На РДН через платформу MGP GME торгує простими та блочними погодинними продуктами на наступну добу для кожної торгової зони. Ліміти на пропускну потужність між ринковими зонами виставляє Терна. Кожен оптовий продавець ЕЕ отримує маржинальну ціну ЕЕ в своїй ринковій зоні, а оптові покупці сплачують єдину національну клірингову ціну («Prezzo Unico Nazionale» – PUN), яка дорівнює середньозваженій за обсягами міжзональній кліринговій ціні [179; 182].

Італійський ВДР діє подібно до РДН на основі маржинальних аукціонів з урахуванням залишкових пропускних потужностей після визначення результатів РДН. На відміну від РДН, всі заявки попиту та пропозиції акцептуються за зональною ринковою ціною, єдиної ціни не існує. ВДР проходить у формі 7 аукціонів – МІІ–МІІІ, розподілених у часі [182].

На італійському РЕЕ GME виступає також як оператор РДП на платформі MSD, де Terna купує необхідні обсяги балансуєчої енергії для управління внутрішніми перевантаженнями. Terna виступає центральним контрагентом (єдиним оптовим покупцем), а прийняті пропозиції оплачуються за заявленою ціною. MSD складається з попереднього (ex ante MSD), включаючи 6 підетапів MSD1–MSD6, і балансуєчого ринків (MB), включаючи 6 підетапів MB1–MB6 (табл. 2.2).

Після закриття воріт РДН (MGP) сегменти МІ, MSD, MB послідовно змінюють один одного у визначеній послідовності. На MB Terna акцептує заявки попит і пропозицію, подані для резервів вторинного контролю, і балансує ЕЕ в режимі реального часу. Акцептовані заявки потім викликаються Terna в реальному часі. В Італії розраховуються різні ціни небалансів ЕЕ залежно від напрямку балансування [179; 182].

Замикає п'ятірку лідерів за місткістю РЕЕ в ЄС Іспанія, частка за місткістю якої становила 8 % від загального РЕЕ ЄС у 2019 р. [165]. Вся територія країни представляє єдину контрольну та ринкову зони, які керуються єдиним ОСП – Red Eléctrica de España (REE) [166; 167].

Строковий іспанський РЕЕ функціонує у формі позабіржової торгівлі і торгівлі фінансовими деривативами. Частка неорганізованої позабіржової торгівлі на іспанському РЕЕ складає близько 10 %, тоді як домінуюча частка, близько 50 %, належить організованій позабіржовій торгівлі, яка здійснюється через широкофункціональну біржу ОМІР, яка також через ОМІР Clearing та ВМЕ Clearing супроводжує клірингові процеси між учасниками позабіржового ринку [172].

На фінансовому строковому РЕЕ торгують 3 біржі: ЕЕХ – 1 ф'ючерс та 1 опціон, ІСЕ – 2 ф'ючерси на іспанську ЕЕ базового навантаження, а також ОМІР – 8 фінансових інструментів [169; 171; 172]. ОМІР торгує 5 ф'ючерсами, з яких по 2 для базового та пікового навантаження,

Таблиця 2.2

Технологічний регламент функціонування спотового та балансуючого РЕЕ в Італії [182]

Сегмент	Відкриття воріт	Закриття воріт	Оприлюднення результатів	Сегмент	Відкриття воріт	Закриття воріт	Оприлюднення результатів
MGP	8:00 Д-9	12:00 Д-1	12:55 Д-1	M15	17:30 Д-1	7:45 Д	8:15 Д
M11	12:55 Д-1	15:00 Д-1	15:30 Д-1	MSD4	*	*	10:15 Д
M12	12:55 Д-1	16:30 Д-1	17:00 Д-1	MB4	22:30 Д-1	11:15 Д	11:45 Д
MSD1	12:55 Д-1	17:30 Д-1	21:45 Д-1	M16	17:30 Д-1	11:15 Д	11:45 Д
MB1	*	*	**	MSD5	*	*	14:15 Д
M13	17:30 Д-1	23:45 Д-1	0:15 Д	MB5	22:30 Д-1	15:00 Д	**
MSD2	*	*	2:15 Д	M17	17:30 Д-1	15:45 Д	14:15 Д
MB2	22:30 Д-1	3:00 Д	**	MSD6	*	*	18:15 Д
M14	17:30 Д-1	3:45 Д	4:15 Д	MB6	22:30 Д-1	19:00 Д	**
MSD3	*	*	6:15 Д				
MB3	22:30 Д-1	7:00 Д	**				

Примітка: Д – доба фізичної поставки ЕЕ; * – використовує заявки, подані на MSD1; ** – визначаються за результатами диспетчеризації

1 для сонячної ЕЕ (2 ф'ючерси передбачають фізичне виконання на спотовому РЕЕ), 1 форвард, 1 своп та 1 опціон (табл. 2.3).

Усі транзакції на ОМІР одразу реєструються у спорідненій кліринговій установі ОМІР Clearing [172].

Ліквідність іспанського довгострокового РЕЕ не перевищує 2 пункти та має мінливу тенденцію до зниження [169].

Спотовий РЕЕ в Іспанії функціонує як природна монополія під керівництвом єдиного NEMO – OMIE [173; 184]. Торгівля на РДН через OMIE відбувається погодинними простими або блочними і комплексними продуктами на сліпому аукціоні за маржинальним методом ціноутворення. Усі доступні генеруючі одиниці, які не пов'язані фізичними двосторонніми договорами, зобов'язані подавати заявки на цей сегмент РЕЕ [184].

Іспанський ВДР працює у двох формах: ВДР-аукціону та безперервної торгівлі. Національні внутрішньодобові торги проходять 6 сесій ВДР-аукціону: закриття воріт 1-ї сесії відбувається о 15:00 CET Д-1 з періодом поставки 24 год наступної доби, тоді як 6-та сесія закривається о 9:00 CET Д з періодом поставки 12 год цієї ж доби.

Функціонують ВДР-аукціони за методом маржинального ціноутворення. ВДР-торги відбуваються безперервно, що дозволяє брати участь у постійній внутрішньодобовій торгівлі ЕЕ між різними ринковими зонами у Європі та підвищувати загальну ефективність торгів європейських ВДР. OMIE співпрацює з іншими спотовими енергетичними біржами – EPEX SPOT та Nordpool. Безперервна торгівля здійснюється за заявленою ціною. Торгівля на іспанському ВДР відбувається 60-хвилинними продуктами, простими та блочними, із різними умовами виконання [184].

РЕЕ управляє іспанським БР, надаючи доступ до торгової платформи Gestión de Desvíos (з ісп. – управління диверсією), на якому торгуються погодинні продукти за системними маржинальними цінами на балансування [179; 185].

Спорідненим із іспанським РЕЕ є португальський, які разом утворюють Піренейський РЕЕ – MIBEL. Із 01.07.2007 повністю узгоджено

Таблиця 2.3

Основні продукти на строковому РЕЕ Іспанії, що торгуються через OMIP [172]

Характеристика продукту	Ф'ючерси						Своп	Форвард	Опціон
	Базовий	Базовий	Піковий	Піковий	Піковий	Сонячний			
Вид	Базовий	Базовий	Піковий	Піковий	Піковий	Сонячний	Базовий	Базовий	Базовий
Спосіб виконання	Фінансове	Фізичне	Фінансове	Фінансове	Фізичне	Фінансове	Фінансове	Фізичне	Фінансове
Строк дії	Д, Т, В, М, К, Р	В, М, К, Р	Д, В, М, К, Р	Д, В, М, К, Р	В, М, К, Р	Д, Т, В, М, К, Р	Д, Т, В, М, К, Р	В, М, К, Р	М, К, Р
Мінімальний розмір	1 МВт								
Максимальна тривалість							Р+7		Р+1
Можливість каскадування							Так		Ні
Період розрахунків	Щоденно						Щомісячно		Щоденно

Примітка: А, Т, В, М, К, Р – доба, тиждень, вихідні, місяць, квартал, рік відповідно

всі правила функціонування між двома піренейськими електроенергетичними системами.

Португальський РЕЕ представляє єдині контрольну та ринкові зони, що управляються національним ОСП в особі Redes Energéticas Nacionais (REN). Строкова торгівля, як і в Португалії, ведеться через ОМІР (1 ф'ючерс та 1 форвард), а спотова – через ОМІЕ. Пропускні потужності між країнами розподіляються неявно, лише в окремих випадках застосовується алгоритм оптимізації. Загалом ціни на ЕЕ в Іспанії та Португалії були однаковими у 95 % випадків у 2019 р. [179; 186; 187]

Польський РЕЕ із часткою 5 % у 2019 р. займає 6 місце в ЄС за місткістю. Його модель враховує як нормативні вимоги транс'європейського законодавства, так і окремі запозичені найуспішніші елементи з РЕЕ США (Каліфорнії), Австралії, Скандинавії та Великої Британії, що відрізняє його від інших європейських РЕЕ [188]. Польський РЕЕ представляє єдині контрольну (під керівництвом Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.) та ринкову зони [166; 167].

Строковий РЕЕ в Польщі із 2010 р. функціонує виключно на організованій основі, на ньому торгуються як фінансові деривативи (РХЕ торгує 2 інструментами, ф'ючерсом та спредом, через платформу EEX [169; 189]), які не передбачають фізичного виконання, так і форвардні контракти (торгуються через Towarowa Giełda Energii S.A. – TGE [190]).

Ринок товарних форвардних інструментів (Commodity Forward Instruments Market - CFIM), яким оперує TGE, працює з кінця 2008 р. і є найбільшим з товарних строкових РЕЕ в ЄС за обсягами торгів: обсяг форвардних контрактів на TGE складав 86 ТВт·год або 59 % від загальної місткості польського ринку, збільшившись у 2018 р. на 130 % в абсолютному вираженні у 2018 р. Торгівля за форвардними контрактами на CFIM здійснюється переважно на безперервній основі, однак існує можливість на вимогу учасників організації аукціонів. Форвардні контракти поділяються на тижневі (тривалістю 6 періодів), місячні (на 9 періодів), квартальні (на 6 періодів) та річні (на 3 періоди) як для базового, так і для пікового та позапікового навантажень [190; 191].

На спотовому РЕЕ в Польщі номіновані 3 оператори ринку – TGE, Nordpool та Erex Spot, однак наразі працює тільки перший [173].

РОЗДІЛ 2. Європейський досвід формування конкурентних ринків електричної енергії

Механізм функціонування РДН на TGE відрізняється від загальноєвропейського, оскільки передбачені не тільки сліпі аукціонні торги за маржинальними цінами, а й безперервна торгівля за заявленими для окремих продуктів, які узгоджені один з одним, що дозволяють провести раннє балансування та встановити інвестиційні сигнали для строкового РЕЕ (табл. 2.4).

Таблиця 2.4

Характеристика продуктів TGE на РДН [192]

Характеристика продуктів	Тип інструментів			
	RDN	DAM	Блочні	Вихідні
Період виконання інструментів	Погодинно для кожної доби фізичного постачання (Д)		Базові – 0:00–22:00 Д; Пікові – 7:00–22:00 Д; Позапікові – 0:00–7:00	Виключно для суботи та неділі: Базові – 0:00–12:00; Пікові (7:00–12:00); Позапікові – 0:00–7:00
Форма та час проведення торгів	Аукціон єдиних цін – 8:00–10:30 Д-1; Безперервні торги – 10:30–13:30 Д-1	Аукціон єдиних цін – 8:00–12:00 Д-1	Безперервні торги – 8:00–13:30 Д-1	Безперервні торги – 8:00–15:30 Д-2 та 8:00–13:30
Мінімальний розмір, МВт	1		Базові – 23–25; Пікові – 15; Позапікові – 8–10	Базові – 47–49; Пікові – 30; Позапікові – 17–19

За результатами торгів на РДН розраховуються 7 цінових індексів, основним з яких є Tge24, що уособлює індикативну ціну для фінансових інструментів [188].

Польський ВДР працює за алгоритмом безперервних торгів погодинними продуктами. При цьому цей часовий сегмент поділено на 2 сесії [193]:

1 сесія – відкриття воріт о 14:00 Д-1 та закриття воріт о 0:00 Д, однак не пізніше ніж за годинну до фізичного постачання ЕЕ;

2 сесія – відкриття воріт о 0:00 Д-1 та закриття воріт за 60 хв до фізичного постачання ЕЕ.

БР в Польщі, яким оперує PSE S.A., консолідує всі інші сегменти, щоб урегулювати баланс енергосистеми з урахуванням її технічних обмежень. БР тісно зв'язаний з РДП, на якому обертаються операційні резерви. Особливістю ринків реального часу в Польщі є їх відкриття до відкриття воріт ВДР, що обмежує можливості великої генерації до самодиспетчеризації ринкових позицій на попередньому сегменті. PSE S.A. проводить балансування кожні 15 хвилин, встановлюючи маржинальні ціни на завантаження (EBND) та розвантаження (EBNO). За результатами БР розраховується єдина маржинальна ціна за небаланси для СВБ, всередині між якими можливе лише фінансове врегулювання небалансів. ОСП може запровадити штрафні санкції, замінивши єдину систему ціноутворення дуальною, яка матиме різні системні ціни покупки та продажу [179; 194].

Одним із перших конкурентних РЕЕ в Європі став скандинавський (Nordic) ринок, який охоплює Данію, Норвегію, Фінляндію та Швецію. Лібералізація скандинавського РЕЕ розпочалася у 1996 р. з Норвегії та Швеції, а у 2000 р. до них приєдналися Данія та Фінляндія. У 2019 р. на частку ринку цього регіону припадало 13 % від всього споживання ЕЕ в ЄС разом із Норвегією, у тому числі частка Данії складала 1 %, Фінляндії – 3 %, Норвегії – 4 % та Швеції – 5 % від загального електроспоживання в ЄС. Скандинавський регіон має багато енергоємних виробництв та велику частку електроопалення, що обумовлює значну частку електроспоживання в енергобалансі цих країн порівняно з рештою ЄС (у 2019 р. ця частка становила 31 % в Nordic-країнах порівняно з 21 % в середньому по ЄС) [165; 195; 196].

Територія кожної з Nordic-країн представляє єдину контрольну зону, яка управляється національним ОСП: Данія – Energinet.dk, Норвегія – Statnett, Фінляндія – Fingrid, Швеція – Svenska K. Водночас їх території розукрупнені на декілька торгових зон: Данія – 2, Норвегія – 5, Фінляндія – 1, Швеція – 4 [166; 167].

Строковий РЕЕ в цьому регіоні поділено навпіл між біржовою та позабіржовою формами торгівлі [166]. Позабіржова торгівля здійснюється переважно в організований спосіб: Nasdaq Commodities через біржу Nasdaq Oslo ASA і Nasdaq Clearing AB пропонує повний супровід енергетичних контрактів для задоволення потреб клієнтів та хеджування ризиків волатильності цін на ЕЕ. Внаслідок цього позабіржовий РЕЕ досяг найбільшої прозорості: близько 90 % всіх торговельних операцій реєструються [197]. На біржовому РЕЕ представлені 3 крупні оператори, усі з яких торгують фінансовими деривативами на ЕЕ, які не передбачають фізичне виконання: Nasdaq – 4 інструменти (2 ф'ючерси, диференціал, опціон), ICE – 2 ф'ючерси, EEX – 2 інструменти (ф'ючерс і опціон) [169; 170; 171]. Загалом цей фінансовий РЕЕ вважається одним з найліквідніших ринків деривативів на ЕЕ у світі [197].

Скандинавський спотовий РЕЕ визначено як конкурентний, хоча наразі оперується на ньому лише Nordpool. Наразі Erex Spot проходить паспортизацію для РДН та ВДР, а Nasdaq Commodities планує функціонувати тільки на РДН [173].

Торгівля на РДН ведеться 60-хвилинними простими, блочними та комплексними продуктами (NordPool є родоначальником такої продуктової класифікації, узгодженої між усіма НЕМО в ЄС). Розвиток скандинавських РДН обумовив упровадження додаткових правил спотової торгівлі, всі з яких спрямовані на забезпечення вільних перетоків усередині цього субрегіону при гарантуванні безпеки електропостачань, серед яких [176]:

- 1) пропускні потужності між ринковими зонами цього регіону розподіляються неявно. Якщо між торговими зонами існують обмеження, застосовується механізм управління перевантаженнями, що обумовлює різні ціни в різних зонах. ОСП представляють обсяг пропускних потужностей о 10:00 СЕТ за добу до поставки та додатково визначають вузькі місця між інтерконнекторами, що обмежують максимальні потоки в енергосистемі;
- 2) для високовольтних ліній постійного струму (HVDC) застосовуються обмеження щодо нарощування потужностей у роз-

мірі 600 МВт, яке означає неможливість зміни обсягу генерації більше ніж на цю величину в наступну годину порівняно із попередньою. Впровадження такого обмеження спростило балансування та зменшило обсяг допоміжних послуг і операційних резервів;

- 3) на окремих інтерконекторах враховується втрата функціональності, що означає відхилення обсягів проданої ЕЕ та купленої ЕЕ на певний відсоток внаслідок втрат в енергомережах;
- 4) впроваджені обмеження граничних цін у розмірі -500–3000 Євро/МВт·год дозволили гарантувати постійне встановлення ринкового еквілібріуму, що надалі стали загальноприйнятими для всіх спотових РЕЕ в ЄС;
- 5) запроваджені системні ціни ЕЕ, які не враховують обмеження пропускних потужностей між ринковими зонами цього регіону. Системна ціна надалі використовується як індикативна для фінансових контрактів на Скандинавському РЕЕ.

ВДР на Nordpool функціонує у формі безперервної торгівлі, пропонує виключно погодинні прості та блочні продукти для країн цього субрегіону. Міжзональні пропускні потужності розподіляються неявно, які визначаються кожним ОСП за залишковим принципом після результатів РДН-аукціону [176].

БР країн Скандинавського регіону оперуються національними ОСП. Для сприяння конкуренції на БР в цьому регіоні з 01.05.2017 функціонує делегований оператор, eSett Oy, створений національними ОСП трьох країн Фінляндії, Норвегії та Швеції. eSett Oy (eSett) відповідає за врегулювання небалансів та виставлення рахунків учасникам ринку в трьох скандинавських країнах. eSett пропонує щоденні універсальні (гармонізовані) розрахунки для учасників БР (СВБ та ППБ) незалежно від їх географічного положення на ринку [198]. Окремо на БР Данії встановлено подвійний ціновий платіж за небаланси, які оплачуються за маржинальною ціною залежно від напряму небалансу енергосистеми [179].

Схожими є РЕЕ в країнах, які посідають 8 та 9 місце за місткістю електроспоживання в ЄС, – Нідерландах (4 %) та Бельгії (3 %) [165]. Територія кожної з цих країн представляє окремі контрольні, які управляються національними ОСП – TenneT TSO B.V. та Elia відповідно, та торгові зони [166; 167]. При цьому ціни ЕЕ на цих суміжних РЕЕ були також близькими та становили 39,4 Євро/МВт·год. та 39,3 Євро/МВт·год. відповідно у 4 кварталі 2019 р. [166].

Строкова торгівля ЕЕ в обох країнах розділена майже порівну між позабіржовою, організованою позабіржовою та біржовою формами. ЕЕХ пропонує платформу для організованої позабіржової торгівлі та біржової торгівлі 2 фінансовими інструментами із можливістю конвертації місячних ф'ючерсів у товарну ЕЕ [169]. Також деривативами на бельгійську (3 ф'ючерси) та голландську (5 ф'ючерсів) ЕЕ торгує ICE [171]. Однак ліквідність строкової торгівлі в обох країнах є низькою [169].

Спотові сегменти РЕЕ в Нідерландах та Бельгії визнано як конкурентні, на яких наразі оперують дві енергетичні біржі – Nordpool та Erex Spot [173]. Так, перша проводить аукціони на добу наперед 60-хвилинними та внутрішньодобову безперервну торгівлю 30-хвилинними продуктами, тоді як друга торгує виключно 60-хвилинними продуктами на обох сегментах РЕЕ [174; 176].

Відмінності функціонування мають лише БР цих країн. Так, для розрахунків цін небалансів ЕЕ на бельгійському БР використовуються подвійні ціни залежно від того, чи є СВБ поза балансом в тому ж напрямку, що і система, чи ні (табл. 2.5).

Ціна небалансу зазвичай відображає вартість компенсуючого регулювання, але як додатковий стимул враховується надбавка α – середнє значення небалансу системи за останні 2 години, коли загальний небаланс системи перевищує 140 МВт.

У Нідерландах БР є обов'язковим для всіх виробників потужністю понад 60 МВт, які мають подати заявки на балансуєчу енергію від 4 МВт до 200 МВт. Заявки також містять мінімальний час активації, місце розташування (для повторної диспетчеризації) і норму регулювання.

Таблиця 2.5

Ціноутворення балансуєчої ЕЕ на бельгійському БР [179]

Позиції СВБ	Профіцит енергосистеми	Дефіцит енергосистеми
Чисті завантаження	Маржинальна спадна ціна (+ α)	Маржинальна висхідна ціна
Чисті розвантаження	Маржинальна спадна ціна	Маржинальна висхідна ціна (- α)

Заявки дійсні протягом як мінімум чотирьох 15-хвилинних розрахункових періодів. Ціни за небаланси ЕЕ стягуються за дуальною маржинальною системою ціноутворення, окремо для висхідного та низхідного регулювання. Якщо жодні послуги регулювання не використовуються, ціна балансуєчої ЕЕ – це середня ціна для першої заявки в обох напрямках [179].

Далі для цих та решти національних РЕЕ в ЄС наведено узагальнені результати параметричної ідентифікації (табл. 2.6), які дозволяють зробити такі висновки.

Так, у цілях формування конкурентних РЕЕ території країн – членів ЄС пройшли подвійне географічне розмежування. По-перше, було визначено контрольні території, а по-друге, – торгові зони. У результаті державні границі більшості країн збіглися із границями контрольних територій та торговими зонами. Виключення за контрольними територіями склали територія Німеччини, яка поділена між 4 ОСП, та Об'єднаного королівства, в якій територія Північної Ірландії відокремлена в окрему контрольну зону.

Щодо торгових зон, то наявність вузьких місць обумовило такі розукрупнення: Італія поділена на 6 торгових зон, Данія – на 2, Норвегія – на 6, Швеція – на 4, а територія Північної Ірландії інтегрована в єдину ірландську торгову зону. Наявність розвинутих мереж передачі між Люксембургом і Німеччиною дозволили їм інтегруватися в єдину торгову зону.

Отже, наразі у всіх європейських країнах підтримується зональний підхід до географічного розмежування та модель самодиспетчеризації. Незначне виключення складають країни Центрально-Східної Європи

(Німеччини, Франції, Бельгії та Нідерландів), які запровадили зональний підхід за методом потокових ринкових зв'язків.

Ринкова інфраструктура у всіх європейських країнах побудована за єдиним типом, що передбачає розмежування на оператора (операторів) систем передачі та оператора (операторів) ринку. У досліджуваних 26 європейських країнах функціонують 30 ОСП, по одному в кожній країні, окрім Німеччини – 4 та Ірландії – 2, та налічувалося 16 NEMO.

Окремі з NEMO функціонують як природні монополії (ГТЕ, НУРХ, ОМІЕ, ОКТЕ тощо), тоді як діяльність інших охоплює територію декількох країн (Nordpool (EMCO), Еrex Spot SE та інші). Залежно від кон'юнктури РЕЕ та збалансованості енергосистем визначається тип власності NEMO, серед наявних 7 прямо чи опосередковано належать національним ОСП, 5 перебувають у приватній та 4 – у державній власності.

Початково NEMO створювалися як оператори РДН та ВДР, та більшість з них наразі функціонують на обидвох сегментах (окрім ЕХАА та в майбутньому Nasdaq). Однак, деякі з них розширили перелік сегментів свого функціонування. Окремі з них впровадили торгові платформи для строкових сегментів РЕЕ: 2 – фінансову біржову, 3 – товарну біржову та 4 – організовану позабіржову. Окрім цього, в європейському просторі функціонують відособлені оператори строкового РЕЕ. Найкрупніший з них ЕЕХ, яка пропонує фінансові деривативи для 19 національних РЕЕ. Залежно від ліквідності національних РЕЕ відрізняється і кількість впроваджених фінансових інструментів, найбільшу кількість має німецький ринок – 22. Найпопулярнішим фінансовим продуктом є ф'ючерс на ЕЕ, що торгується на РДН. 4 із 16 NEMO оперують на БР та ще 4 впровадили ринкові механізми підтримки виробників ЕЕ із ВДЕ. До того ж на 7 національних РЕЕ відповідні ОСП делегували свої функції оперування БР окремим операторам ринку.

Європейські РЕЕ мають чотирисегментарну будову (окрім Ірландії, яка немає строкового ринку та Греції, у якій відсутній ВДР), яка представлена строковим РЕЕ (СР), РДН, ВДР та БР.

Таблиця 2.6

Параметрична ідентифікація моделей внутрішніх РЕЕ в європейському просторі

Параметр моделі	DE	LU	FR	GB	IT	ES	PT	PL	DK	NO	FI	SE	NL	BE
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Контрольні території	4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Торгові зони	1	1	1	1	6	1	1	1	2	4	1	4	1	1
Форми торгівлі на строковому РЕЕ	ПЗБ, ОПЗБ, ФБ	ПЗБ, ОПЗБ, ФБ	ПЗБ, ОПЗБ, ФБ	ПЗБ, ФБ	ПЗБ, ОПЗБ, ТБ, ФБ	ПЗБ, ОПЗБ, ТБ, ФБ	ПЗБ, ОПЗБ, ТБ, ФБ	ТБ, ФБ	ПЗБ, ОПЗБ, ФБ	ПЗБ, ОПЗБ, ФБ	ПЗБ, ОПЗБ, ФБ	ПЗБ, ОПЗБ, ФБ	ПЗБ, ОПЗБ, ФБ	ПЗБ, ОПЗБ, ФБ
Кількість операторів строкового РЕЕ	4	4	3	2	4	2	2	2	3	3	3	3	2	2
Кількість фінансових деривативів	22	22	10	3	10	9	2	2	8	8	8	8	7	5
Тип інфраструктурного ринку	Конк.	Конк.	Конк.	Конк.	Мон.	Мон.	Мон.	Конк.	Конк.	Конк.	Конк.	Конк.	Конк.	Конк.
Кількість операторів РДН	3+1 (п)	3+1 (п)	2+1(п)	2	1	1	1	1+2(п)	1+2(п)	1+2(п)	1+2(п)	1+2(п)	2	2

РОЗДІЛ 2. Європейський досвід формування конкурентних ринків електричної енергії

Продовження табл. 2.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Сегменти РДН	А	А	А	А	А	А	А	БТ+А	А	А	А	А	А	А
Продукти РДН	1/2 Г + Г	Г	Г	1/2 Г + Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г
Ціни РДН	МЦ	МЦ	МЦ	МЦ	МЦ із ви- значення єдиної ціни	МЦ	МЦ	ЗЦ + МЦ	МЦ	МЦ	МЦ	МЦ	МЦ	МЦ
Кількість опе- раторів ВДР	2	2	2	1	1	1	1	1+2	1+1	1+1	1+1	1+1	2	2
Сегменти ВДР	БТ	БТ	БТ	А	А	А+БТ	А+БТ	БТ	БТ	БТ	БТ	БТ	БТ	БТ
Продукти ВДР	1/4 Г, 1/2 Г, Г	1/2 Г + Г	1/2 Г + Г	1/2 Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г	1/2 Г+Г	1/2 Г+Г
Ціни ВДР	ЗЦ	ЗЦ	ЗЦ	МЦ	МЦ	МЦ + ЗЦ	МЦ + ЗЦ	ЗЦ	ЗЦ	ЗЦ	ЗЦ	ЗЦ	ЗЦ	ЗЦ
Оператор БР	ОСП через єдину плат- форму	ОСП	ОСП	ОСП+ДО	ОР+ОСП	ОСП	ОСП	ОСП	ОСП	ОСП+ДО	ОСП+ДО	ОСП+ДО	ОСП	ОСП
Ціни БР	ЄЦ	ПЦ	ПЦ	ЄЦ	ПЦ	ПЦ	ПЦ	ЄЦ	ПЦ	ЄЦ	ЄЦ	ЄЦ	ПЦ	ПЦ

Продовження табл. 2.6

Параметр моделі	SL	SK	BG	HU	HR	RO	CZ	AT	IE	GR	LV	LT	EE
1	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
Контрольні території	1	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1	1	1
Торгові зони	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Форми торгівлі на строковому РЕЕ	ПЗБ, ОПЗБ, ТБ, ФБ	ПЗБ, ПЗБ, ФБ	ПЗБ, ТБ	ПЗБ, ТБ	ПЗБ	ПЗБ, ТБ, ФБ	ПЗБ, ФБ	ПЗБ, ОПЗБ, ФБ	-	ПЗБ, ТБ	ПЗБ	ПЗБ	ПЗБ
Кількість операторів строкового РЕЕ	2	1	1	2	0	2	1	1	0	1	0	0	0
Кількість фінансових деривативів	2	2	0	8	0	1	2	5	0	2	0	0	0
Тип інфраструктурного ринку	Конк.	Мон.	Мон.	Мон.	Конк.	Мон.	Мон.	Конк.	Конк.	Мон.	Конк.	Конк.	Конк.
Кількість операторів РДН	1	1	1	1	1	1	1	3	1	1	2	2	2

РОЗДІЛ 2. Європейський досвід формування конкурентних ринків електричної енергії

Закінчення табл. 2.6

1	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
Сегменти РДН	А	А	А	А	А	А	БТ + А	А	А	А	А	А	А
Продукти РДН	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г + ¼ Г	Г	Г	Г	Г	Г
Ціни РДН	МЦ	МЦ	МЦ	МЦ	МЦ	МЦ	ЗЦ + МЦ	МЦ	МЦ	МЦ	МЦ	МЦ	МЦ
Кількість операторів ВДР	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1	2	2	2
Сегменти ВДР	А + БТ	БТ	БТ	БТ	БТ	БТ	БТ	БТ	А + БТ	-	БТ	БТ	БТ
Продукти ВДР	Г + ¼ Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г + ½ Г	½ Г	-	Г	Г	Г
Ціни ВДР	МЦ + ЗЦ	ЗЦ	ЗЦ	ЗЦ	ЗЦ	ЗЦ	ЗЦ	ЗЦ	МЦ + ЗЦ	-	ЗЦ	ЗЦ	ЗЦ
Оператор БР	ОР + ОСП	ОСП + ДО	ОСП	ОСП	ОСП + ДО	ОСП	ОСП + ДО	ОСП + ДО	ОСП + ДО	ОСП	ОСП	ОСП	ОСП
Ціни БР	ПЦ	ПЦ	ПЦ	ПЦ	ЄЦ	ПЦ	ПЦ	ЄЦ	ДЦ	ПЦ	ПЦ	ПЦ	

Примітки: ПЗБ – позабіржова торгівля, ОПЗБ – організована позабіржова торгівля, ТБ – товарні біржі, ФБ – фінансові, Конк. – конкурентний, Мон. – монополий, МЦ – маржинальне ціноутворення, ЗЦ – ціноутворення за заявленими цінами, Г – година, ДО – делегований оператор, (п) – планується

Дотримуючись Регламенту 2015/1222, європейські держави майже єдині у виборі форм торгівлі на спотових сегментах РЕЕ. Ці сегменти функціонують в організованій формі у виді сліпих аукціонів на двосторонніх енергетичних біржах. На всіх національних РДН запроваджено аукціонний механізм за алгоритмом об'єднання цін, однак на окремих з них (Польща та Чехія) діють також безперервні торги для врахування особливостей структури внутрішньої пропозиції. На європейських ВДР немає такої усталеної позиції щодо пріоритетної форми торгівлі та, незважаючи на норми Регламенту 2015/1222 щодо його організації за механізмом безперервних торгів, окремі країни (Велика Британія, Італія, Іспанія, Португалія, Ірландія), сумістили безперервні ВДР-торги та ВДР-аукціони.

Щодо організації строкового ринку, то на території ЄС немає пріоритетної форми торгівлі. Найбільші ліквідні національні РЕЕ суміщають всі 3, однак у міру розвитку конкуренції товарна форма організованої торгівлі втрачає свою значущість і заміщується фінансовою. Виключенням із цієї тенденції є Польща, яка запровадила виключно організовану форму торгівлі на строковому РЕЕ та довела ефективність її товарної форми. Навпаки, найменш ліквідні строкові РЕЕ (Латвія, Литва, Естонія та Хорватія) функціонують виключно у позабіржовій формі. Проте Ірландія зовсім не має строкового РЕЕ.

БР у всіх європейських країнах функціонує на організованій основі у виді односторонніх енергетичних бірж, де покупцями заявок на завантаження та розвантаження виступають національні ОСП.

Методи ціноутворення на європейських РЕЕ кореспондують із формами торгівлі. Для позабіржового ринку використовуються контрактні ціни, тоді як для біржового строкового ринку заявлені ціни. На спотових сегментах залежно від алгоритму торгів застосовуються маржинальні або заявлені ціни, а на балансуєчому – подвійні чи єдині маржинальні ціни.

Щодо продуктової диверсифікації на ринках, то наразі загальноприйнятим є торгівля простими та блочними погодинними контрактами. На РДН такі продукти існують у всіх країнах, разом з ним для німецького та британського ринків вже запроваджено півгодинні про-

дукти, а для австрійського ринку ЕХАА впровадила чвертьгодинні продукти. Для ВДР характерна більш широка диверсифікація. Як і на РДН, переважають у структурі погодинні контракти, якими й досі торгуються на всіх європейських ВДР. Однак 6 країн уже впровадили півгодинні контракти та 4 країни – чвертьгодинні контракти. Загалом ЄС ще далекий від бажаної мети щодо зменшення розміру спотових продуктів до рівня балансуєчих.

Отже, зовнішній дизайн будови європейської моделі конкурентного РЕЕ дотримується майже у всіх країнах ЄС, однак внутрішня його будова має істотні відмінності. Кожна європейська країна зважено підходить до вибору ключових детермінант національної моделі конкурентного РЕЕ. Важлива причина такої диференціації зумовлена тим, що норми Четвертого енергопакета вже виписувалися виходячи з наявних моделей національних РЕЕ. Найбільш наближеними до еталонної моделі можна визнати РЕЕ країн Скандинавії, а також Бельгії та Нідерландів.

До того ж можна зазначити спільні тенденції у розвитку національних РЕЕ в європейському просторі:

- розукрупнення торгових зон для забезпечення відповідності між комерційними та фізичними потоками ЕЕ;
- перехід від неорганізованих форм строкової торгівлі ЕЕ на організовані з основною орієнтацією на розвиток фінансових деривативів;
- розвиток конкуренції між операторами РЕЕ;
- диверсифікація строкових і спотових продуктів;
- скорочення часових інтервалів торгівлі ЕЕ;
- поступовий перехід на аукціонні механізми функціонування спотових РЕЕ на основі маржинального методу ціноутворення;
- запровадження єдиної системи ціноутворення на БР незалежно від напрямку балансування енергосистеми.

2.2. Практичний досвід біржової торгівлі електричною енергією в ЄС

Загальноприйнятою тенденцією європейських РЕЕ є перехід на більш прозорі та захищені від кредитних ризиків форми організованої торгівлі на біржовій основі. Наразі біржова торгівля впроваджується на всіх сегментах РЕЕ, включаючи БР, тому доцільно дослідити європейський досвід організації біржової торгівлі ЕЕ.

Конкурентоспроможний і ліквідний строковий РЕЕ є необхідним ланцюгом оптової торгівлі ЕЕ для хеджування короткострокових цінових ризиків учасників РЕЕ, дозволяючи їм стабілізувати грошові потоки. Строковий РЕЕ підрозділяється на фінансовий та товарний сегменти, на яких покупці та продавці ЕЕ можуть зафіксувати її ціну та / або обсяг на середньостроковий або довгостроковий періоди. Різниця між цими двома сегментами РЕЕ полягає у тому, що на фінансовому РЕЕ торгуються фінансові деривативи на ЕЕ, тоді як на товарному РЕЕ – фізичні обсяги ЕЕ [199].

Біржова торгівля на строковому РЕЕ здійснюється майже у всіх європейських країнах, як у виді форвардних контрактів, однак більшої популярності набуває фінансова торгівля ЕЕ у виді деривативів. На цей час декілька енергетичних бірж в ЄС торгують на строковому РЕЕ (табл. 2.7).

До найбільш крупних енергетичних бірж, які торгують строковими контрактами на ЕЕ, слід віднести [166; 169]:

- ЕЕХ, яка є складовою частиною ЕЕХ Group і разом із Еrex Spot функціонує на найкрупніших РЕЕ в ЄС;
- Nasdaq, яка пропонує фінансові деривативи для найліквідніших спотових РЕЕ в ЄС;
- TGE (POLPX), яка торгує форвардними контрактами на польському РЕЕ;
- ОМІР, яка пропонує фінансові та форвардні контракти переважно для Піренейського РЕЕ;
- ІРЕХ (МТЕ), яка торгує форвардними контрактами на італійському РЕЕ.

Таблиця 2.7

Найкрупніші торговельні платформи на строкових РЕЕ в ЄС у 2019 р.
[169; 170; 172; 182; 190]

Енергетична біржа	Територія охоплення	Тип торгівлі	Щорічний оборот РЕЕ, ТВт·год
EEX	DE, AT, FR, IT, ES, NL, BE, CH, GB, Nordic, PL, CZ, SK, HU, SL, BG, RO, GR, RS	Фінансова, із можливістю конвертації у фізичну	3 973
Nasdaq	Nordic, DE	Фінансова	848
TGE (CFIM)	PL	Фізична	198 ¹
OMIP	ES, PT, DE, FR	Фінансова та фізична	14,5
IPEX (MTE)	IT	Фізична	2

Примітка: ¹ – дані за 2018 р.

Найбільшою за оборотом є Європейська енергетична біржа (EEX), яка пропонує біржові строкові продукти для 19 європейських РЕЕ. EEX є підрозділом EEX Group, яка, крім неї, складається з Європейської електроенергетичної біржі (Erex Spot), яка функціонує на спотових РЕЕ у 8 європейських країнах [152]. Обсяг ринку деривативів РЕЕ на EEX було оцінено 3973 ТВт·год у 2019 р., та строковий РЕЕ EEX перевищив спотовий РЕЕ Erex Spot на 28 % у вартісному вираженні (табл. 2.8).

Таблиця 2.8

Динаміка торгів РЕЕ в межах EEX Group у 2015–2019 рр. [170]

Показник	Рік					Середньорічний темп приросту за 2015–2019 рр.
	2015	2016	2017	2018	2019	
1	2	3	4	5	6	7
Місткість спотового РЕЕ, що торгується через Erex Spot,						
ТВт·год	524	535	543	577	598	3,4
тис. Євро	63393	67555	67652	72585	72654	3,5

Закінчення табл. 2.8

1	2	3	4	5	6	7
Місткість фінансового РЕЕ, що торгується через ЕЕХ,						
ТВГ*год	2537	3920	2822	3347	3973	11,9
тис. євро	60006	87446	63585	76647	92884	11,5

Темпи зростання строкового РЕЕ на ЕЕХ більш ніж утричі перевищують темпи зростання спотового РЕЕ Еrex Spot: середньорічний темп приросту (СТП) місткості ринку деривативів на ЕЕХ склав 11,9 % проти спотового РЕЕ Еrex Spot у 3,4 % у 2015–2019 рр.

На ЕЕХ обертаються 3 види фінансових деривативів – ф'ючерси, опціони та спреди на ЕЕ (табл. 2.9).

Таблиця 2.9

Характеристика фінансових деривативів ЕЕ на ЕЕХ [170]

Продукт	Характеристика продукту	Визначальні особливості	Види ф'ючерсів, за країнами
1	2	3	4
Ф'ючерси	Фінансовий дериватив для окремої торгової зони	Визначається частіше для базового навантаження та інколи для пікового навантаження. Спирається на середню спотову ринкову ціну ЕЕ для майбутніх періодів поставки у визначену торгову зону. Для окремих контрактів учасники торгів мають можливість здійснити фізичну поставку ЕЕ на спотовому ринку	BE, BG, CZ, HU, IT, NL, GB, GR, Nordic, Phelix-AT, Phelix-DE, Phelix-DE/AT, PL, RO, RS, SK, SL, CH, ES
ВДР Cap/Floor ф'ючерс	Стандартизований ф'ючерс на хеджування від позитивних або негативних сплесків цін на	Дозволяє учасникам торгувати позитивними та негативними підсумками цін на німецьку ВДР до чотирьох тижнів наперед. Спирається на індекс ID3-Price для ВДР, який фіксує сигнали дефіциту / надлишку ціни за останні кілька годин поставки.	

РОЗДІЛ 2. Європейський досвід формування конкурентних ринків електричної енергії

Закінчення табл. 2.9

1	2	3	4
	ВДР, що виникають внаслідок зростаючої частки ВДЕ	Пороговий показник (Cap/ Floor) вказує ціну, яку покупець отримує від продавця за погодинний продукт, що торгується на німецькому ВДР через Erex Spot. Оплата – це різниця між ринковою ціною, вираженою за ID3-ціною, та максимальною та мінімальною ціною на ВДР. ID3-ціна розраховується щодня для всіх годин поставки на німецькому ВДР та оприлюднюється EPEX SPOT	DE
Ф'ючерс на вітрову ЕЕ	Стандартизований фінансовий дериватив для хеджування ризику волатильності виробництва вітрової ЕЕ	Спирається на добову індикативну ціну, яка враховує об'ємний ризик у вигляді коефіцієнта завантаження ВЕС. Моделювання генерації вітрової енергії відбувається на основі 15 хвилинної інформації, основаної на метеорологічних реального часу та історичних за 30-річний період даних, доступних EuroWind. Враховує щомісячне оновлення бази даних вітрових турбін	DE
Опціони	Торгівля опціонами, похідних від базових ф'ючерсів	Незалежно від різних термінів погашення відповідна ф'ючерсна позиція базового активу вважається заброньовано після реалізації опціону	DE, AT, FR, IT, ES
Спреди	Локаційні спреди з гарантованим виконанням обраних ф'ючерсів	Спреди дозволяють учасникам ефективно торгувати цінними різницями між різними торговими зонами. Кількість контрактів, що підлягають обігу, залежить від кількості основних деривативів	BE, BG, HU, IT, NL, GR, Nordic, Phelix-AT, Phelix-DE, Phelix-DE/AT, PL, RS, SK, SL, CH, ES

На ЕЕХ можна торгувати як фінансовими, так їх конвертувати у фізичні продукти на спотовому РЕЕ: учасники торгів, які одночасно допущені до строкової торгівлі на ЕЕХ і спотової – на Еrex Spot, можуть автоматично або вручну подати заявки на РДН-аукціон Еrex Spot згідно із позиціями, зазначеними у ф'ючерсах ЕЕХ. Ця послуга доступна для таких видів ф'ючерсних контрактів: на місячній основі – для BE, CH Phelix-DE, Phelix-AT, FR, NL та на тижневій основі – для Phelix-DE, FR, CH.

Розвиток ЕЕХ також доводить диверсифікація структури торгівлі фінансовими деривативами (рис. 2.1).

Найліквіднішим фінансовим інструментом на ЕЕХ є ф'ючерс Phelix-DE Future (до відокремлення австрійської та німецької ринкових зон мав назву Phelix-DE/AT Future), який вважається еталонним фінансовим інструментом для континентальних європейських РЕЕ. Визначальними особливостями цього фінансового деривативу є [170]:

- співвідноситься із середньою спотовою ціною на добу наперед у майбутньому на німецькому РЕЕ, а саме в контрольній зоні AMPRION, яка еквівалентна стандартним умовам двосторонніх угод;
- контрагується як для базового, так і для пікового навантаження;
- передбачає фінансове погашення із терміном на добу, тиждень, вихідні дні, місяць, квартал та рік.

Phelix-ф'ючерси демонструють сталі тенденції до зростання ліквідності у 2015–2019 рр. (табл. 2.10).

Із середини червня 2017 р. учасники торгів ЕЕХ мають доступ до РЕЕ ЦВС, лістинг яких раніше був на РХЕ. Крім того, можна обмінюватися опціонами та ф'ючерсами на ЕЕ для Німеччини / Австрії, Франції, Італії та Іспанії. Із травня 2017 р. можна обмінюватися фінансовими деривативами з американською енергетичною біржою Nodal Exchange, на якій торгується більше 1000 контрактів на ЕЕ в Північній Америці [170].

РОЗДІЛ 2. Європейський досвід формування конкурентних ринків електричної енергії

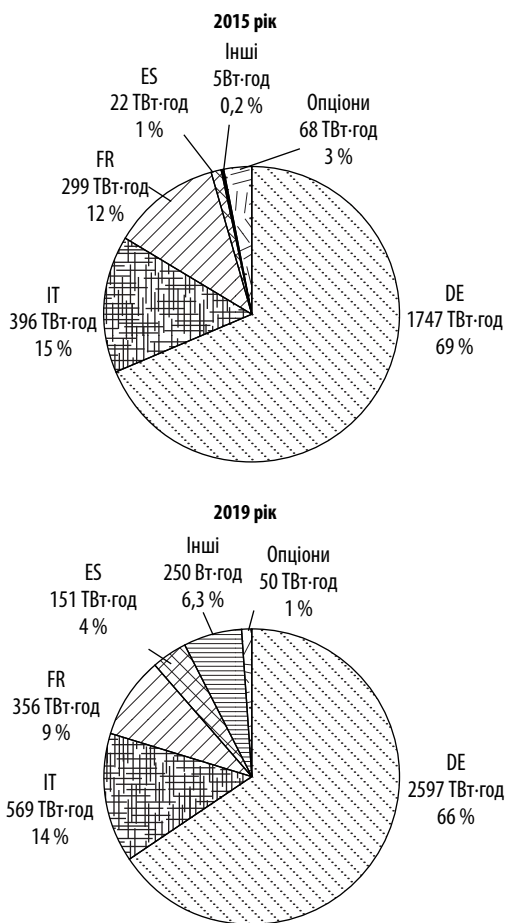


Рис. 2.1. Порівняння структур фінансового РЕЕ на ЕЕХ у 2015 р. та 2019 р. [201]

Таблиця 2.10

Динаміка торгівлі Phelix-ф'ючерсами на ЕЕХ у 2015–2019 рр. [165; 201]

Рік	Місткість національного РЕЕ, ТВт·год		Обсяг торгів Phelix-ф'ючерсами, ТВт·год			Ліквідність Phelix-ф'ючерсів, од.	Ціна Phelix-ф'ючерсів на наступний рік, Євро/МВт·год
	DE	AT	DE/AT	DE	AT		
2015	473	68	1747	–	–	3,3	30,97
2016	466	69	2665	–	–	5,0	26,58
2017	490	66	1594	289	0,1	3,4	32,05
2018	488	66	75	1935	12	3,7	44,12
2019	473	66	–	2597	10	4,8	48,14

Північний (Nordic) РЕЕ вважався до останнього часу одним з найліквідніших ринків фінансових деривативів на ЕЕ у світі, який розвивається протягом останніх 20 років з метою зменшення та мінімізації ризиків, підвищення прозорості та захисту інвесторів. Nasdaq Commodities через Nasdaq Oslo ASA Exchange та Nasdaq Clearing AB пропонує повний пакет контрактів на ЕЕ в Північній Європі, щоб забезпечити дотримання вимог до торговельних операцій та хеджування ризиків клієнтів.

Цей РЕЕ вже досяг великої прозорості, оскільки приблизно 90 % обсягів торгівлі повідомляється і очищується. Nasdaq Commodities пропонує на РЕЕ широкий набір продуктів, що складається з фінансових деривативів, контрактів на ВДЕ та електричних сертифікатів. Служба клірингу Nasdaq знімає кредитний ризик та пропонує взаємозаліки між взаємними збитками та маржею контрагентів [171].

Nasdaq Commodities пропонує ф'ючерси базового та пікового навантаження, місячні середньострокові ф'ючерси, відстрочені розрахункові ф'ючерси (DS ф'ючерси), щомісячні відстрочені розрахункові ф'ючерси, опціони та диференціал цін на ЕЕ (EPAD) (табл. 2.11). Фізична поставка за фінансовими контрактами на ЕЕ відсутня.

Таблиця 2.11

Характеристика фінансових деривативів на EE Nasdaq Commodities [171]

Тип продукту	Особливості
Ф'ючерси	Підрозділяються для базового та пікового навантаження. Врегулювання ф'ючерсних контрактів включає в себе як щоденний розрахунок ринкової ціни, так і остаточне розрахунок грошового потоку після закінчення терміну дії контракту. Остаточне врегулювання охоплює різницю між ціною закриття ф'ючерсного контракту та системною ціною
Відстрочені розрахункові ф'ючерси (DS Futures)	Підрозділяються для базового та пікового навантаження. Спирається на каскадний механізм реалізації: річні ф'ючерси конвертуються у квартальні, квартальні – у місячні. Розрахунок відбувається після закінчення строку дії ф'ючерсу. Обмінна маржа акумулюється упродовж торговельного періоду та виплачується у період поставки
Ф'ючерси із середньою ставкою (Average Rate Future)	Фінансовий інструмент, що торгується у спотовому періоді на весь обсяг контракту. Ціна цього ф'ючерсу розраховується при закінченні його терміну дії і визначається як середнє значення всіх спотових цін у контрольному періоді
Місячні відстрочені ф'ючерси (Monthly DS Futures)	Представляють інструмент ефективної взаємодії між фізичними і фінансовими РЕЕ, забезпечуючи такий самий грошовий потік, що і для фізичних контрактів. Реалізуються по закінченні місячного розрахункового періоду, коли вартість інструменту протягом періоду накопичується і реалізується в період поставки
Опціони	Дають право купувати або продавати базовий контракт за заздалегідь визначеною ціною в зумовлену дату в майбутньому
Диференціал цін на EE (EPAD)	Дозволяють учасникам ринку хеджувати ризики зональної торгівлі EE за системною спотовою ціною на енергетичній біржі. EPAD є різновидом відстроченого розрахункового ф'ючерсу з посиланням на різницю між зональною та системною цінами

Nasdaq Commodities торгує фінансовими деривативами на EE тільки для скандинавських країн та Німеччини (рис. 2.2).

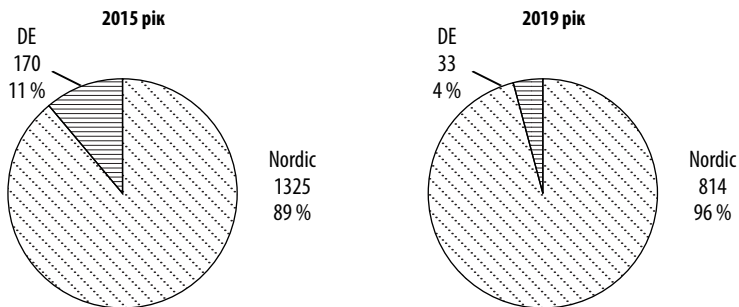


Рис. 2.2. Порівняння структур фінансового РЕЕ на Nasdaq Commodities у 2015 р. і 2019 р. [171]

Однак, мінлива динаміка торгів свідчить про недостатню досконалість цієї біржі (табл. 2.12). У 2019 р. було проведено понад 87 тис. транзакцій з деривативами на ЕЕ загальним обсягом у 814 ТВт*год ЕЕ на загальну суму 27,9 млрд євро, скоротившись на 39 % в абсолютному та 20 % у вартісному виразі, а за кількістю транзакцій – на 20 % порівняно із 2015 р. Ліквідність фінансових інструментів, що торгуються Nasdaq, має тенденцію до зниження із 2017 р.

Таблиця 2.12

Динаміка торгівлі фінансовими деривативами на ЕЕ Nasdaq Commodities у 2015–2019 рр. [153]

Показник	Рік				
	2015	2016	2017	2018	2019
Річний оборот ЕЕ, ТВт*год	1496	1658	1199	1067	848
Річний оборот ЕЕ, млн євро	34458	36221	28200	35560	27905
Кількість транзакцій, од./рік	108643	119325	101542	90524	86988
Ліквідність фінансових деривативів, од.	1,8	1,9	1,4	1,3	1,0
у т.ч.					
Nordic	3,5	3,7	2,9	2,5	2,2
DE	0,4	0,5	0,3	0,2	0,1

Третьою за оборотом є польська біржа TGE, яка на 100 % належить Warsaw Stock Exchange, яка функціонує на регульованому строковому РЕЕ виключно як фізичний двосторонній пул.

Польський ринок товарних форвардних інструментів (Commodity Forward Instruments Market – CFIM), яким оперує TGE, працює з кінця 2008 р. і є найбільшим за форвардними біржовими контрактами в ЄС. Торгівля на CFIM здійснюється переважно на безперервній основі, однак існує можливість на вимогу учасників організації аукціонів, які однак є непопулярними. Форвардні контракти поділяються на [191]:

- 1) тижневі (на наступні 6 періодів), відкриваються за 1 місяць до поставки;
- 2) місячні (на 9 періодів), відкриваються за 9 місяців до поставки;
- 3) кварталні (на 6 періодів), відкриваються за 1,5 року до поставки;
- 4) річні (на 3 періоди), відкриваються за 3 роки до поставки.

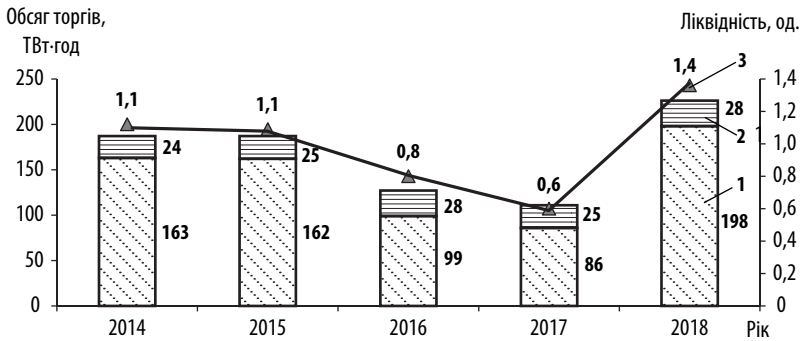
Закривається CFIM в останній робочий день до періоду поставки РЕЕ. Торговим є час між 8:00–14:30 за СЕТ [190].

Форвардні контракти на CFIM виділяються як для базового, так і для пікового та позапікового навантаження [191].

CFIM є найбільшим форвардним біржовим строковим РЕЕ в ЄС за обсягами торгів (рис. 2.3): обсяг форвардних контрактів на TGE складав 86 ТВт·год, або 59 % від загальної місткості польського ринку у 2018 р., збільшившись на 130 % в абсолютному вираженні порівняно із 2017 р. [191]

CFIM є найбільшим сегментом на польському РЕЕ, частка якого складала 88 % у 2018 р. від загальних обсягів торгівлі РЕЕ на TGE. Зважаючи на виключно фізичну торгівлю РЕЕ, CFIM мав достатню ліквідність, яка сягнула 1,4 пункту у 2018 р.

Організація спотового РЕЕ передбачає впровадження уніфікованих моделей функціонування РДН та ВДР. Водночас аналіз діяльності провідних європейських енергетичних бірж свідчить про розширення переліку біржових продуктів для сприяння участі у спотовій торгівлі РЕЕ. У зв'язку з цим набуває важливого значення узагальнення найбільш



1 – форвардний РЕЕ; 2 – спотовий РЕЕ; 3 – ліквідність форвардного РЕЕ

Рис. 2.3. Динаміка торгів форвардними контрактами на ЕЕ на TGE у 2014–2018 рр. [191; 203]

успішного досвіду європейських енергетичних бірж в особі номінованих операторів ЕЕ (NEMO), які стали значущим елементом процесу лібералізації РЕЕ в Європі та відіграють роль цінкових барометрів для інших форм торгівлі. Об'єктами дослідження обрано Nord Pool (найбільш ліквідну біржу в ЄС за обсягами торгів на РДН), Erex Spot Se (найбільш ліквідну біржу в ЄС за обсягами торгів на ВДР та високу ліквідну біржу на РДН), а також ЕХАА (біржу-піонер у розвитку ринкових продуктів).

Nord Pool є провідною енергетичною біржою в Європі, яка номінована як оператор в 14 країнах ЄС – Австрії, Бельгії, Данії, Естонії, Фінляндії, Франції, Німеччині, Великій Британії, Польщі (не функціонує), Латвії, Литві, Люксембурзі, Нідерландах, Швеції, та Норвегії. Nord Pool належить північноєвропейським ОСП (Statnett SF, Svenska kraftnät, Fingrid Oyj, Energinet.dk) та балтійським ОСП (Elering, Litgrid та Augstsprieguma tikls). Головний офіс оператора ринку знаходиться в м. Лісакер (Норвегія). Також Nord Pool надає консалтингові послуги для розвитку сучасних, прозорих РЕЕ у всьому світі та може виступати постачальником програмного забезпечення для РДН/ВДР [176]. Еволюція розвитку Nord Pool засвідчує постійне розширення її діяльності за рахунок експансії на інші європейські РЕЕ.

РОЗДІЛ 2. Європейський досвід формування конкурентних ринків електричної енергії

Динаміка торгів на спотових сегментах РЕЕ через Nord Pool засвідчує зростання (табл. 2.13). Так, у 2015–2019 рр. загальний обсяг торгів на Nord Pool зріс на 1 %, скоротившись на 6 % порівняно із 2018 р. При цьому найбільше значущим сегментом спотової торгівлі виступав РДН – 96 %, тоді як ВДР займав лише 4 %. Однак сам останній демонструє стрімку тенденцію до розширення, збільшившись у 3,2 разу порівняно із 2015 р. Середньорічна спотова ціна на ЕЕ в 2019 р. зросла більш ніж на 85 % порівняно із 2015 р., хоча залишається однією з найнижчих серед інших європейських енергетичних бірж.

Таблиця 2.13

Основні показники діяльності Nord Pool у 2015–2019 рр. [204]

Показник	Рік				
	2015	2016	2017	2018	2019
Обсяг торгівлі, ТВт-год	489	505	512	524	494
у т.ч.					
▪ на РДН у країнах північної Європи та Балтії	374	391	394	396	382
▪ на РДН у Великій Британії	110	109	111	120	94
▪ на ВДР	5	5	7	8	16
Середньорічна ціна ЕЕ, Євро/МВт-год	20,98	26,91	29,41	43,99	38,97

Nord Pool функціонує як товарний спотовий РЕЕ, оперуючи такими часовими сегментами, як РДН та ВДР. Спрощений алгоритм її діяльності наведено на рис. 2.4.

Nord Pool проводить такі види аукціонів на РДН [204]:

- погодинні аукціони, які включають 24 операційні періоди на наступну добу (доба фізичного постачання) за торговим днем;
- півгодинні аукціони, для 48 операційних періодів (виключно для РЕЕ Великої Британії).

Учасники торгів на Nord Pool пропонують заявки, диференційовані за обсягом і ціною до «закриття воріт» аукціону о 12:00 (GMT+2). Обсяги в заявках на купівлю позначаються як позитивні, а в заявках прода-

Наукове забезпечення лібералізації ринку електричної енергії України

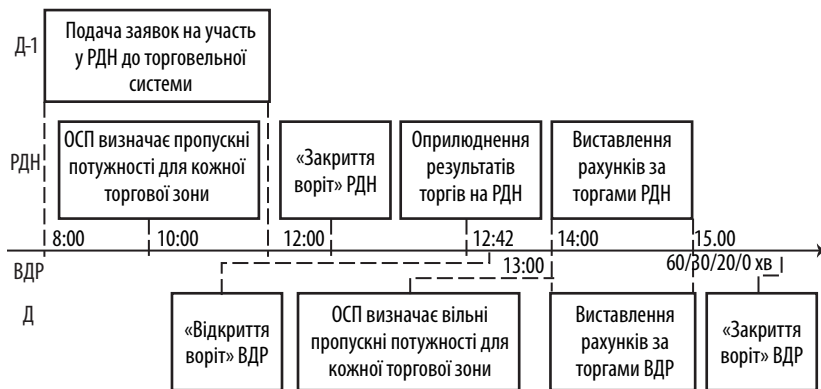


Рис. 2.4. Спрощений алгоритм торгів на РДН і ВДР на Nord Pool [204]

Примітка: на часовій шкалі вказано загальноєвропейський час

жу – як негативні. РДН відкриті кожного дня протягом року. Nord Pool пропонує диверсифікований кошик продуктів для РДН (табл. 2.14).

Таблиця 2.14

Основні продукти на РДН у Nord Pool [176; 207]

Продукт	Характеристика продукту
1	2
Прості погодинні заявки	Учасник визначає обсяг покупки і / або продажу ЕЕ за кожну годину доби фізичної поставки. Встановлюються в межах цінового діапазону від -500 Євро/МВт-год до 3000 Євро / МВт-год
у т.ч.	
▪ незалежні цінові заявки	заявки на продаж / купівлю ЕЕ в межах цінового діапазону для кожної години операційного періоду
▪ залежні цінові заявки	заявки з декількома ціновими кроками. Учасники торгів погоджуються з тим, що енергетична біржа здійснює лінійну інтерполяцію між сусідніми парами заявок, щоб знайти правильний обсяг торгів
Блочні заявки	Заявки на купівлю / продаж визначеного обсягу ЕЕ за встановленою ціною протягом декількох послідовних періодів упродовж доби фізичного постачання

Закінчення табл. 2.14

1	2
у т. ч.	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ регулярні блочні заявки 	<p>Умова «все-або-нічого». Ці заявки повинні бути повністю прийняті або повністю відхилені, і, якщо вони прийняті, контракт охоплює всі вказані години та обсяги ЕЕ. Якщо ціна замовлення на блочну заявку продажу нижча (на блочну заявку покупки вища), ніж середня ціна дня на наступний період часу, то блочна заявка буде повністю прийнята (якщо ні – заявка відхиляється)</p>
<ul style="list-style-type: none"> ▪ пов'язані блочні заявки 	<p>Блочні заявки можуть бути пов'язані разом. Один батьківський блок може мати максимум три дочірні блоки, і кожен дочірній блок може бути підключено до максимум трьох блоків-онуків. У загальній складності сімейство блоків може складатися з 13 блочних заявок</p>
<ul style="list-style-type: none"> ▪ блочні заявки, зі скороченням 	<p>Блочні заявки, які можуть бути прийняті частково відповідно до визначеного користувачем мінімального коефіцієнта приймання (MAR).</p>
<ul style="list-style-type: none"> ▪ профільні блочні заявки 	<p>Заявки, де обсяги ЕЕ можуть відрізнитися протягом часу дії блочної заявки. Мінімальна тривалість заявок в північних та балтійських країнах – 3 години, у Великій Британії – 2 години. Для прийняття цих заявок розраховується середньозважена ціна, яка порівнюється із індикативною погодинною ціною РДН</p>
Ексклюзивні групи	<p>Кластер блочних заявок з купівлі та / або продажу ЕЕ, з яких можна активувати лише одну. Блочні заявки в ексклюзивній групі неможливо зв'язувати. Блоки в ексклюзивних групах можна скорочувати за обсягом, але мінімальний коефіцієнт приймання має бути більше 50 %</p>
Гнучкі заявки	<p>Блочні заявки з максимальною тривалістю послідовних 23 год. Інтервал може тривати з будь-якого періоду з 00:00 до 24:00. Система спрямована на вибір періоду, який відповідає гнучкому порядку, який забезпечує найкраще соціальне забезпечення. Час початку роботи гнучких заявок не визначається користувачем, а розраховується за алгоритмом виходячи із оптимізаційних критеріїв</p>

Після «закриття воріт» РДН за поданими заявками утворюються дві агреговані криві: крива попиту та крива пропозиції на кожну годину

для визначеної торгової зони (зональний підхід до ціноутворення). Всі типи заявок є анонімними.

За результатами торгів Nord Pool встановлює системну ціну як необмежену ринкову індикативну ціну, яка розраховується без будь-яких обмежень у навантаженнях, встановлюючи необмежені пропускні потужності. Усі заявки в межах континентальної території північних та балтійських країн включаються в розрахунок системної ціни. Системна ціна розраховується в Nord Pool тільки після того, як зональні ціни відомі для всіх торгових зон.

Торгові потужності між учасниками торгів північних і балтійських торгових зон надаються на Nord Pool на неясних аукціонах для розрахунку ціни на добу наперед. Потужності доступні всім учасникам на рівних умовах [176].

Динаміка середньорічних системних цін Nord Pool засвідчує високу їх волатильність залежно від кон'юнктури скандинавського та загальноєвропейського РЕЕ (рис. 2.5). Порівняно із 2003 р. ціна зросла на 5 % у 2019 р. Цінового максимуму було досягнуто у 2010 р. на рівні 53,06 Євро/МВт·год, тоді як цінового мінімуму у 2015 р. – на рівні 20,98 Євро/МВт·год.

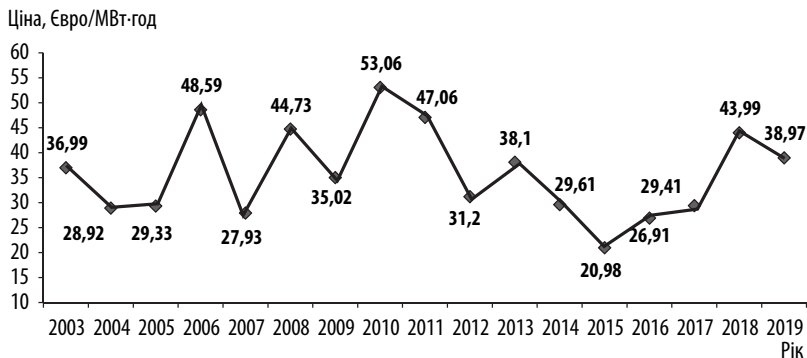


Рис. 2.5. Динаміка середньорічних системних цін на РДН Nord Pool у 2003–2019 рр. [204]

У 2019 р. середньорічна системна ціна EE Nord Pool була на 11 % нижче, ніж у 2018 р., що пов'язано з аналогічним скороченням цін на інших європейських РЕЕ та скороченням цін на паливо та викиди CO₂ порівняно із минулим роком. Хоча в структурі виробництва РЕЕ скандинавських країн значна частка належить гідроелектроенергії, але для диспетчеризації використовують теплоенергетичний потужності країн Північної Європи або з інших країн, таких як Німеччина, через імпорт РЕЕ [205; 206], що й обумовлює цінову волатильність у цьому регіоні.

Більшість стандартних фінансових інструментів, що торгуються в цьому регіоні, використовують системну ціну EE Nord Pool як індикативну.

Також Nord Pool стала першим міжнародним оператором ВДР, який функціонує безперервно (24/7) для покупки та продажу РЕЕ якомога ближче до часу фізичної поставки. Наразі Nord Pool функціонує оператором ВДР на 12 ринках (окрім Польщі та Великої Британії). «Відкриття воріт» ВДР відбувається за годину після «закриття воріт» РДН, а «закриття воріт» торгів ВДР встановлюється кожним ОСП окремо і нестандартизовано: для Данії, Литви, Норвегії, Швеції та Великої Британії – за 60 хв; Фінляндії, Естонії, Латвії – за 30 хв; Німеччини – за 20 хв; в межах кожного з чотирьох німецьких ОСП – за 0 с до реального часу фізичної поставки [204].

ВДР Nord Pool поєднує в собі дві форми торгівлі (табл. 2.16):

- безперервну торгівлю продуктами, де заявки узгоджуються автоматично за заявленою ціною в торговій платформі;
- ВДР-аукціони, які проходять час від часу на власний розсуд енергетичної біржі.

Nordpool вважається родоначальником продуктової диверсифікації для ВДР (табл. 2.15).

Європейська енергетична біржа Erex Spot Se оперує на спотових РЕЕ в Центральній та Західній Європі, зокрема, в Німеччині, Франції, Нідерландах, Бельгії, Австрії, Швейцарії, Нідерландах та Великій Британії. Також відбувається паспортизація цієї біржі для РЕЕ Данії, Естонії, Фінляндії, Латвії, Литви, Польщі та Швеції [174]. Незважаючи на

значно меншу географічну територію, ніж у Nord Pool, на її частку припадає 50 % загальноєвропейського споживання ЕЕ. Також ця біржа надає сервісні послуги для РЕЕ Ірландії, Угорщині та Сербії. Із РЕЕ інших країн ЄС Erex Spot співпрацює у напрямку створення єдиного Європейського РЕЕ [57].

Таблиця 2.15

Типи ринкових замовлень на ВДР Nordpool [176; 207]

Назва ринкових замовлень	Характеристика продукту
Лімітовані заявки (Limit order)	Заявки на купівлю або продаж ЕЕ із зазначеним обмеженням ціни, де заявка на купівлю може бути оформлена за лімітною ціною або нижчою, а заявка на продаж ЕЕ може бути виконана за лімітною ціною або вище. Ці заявки можуть виконуватися частково
Блочні замовлення, визначені користувачами (User-defined block order)	Такі заявки складаються з одного або декількох (до 24 годин) послідовних погодинних продуктів. Блочні заявки повинні виконуватися за умовою «Все або нічого»
Айсберг-заявки (Iceberg Order (IBO))	Тип лімітованої заявки зазвичай з великим обсягом ЕЕ, з метою приховати повний розмір заявки, розділяючи його на менші частини. Перша частина демонструється на ринку, і наступні, коли попередні будуть повністю виконані. Нові частини отримують нову відмітку часу
Виконавчі обмеження –заповнити або вбити (Fill-or-Kill – FoK)	Тип лімітованої заявки, за якими весь обсяг буде акцептовано негайно після подання або одразу вилучається з ринку
Обмеження виконання – негайно-або-скасування (Immediate-or-Cancel – IoC)	Тип лімітованої заявки, що максимально дорівнює обсягу заявки негайно після подання, а решта обсягу вилучається з ринку
Заздалегідь визначені блоки (Predefined blocks)	Об'єднують кілька суміжних контрактів одного типу (погодинних, півгодини або чвертьгодинних) у мінімум два, які повинні бути виконані разом

РОЗДІЛ 2. Європейський досвід формування конкурентних ринків електричної енергії

Ерех Spot Se належить EEX Group (51 %), що входить у Deutsche Börse, та холдингу європейських ОСП – HGRT (49 %), а сама EEX Group складається з Європейської енергетичної біржи (EEX) та Європейської електроенергетичної біржи (Ерех Spot), Powernext, Cleartrade Exchange, Центральна Європа (РХЕ), Gaspoint Nordic, Nodal Exchange та клірингових компаній European Clearing (ЕСС) та Nodal Clear [175].

Динаміка торгів Ерех Spot засвідчує постійне розширення їх обсягів як на РДН, так і ВДР (рис. 2.6).

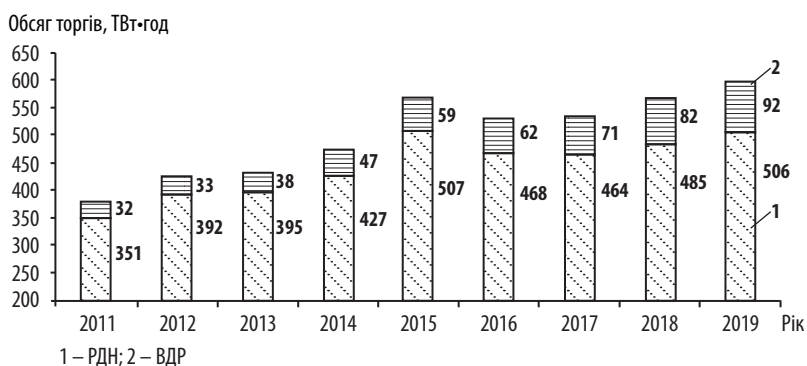


Рис. 2.6. Динаміка торгів ЕЕ на Ерех Spot у 2011–2019 рр. [210]

Так, у 2011–2019 рр. загальний обсяг торгів на Ерех Spot Se зріс на 56 %, у тому числі на РДН – на 44 % та ВДР – на 187 %. У структурно-співвідношенні ще у 2011 р. на торги РДН припадало 92 %, тоді як у 2019 р. – вже 85 %, що засвідчує спроможність та бажання учасників Ерех Spot торгувати якомога ближче до реального часу фізичної поставки ЕЕ та, як наслідок, розвиток торгівлі на ВДР. За обсягами торгів Ерех Spot на 21 % перевищує свого основного конкурента – Nordpool, у тому числі обсяг торгів на РДН вищий на 7 %, а на ВДР – майже у 5 разів.

Продукти, які торгуються на Ерех Spot Se, є стандартизованими контрактами на фізичну поставку ЕЕ до відповідних торгових зон. Продукти характеризуються двома різними торговими процесами: аукціоном (як на РДН, так і ВДР) і безперервною торгівлею (ВДР) – рис. 2.7.

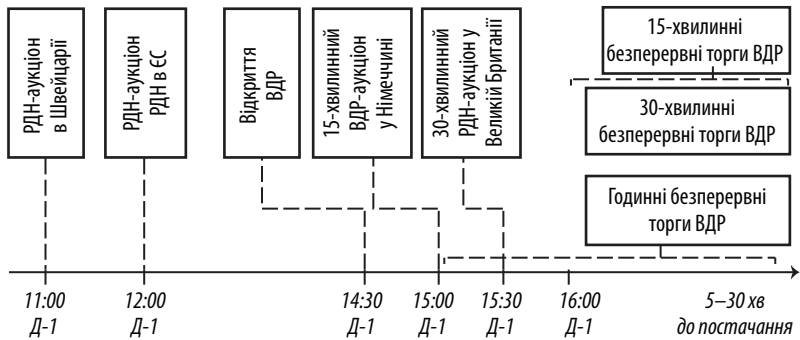


Рис. 2.7. Узагальнена схема спотової торгівлі ЕЕ на Erex Spot [211]

На РДН Erex Spot використовує аукціонну торгівлю на основі маржинального методу ціноутворення. У всіх, за винятком Великої Британії, заявки на РДН подаються для погодинних часових інтервалів (табл. 2.16), тоді як у Великій Британії торги РДН проходять за півгодинними часовими інтервалами.

Таблиця 2.16

Особливості аукціонної торгівлі на РДН Erex Spot [211]

Характеристика	Визначальні особливості
1	2
Торговельна процедура	Сліпий аукціон проходить 1 раз на добу, 365 днів на рік. Результати публікуються якомога швидше з 12:50 для всіх поєднаних РДН (для Швейцарії якомога швидше з 11:10). Книга заявок відкривається за 45 днів (за 14 днів у Великій Британії) та закривається за день до поставки ЕЕ о 12:00 для всіх поєднаних РДН (для Швейцарії о 11:00)
Торговельні контракти	Погодинні – 24 заявки Півгодинні – 48 заявок (для Великої Британії)
Діапазон цін	Мінімальна: -500 євро за МВт·год Максимальна: 3000 євро за МВт·год
Мінімальний крок ціни та обсягу	Крок ціни: 0.1 євро за МВт·год Крок обсягу: 0.1 євро за МВт

РОЗДІЛ 2. Європейський досвід формування конкурентних ринків електричної енергії

Закінчення табл. 2.16

1	2
Кліринг і врегулювання	Еrex Spot передає торговельну інформацію центральному контрагенту - European Commodity Clearing (ЕСС) для розрахунків та передачі. ЕСС призначає зацікавленого ОСП від імені члена біржі 4 рази на годину до крайнього терміну подачі заявки на місцевому рівні
Зони передачі	50 Герц, Amprion, APG, Elia, NationalGrid, RTE, Swissgrid, TenneT DE & NL, TransnetBW

Торги РДН на Еrex Spot відбуваються за погодинними та блочними заявками (табл. 2.17).

Таблиця 2.17

Основні торгові контракти на РДН Еrex Spot [211]

Продукт	Характеристика продукту
1	2
Прості погодинні заявки	Заявки містять до 256 комбінацій ціни / обсяг для кожної години наступного дня (доби фізичної поставки)
Класичні блочні заявки	Комбіновані погодинні замовлення, які залежать один від одного при їх виконанні, особливостями яких є. <ul style="list-style-type: none"> ▪ максимальний обсяг за класичними блочними заявками становить 600 МВт в торгових зонах DE-LU та AT, 500 МВт у GB, 400 МВт у NL і BE; ▪ одна ціна та обсяг для кожної години дії такої заявки; ▪ заявки можуть бути або повністю виконані або повністю відхилені (умова «все-або-нічого»)
Профільні блочні заявки	Тип блочних заявок, для яких, на відміну від класичних, обсяги можуть бути різними протягом годин її дії
Розумні та великі блочні заявки (Smart and big blocks)	Ці заявки є класичними портфелями з додатковою функціональністю, що дозволяє подавати пов'язані, ексклюзивні та великі заявки

Закінчення табл. 2.17

1	2
ут. ч.	
пов'язані блочні заявки	Сукупність заявок з пов'язаним обмеженням виконання, тобто виконання одного блоку залежить від прийняття іншого. Вони дозволяють відображати варіації виробництва ЕЕ з урахуванням ринкової ціни
ексклюзивні блочні	Група блочних заявок, в межах якої може бути виконано максимум один блок, так що ЕЕ торгується в найбільш вигідний момент. Великі блоки, в яких торги не обмежені за обсягом

Технологічний регламент РДН охоплює період 11 календарних днів (табл. 2.18), починаючись за 12 днів до та завершуючись у добу фізичної поставки ЕЕ.

Таблиця 2.18

Узагальнений технологічний регламент проведення торгів на РДН Еrex Spot [211]

Торговий день (ТД)	Доба до фізичного постачання (Д)	Опис процедури
ТД-10	Д-11	Учасники ринку направляють / оновлюють свої депозити та гарантії на рахунках клірингових установ ЕСС
ТД-9	Д-10	Еrex Spot отримує перші дані щодо фінансових і кількісних лімітів
ТД-7 10:00	Д-8	«Відкриття воріт» РДН. Учасники можуть підправляти заявки на купівлю-продаж ЕЕ через електронну торговельну платформу
ТД-2	Д-3	Клірингова установа ЕСС надає дані щодо підтверджених гарантій на потужність
ТД-1 16:00	Д-2	Еrex Spot отримує остаточні дані щодо фінансових і кількісних лімітів
ТД 12:00	Д-1	«Закриття воріт» РДН
ТД 12:15	Д-1	Оприлюднення результатів торгів
ТД+1	Д	Фінансові та фізичні розрахунки за ЕЕ

РОЗДІЛ 2. Європейський досвід формування конкурентних ринків електричної енергії

ВДР на Erex Spot включає два механізми торгівлі ЕЕ: ВДР-аукціони (табл. 2.19) та безперервну торгівлю (табл. 2.20). Останній механізм наразі є можливий тільки на німецькому та британському РЕЕ.

Таблиця 2.19

Особливості аукціонної торгівлі на ВДР Erex Spot (15-хвилинний аукціон) [211]

Характеристика	Визначальні особливості
Торгова процедура	Сліпий аукціон 15-хвилинними контрактами на ЕЕ. Проходить один раз на день після закриття воріт РДН. Закриття воріт ВДР-аукціону о 15:00 за добу до фізичної поставки. Результати публікуються о 15:10
Діапазон цін	Мінімальна: -9999 євро за МВт-год Максимальна: 9999 євро за МВт-год
Мінімальний крок ціни та обсягу	Крок цін: 0.1 євро за МВт-год Крок обсягу: 0.1 євро за МВт
Кліринг та розрахунки	Erex Spot передає інформацію центральному контрагенту ЕСС для розрахунків і поставки. ЕСС призначає зацікавленого ОСП від імені члена біржі до крайнього терміну подачі заявок на участь в місцевій номінації.
Зони передачі	Німецькі ОСП: 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW британська: NGET

Таблиця 2.20

Особливості безперервної торгівлі на ВДР Erex Spot [211]

Характеристика	Визначальні особливості
1	2
Торгова процедура	Безперервна торгівля у режимі 365/7/24
Відкриття воріт	Для годинних контрактів: у Німеччині, Франції, Австрії, Нідерландах та Бельгії – о 15:00 за добу до фізичної поставки Для 30-хвилинних контрактів: у Німеччині, та Швейцарії – о 15:30 за добу до фізичної поставки та у Франції – о 15:00.

Закінчення табл. 2.20

1	2
	Для 15-хвилинних контрактів: у Німеччині – о 16:00 за добу до фізичної поставки та у Бельгії та Нідерландах – о 15:00 Для всіх продуктів Великої Британії – о 0:00 за добу до фізичної поставки
Діапазон цін	Мінімальна: -9999 євро за МВт-год Максимальна: 9999 євро за МВт-год
Мінімальний крок ціни та обсягу	Крок цін: 0.1 євро за МВт-год Крок обсягу: 0.1 євро за МВт
ОСП	50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW, APG, Elia, NationalGrid, RTE, Swissgrid, TenneT TSO B.V., NGET
Торговельні контракти	Прості заявки за інтервалами: на одну годину, на 30 хвилин, на 15 хвилин. Блочні заявки для базового та пікового навантаження
Закриття воріт ВДР	Австрія, Бельгія, Німеччина, Нідерланди – за 5 хвилин, Велика Британія – за 15 хвилин, Франція та Швейцарії – за 30 хвилин, міжзональна торгівля – за 60 хвилин до реального часу фізичної поставки

Безперервні торги на ВДР Erex Spot є на сьогодні найбільш ліквідною внутрішньодобовою торгівлею в Європі. Erex Spot дає можливість для тривалої транскордонної торгівлі на одному інтегрованому європейському ВДР внаслідок використання загальної ІТ-системи міжзональної ринкової торгівлі. Ця система пов'язує торговельні платформи різних енергетичних бірж, а також доступну міжзональну пропускну потужність, що надається ОСП. Заявки, введені учасниками ринку в одній країні, можуть бути порівняні з заявками учасників ринку в будь-якій країні в межах охоплення ІТ-систем, за умови наявності міжзональної пропускну потужності.

Наразі ВДР на EPEX SPOT пропонує аналогічні біржові продукти як і Nordpool, серед яких «Все-або-нічого», «Айсберг-заявки», «Заповнити-або-вбити», «Негайно-або-скасування» [211].

ЕХАА (Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG) – австрійська електроенергетична і екологічна біржа, розташована в м. Відні. ЕХАА заснована 08.06.2001 і відкрита для торгівлі на спотовому РЕЕ із 21.03.2002. Відтоді ЕХАА ефективно розвиває торгівлю продуктами для підвищення ефективності лібералізованих енергетичних ринків Центральної Європи. На додаток до класичних задач, пов'язаних з біржовою торгівлею, ЕХАА також несе пряму відповідальність за врегулювання фінансових операцій (кліринг) і приймає на себе ризик контрагента для всіх виконаних угод [212].

Що стосується інших енергетичних бірж ЄС, то ЕХАА стала піонером інноваційного розвитку організованої спотової торгівлі. Основними відмінними характеристиками ЕХАА на спотовому РЕЕ є [212]:

- торговельні продукти, як прості, так і блочні для базового та пікового навантаження, охоплюють різні часові одиниці: погодинні та чвертьгодинні;
- найбільш раннє закриття воріт аукціонної торгівлі – о 10:15 за центральноєвропейським часом, що дає найбільш раннє значення індикативної ціни для строкової торгівлі;
- фізичне виконання цих контрактів на всій території Німеччини та Австрії;
- виступає як центральний контрагент без додаткових відносин з кліринговим банком;
- відокремлює сегменти торгівлі «сірою» (з вкопних ПЕР) та «зеленою» ЕЕ (з ВДЕ);
- торги на РДН проходять тільки із 8:00 до 10:15.

Динаміка спотової торгівлі ЕЕ на ЕХАА показує її постійне зростання до 2012 р. та стабілізацію обсягів у 2013–2017 рр. у мірі розвитку інших енергетичних бірж ЄС та насичення австрійського РЕЕ (рис. 2.8).

Технологічна процедура проведення торгів РДН на ЕХАА охоплює тільки період часу за добу до фізичної поставки, та тільки фінансові розрахунки відбуваються за дві доби після завершення торгів (табл. 2.21).

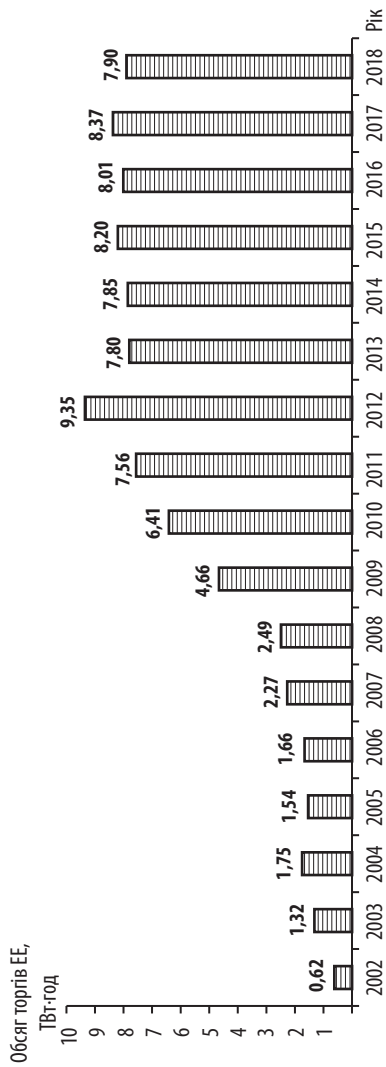


Рис. 2.8. Динаміка торгів ЕЕ на ЕХАА у 2002–2018 рр. [213]

Таблиця 2.21

Технологічний регламент торгів на РДН ЕХАА [214]

Торговий час	Вид ЕЕ, що торгується	Процедура	Особливості проведення процедури
T0 08:00–10:12	Сіра та зелена ЕЕ	Подача заявок на торги	Заявки, що надсилаються кожним учасником торгів, акумулюються у закритій книзі заявок
T0 10:12–10:14	Сіра та зелена ЕЕ	Проведення аукціону	Проводиться добовий аукціон: розраховується ринкова ціна та інформація про ціну та попередні обсяги ЕЕ надсилається кожному учаснику, оприлюднюються надлишкові обсяги ЕЕ
T0 10:16–10:19	Тільки сіра ЕЕ	Торгівля постфактум	Можливість подачі постторговельних заявок на надлишок обсягів ЕЕ протягом 3 хвилин за ціною, визначеною на основному аукціоні; остаточні обсяги відбору публікуються на кожного учасника торгів
T0 10:20	Сіра та зелена ЕЕ	Оприлюднення результатів	Визначається загальний обсяг торгів та обсяги для кожного учасника. Керівники балансуєвих груп, клірингові агенти та керівники ринкових зон отримують графіки фізичного відпуску / відбору
T0 +2	Сіра та зелена ЕЕ	Грошові розрахунки	Фінансові розрахунки між учасниками

На РДН ЕХАА як і на інших європейських біржах торгуються прості та блочні заявки. Прості заявки надаються як на погодинній основі (для кожної із 24 годин доби фізичного постачання), так і для кожної чверть години (96 чвертьгодинних інтервалів доби фізичного постачання). Блочні заявки представляються комбінацію декількох послідовних годин фізичної поставки. ЕХАА використовує 15 видів погодинних заявок, зокрема [214]:

- базового навантаження – 01:00–24:00;
- пікового та позапікового навантаження; 09:00–20:00 та 21:00–08:00 відповідно, останні також підрозділяються за періодами офф-пік-1 01:00–08:00 та офф-пік-2 21:00– 24:00;
- офісний час – 09:00–16:00;
- північ – 01:00–04:00, схід– 05:00–08:00, ланч-тайм – 11:00–14:00; полуденок – 15:00–16:00;
- сон – 01:00–06:00, пробудження – 06:00–08:00, ранній ранок – із 09:00 – 10:00; пізній обід –15:00–16:00, прайм-тайм – 21:00 – 22:00.

Варіація ринкових продуктів на ЕХАА дозволяє забезпечувати стабільність енергопостачань і сприяє зниженню витрат на балансування.

ЕХАА стала першою європейською енергетичною біржою, яка запровадила торгівлю ЕЕ з ВДЕ (гідроенергія та вітрова ЕЕ). Концепція торгівлі «зеленою ЕЕ» передбачає її інтеграцію до аукціонів на РДН, окремо від «зелених» тарифів на німецькому та австрійському ринках, які пропонує EEG та Ökostromgesetz. Цей сегмент поєднує найкращі елементи двосторонніх торгів, основаних на гарантіях походження ЕЕ (European Guarantee of Origin (GoO) Standard EECS) та спотової торгівлі із фізичною поставкою ЕЕ [212; 214].

Котирування на покупку і продаж ЕЕ вносяться в окремі книги заявок для зеленої і сірої ЕЕ. Спочатку відбуваються торги «зеленою» ЕЕ, а потім «сірою». Як додаткова опція не продані обсяги ЕЕ на зеленому аукціоні можуть автоматично переноситися в сіру книгу заявок з обраною ціною різницею. Передача гарантій походження відбувається за допомогою національних реєстрів GoO (таких як E-Control в Австрії

або UK НКНР в Німеччині) і для транскордонної торгівлі через реєстр AIB EECs [212; 214].

Таким чином, аналіз основних тенденцій розвитку спотової торгівлі ЕЕ в європейських країнах дозволяє виділити такі її особливості:

- РДН складають основу спотової торгівлі ЕЕ, тоді як ВДР не досягли достатнього рівня ліквідності;
- виділяються два види ринкових продуктів на РДН та ВДР – прості та блочні заявки;
- відзначається скорочення часу функціонування РДН та наближення ВДР до реального часу фізичної поставки;
- спостерігається скорочення тривалості ринкових продуктів – від погодинних до чвертьгодинних;
- відбувається розширення географії функціонування енергетичних бірж на території інших країн, що обумовлює наявність конкуренції між операторами ринку в одній торговій зоні.

2.3. Британський досвід організації ринків потужностей та відновлюваної електроенергії

Європейська спільнота поставила перед собою амбітні цілі щодо інтеграції національних РЕЕ, розширення сфери використання ЕЕ, розбудови відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) та високоефективної електрогенерації. Товарні РЕЕ несуть в собі істотні ризики і знижують інвестиційні стимули по досягненню цих цілей. Це зажадало впровадження комплементарних механізмів, ринків потужності та ВДЕ, здатних гарантувати цільовий вектор розвитку європейської електроенергетики, не порушуючи принципи конкуренції на РЕЕ.

Найпрогресивніший досвід в цьому контексті має Велика Британія, яка перша впровадила аукціони на потужність та контракти на різницю для «зеленої» ЕЕ.

РП у Великій Британії було впроваджено в 2014 р. шляхом прийняття The Electricity Capacity Regulations 2014 [215] для підтримання адек-

ватного рівня розвитку ГП та гарантування безпеки постачання ЕЕ. РП забезпечує дохід потенційним постачальникам потужності у виді платежів. Своєю чергою, учасники РП повинні взяти на себе зобов'язання з поставки ЕЕ в періоди системних стресів і нести фінансову відповідальність у виді штрафів за невиконання цих зобов'язань. В аукціонах на потужність можуть брати участь як існуючі на короткостроковій, так і реконструйовані на середньостроковій і нові потужності на довгостроковій основах. Агрегована схема функціонування аукціонів на потужність у Великій Британії має такий вигляд (рис. 2.9).

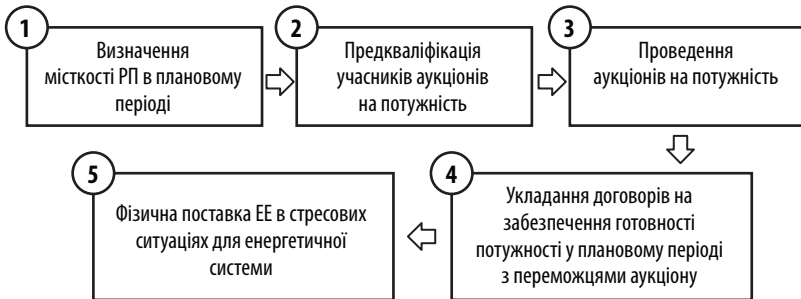


Рис. 2.9. Агрегована схема функціонування РП у Великій Британії [216]

Оперує РП у Великій Британії національний ОСП – *NGET*.

Для участі в аукціоні на потужність кожна ринкова одиниця потужності (*Capacity Market Unit*) повинна пройти предкваліфікацію, виконавши вимоги, викладені в Правилах ринку потужності [217] та Регламенті Національної мережі передачі ЕЕ [218].

Британський РП є технологічно нейтральним, та ГП, системи управління попитом, а також транскордонні пропускні потужності можуть брати участь в ньому. До аукціонів на потужність не допускаються лише ГП, які субсидуються за іншими схемами (наприклад, контрактами на різницю) та / або з якими укладені контракти на підтримання короткострокових операційних резервів [219].

Аукціони на потужність проводяться щорічно за 4 роки (аукціон Т-4) і за 1 рік (аукціон Т-1) до кожного періоду поставки ЕЕ. До по-

чатку аукціону на потужність всі учасники класифікуються таким чином [220]:

- наявні об'єкти, які на час проведення аукціону перебувають уже в експлуатації;
- наявні об'єкти, за якими прийнято інвестиційне рішення про доцільність реконструкції;
- нові об'єкти, за якими прийнято інвестиційне рішення про доцільність будівництва.

Аукціони на потужність у Великій Британії мають низхідний формат (тобто у виді редукацій), при цьому учасники торгів виходять з аукціону, коли ціна падає нижче рівня, на якому вони готові взяти на себе зобов'язання на потужність. Існує кілька «раундів», що починаються з верхньої граничної ціни, яка поступово зменшується.

За результатами аукціону наявні об'єкти та всі системи управління попитом мають право на укладення договору та отримання платежів за потужність строком на один рік, тоді як реконструйовані об'єкти – на 3 роки та нові об'єкти – на 15 років [220].

Стартова ціна першого раунду визначається *NGET*, тоді як в кожному наступному раунді встановлюється на основі результатів торгів мінімальної ціни (ціни «полу») попереднього раунду.

Перед початком кожного раунду аукціоніст має оприлюднити [217]:

- 1) ціновий спред за цей раунд торгів;
- 2) потенційну клірингову потужність на рівні ціни «полу» за цей раунд;
- 3) перевищення потужності станом на початок та кінець раунду торгів для аукціону T-4 або додаткового аукціону, округленої до найближчої 1 ГВт;
- 4) для випадку аукціону T-1, округленої до найближчої 100 МВт;
- 5) у разі якщо перевищення потужності нижче 1 ГВт для аукціону T-4 і нижче 100 МВт для аукціону T-1, залишкову потужність

аукціону в кінці попереднього раунду мінус потенційна клірингова потужність за попередній раунд.

Аукціон триває доти, доки загальна залишкова потужність, яка пропонується учасниками, не дорівнюватиме або буде нижчою за цільовий рівень потужності («кліринговий раунд»). Всі учасники клірингового раунду підписують договір на потужність за кліринговою ціною [217; 221].

«Відкриття воріт» РП у Великій Британії відбувається за 22 тижні до початку проведення аукціонів, а «закриття» – через 8 робочих днів після підписання договорів на потужність (табл. 2.22).

Таблиця 2.22

Технологічний регламент проведення аукціонів на потужність у Великій Британії [217; 221]

№ з/п	Процедура	Аукціон T-4
1	2	3
1	ОСП публікує керівні принципи аукціону на потужність, погоджені із державним секретарем	До відкриття вікна попередньої кваліфікації
2	«Відкриття вікна» попередньої кваліфікації	T – 22 тижні
3	«Закриття вікна» попередньої кваліфікації: оголошення результатів попередньої кваліфікації	T – 16 тижні
4	Повідомлення про оновлення параметрів аукціону і підтвердження переліку кандидатів, які пройшли попередню кваліфікацію	T – 3 тижні
5	Повідомлення про передкваліфіковані ринкові одиниці потужності	T – 3 тижні
6	Повідомлення про підтвержені обсяги потужності, за-контрактвані на відповідному аукціоні	T – 3 тижні
7	Повідомлення рішення прайс-мейкера аукціоністам	T – 10 робочих днів
8	«Відкриття першого вікна» аукціону на потужність	T
9	«Закриття воріт» аукціону на потужність	C – визначається на основі клірингового раунду

РОЗДІЛ 2. Європейський досвід формування конкурентних ринків електричної енергії

Закінчення табл. 2.22

1	2	3
10	Повідомлення результатів торгів учасникам та визначення переможців, з якими передбачається підписання контрактів на потужність	C+1 робочий день
11	Оприлюднення результатів аукціону на потужність	C+8 робочих днів
12	Підписання контрактів на потужність	C+8 робочих днів

Параметри аукціону (табл. 2.23) і цільовий обсяг закупівлі потужності переглядаються щорічно і затверджуються Державним секретарем. Цим доводиться відповідність ринковим змінам і гарантується адекватність розвитку електроенергетики для того, щоб обмежити ринкову владу окремих операторів потужності, відповідати стандарту надійності, просувати чесну конкуренцію різних технологій, зберегти від ринкових змін великі інвестиції [222].

Таблиця 2.23

Основні параметри аукціонів на потужність у Великій Британії [219; 222]

Параметр	Призначення параметра	Показник
Вартість нового входу (Net-CONE)	Витрати нового учасника після вирахування доходів від оптового та допоміжного РЕЕ. Наразі визначаються за індикативною технологією CCGT	≈ 49 фунтів/кВт/рік
Гранична ціна	Верхня границя ціни, яка обмежує ринкову владу і витрати споживачів	1.5 x netCONE= 75/фунтів/кВт/рік
Порогова ціна	Наявні оператори потужностей є учасниками, які приймають ціни і не можуть вийти з аукціону доти, доки ціна не знизиться нижче порогової ціни	25 фунтів/кВт/рік (50 % netCONE)
Допустимі відхилення цільової потужності	Діапазон потужності вище та нижче цільового обсягу, призначений як антиігровий захід, оскільки зменшує здатність однієї одиниці впливати на результат аукціону шляхом утримання потужності	±1.5 ГВт

Наукове забезпечення лібералізації ринку електричної енергії України

Надалі представимо результати британських аукціонів на потужність у 2017/2018 та у 2018/2019 фінансовому роках. При цьому в останньому році аукціони на потужність були призупинені, а саме механізм ринку потужностей був на затвердженні у Генеральному суді ЄС, як наслідок, всі аукціони та платежі на британському ринку потужностей на час судового розгляду було призупинено. Позитивне судове рішення дозволило згодом перенести річний аукціон на літо 2019 р., а аукціон T-4 – на наступний фінансовий рік, скоротивши тривалість контрактів до трьох років [223].

Річні ранні аукціони було впроваджено у 2017 р. За результатами першого аукціону клірингова ціна 6,95 фунтів за кВт/рік, тоді як у другому це значення склало 0,77 фунтів за кВт/рік. У результаті першого аукціону із 54,434 ГВт потужностей підписано угоди на поставку ЕЕ у 2017/2018 фінансовому році, що склало 91,82 % від загальної пропозиції потужності, тоді як на вході другого переможцями аукціону виявилися 3,63 ГВт потужностей, тоді як цільовий обсяг закупівлі склав 3,68 ГВт потужностей, а в аукціоні брали участь 9,42 ГВт потужностей. У табл. 2.24 наведено структуру потужностей, з якими підписані угоди у 2017/2018 та 2018/2019 фінансових роках, з яких тільки 3,5 % були новими потужностями у 2017/2018 фінансовому році, тоді як у 2018/2019 фінансовому році частка нових потужностей зросла до 41,6 %.

Таблиця 2.24

Структура потужностей-переможців річного аукціону у Великій Британії у 2017/2018 та 2018/2019 фінансових роках [220; 224]

Тип потужності	2017/2018 ф.р.				2018/2019 ф.р.			
	Потужність		Кількість учасників		Потужність		Кількість учасників	
	МВт	%	од.	%	МВт	%	од.	%
Наявна генерація	3,6	92,1	312	75,2	1759	48,5	65	50,4
Наявні інтерконнектори	0	4,3	4	1,0	345	9,5	2	1,6
Нова генерація	1,7	3,2	69	16,6	640	17,7	32	24,8
Нові інтерконнектори	–	–	–	–	680	18,8	1	0,8
Системи управління попитом	0,4	0,1	8	1,9	0,2	5,5	29	22,5

РОЗДІЛ 2. Європейський досвід формування конкурентних ринків електричної енергії

За технологічною структурою переважала технологія CCGT (табл. 2.25)

Таблиця 2.25

Технологічна структура потужностей-переможців річного аукціону у Великій Британії у 2017/2018 та 2018/2019 фінансових роках [220; 224]

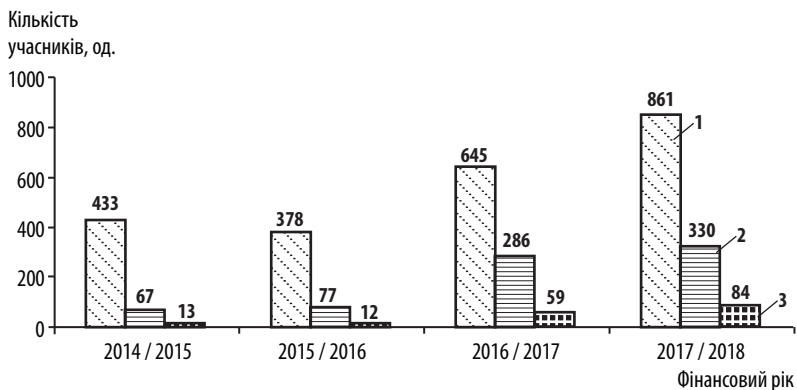
Вид потужності	Потужність у 2017/2018 ф.р.		Потужність у 2018/2019 ф.р.	
	ГВт	%	ГВт	
CCGT	2,2	39	2,0	56
Когенерація та автогенерація	0,7	12	–	–
Системи управління попитом	0,4	7	0,2	5
Парова генерація на відходах	0,2	4	0,3	7
Інтерконнектори	0	0	1,0	28
Парова генерація на біомасі	0,03	1	0,1	4
Парова генерація на вугіллі	0,4	7		
OCGT	1,6	28		
Системи зберігання ЕЕ	0,1	2		
Інші	0,007	0		

Із часів упровадження РП у Великій Британії було проведено 4 чотирирічні аукціони, динаміку клірингових цін на яких наведено на рис. 2.10, з якого видно, що вже намітилася тенденція до зниження вартості потужності, тоді як ймовірність втрати навантаження в енергосистемі вже різко скоротилася.

Далі наведено узагальнені результати останнього чотирирічного аукціону – у 2017/2018 фінансовому році. Передкваліфікаційну процедуру було пройдено 861 учасником серед 1275 потенційних. Загальна пропозиція потужності становила 75,8 ГВт порівняно із 80,7 ГВт потенційної. При цьому динаміка кількості учасників була найвищою за ці 4 роки (рис. 2.11).



Рис. 2.10. Клірингові ціни на потужності та ймовірність втрати навантаження в енергосистемі Великої Британії у 2014/2015–2017/2018 фінансових роках [225]



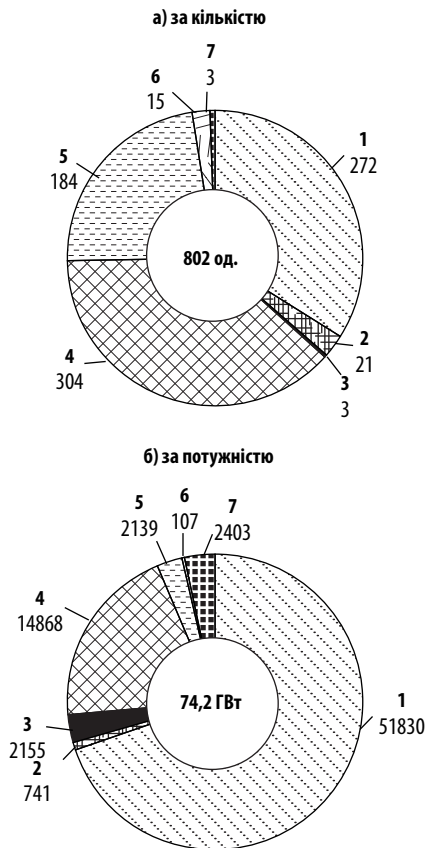
1 – пройшли передкваліфікацію; 2 – не пройшли передкваліфікацію; 3 – відкликали пропозицію

Рис. 2.11. Розподіл кількості учасників аукціону на потужність T-4 у Великій Британії за рішенням передкваліфікації у 2014/2015–2017/2018 фінансових роках [220]

Серед 861 учасника із передкваліфікацією тільки 802 подали заявки на подальшу участь в аукціоні, пропонуючи 74,2 ГВт потужності, тоді як цільовий обсяг закупівлі потужності становив 49,2 ГВт, що свідчи-

РОЗДІЛ 2. Європейський досвід формування конкурентних ринків електричної енергії

ло про наявність значної конкуренції та ліквідності британського РП (рис. 2.12).



1 – наявна генерація; 2 – реконструйована генерація; 3 – нові інтерконнектори;
4 – нова генерація; 5 – недоведені системи управління попитом; 6 – доведені системи управління попитом; 7 – наявні інтерконнектори

Рис. 2.12. Структура учасників аукціону на потужність Т-4 у Великій Британії у 2017/2018 фінансовому році [220]

За результатами торгів угоди на забезпечення потужності було підписано із 442 учасниками на загальний обсяг 50,4 ГВт за кліринговою ціною 8,40 фунтів за кВт / рік. Сформований рівень ціни визнано найнижчим, аніж прогнозований більшістю аналітиків, які вважали, що клірингова ціна буде знаходитися в діапазоні 17,5–20 фунтів за кВт/рік [220].

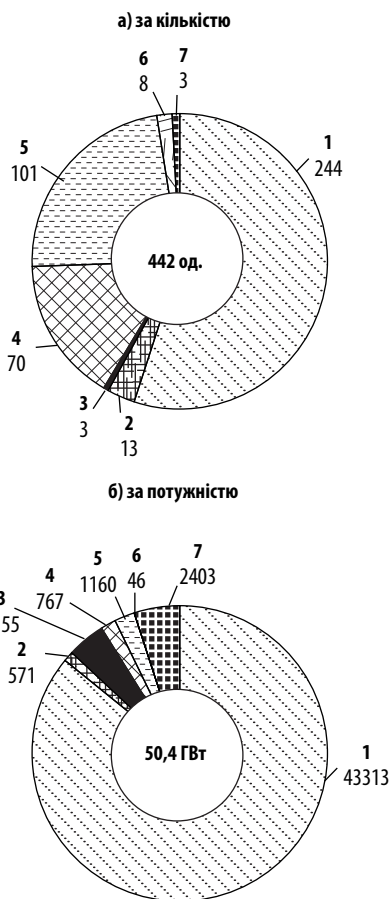
Найбільшу питому вагу у структурі переможців аукціону Т-4 посіла наявна ГП, яка зайняла 85,9 % місткості РП (рис. 2.13).

Тільки 767 МВт нової генерації стали переможцями аукціону Т-4, що складало лише 1,5 %. Ці показники є суттєво нижчими, ніж 3,4 ГВт придбаної нової потужності на аукціоні Т-4 2016/17 року. Із 50,4 ГВт місткості РП у Великій Британії парогазова технологія зайняла 46 %, атомна генерація – 16 %, когенерація та автогенерація – 9 % ринку. Як і на попередніх аукціонах Т-4, більшість потужностей у 2017 р. отримали однорічні угоди – 49,8 ГВт, а 15-річні угоди – 634 МВт, тоді як із рештою 18 МВт були укладені угоди на строк від 2 до 14 років.

Таким чином, РП на аукціонній основі є найбільш прогресивним серед відповідних ринків європейських країн. Однак і йому притаманні проблеми функціонування, серед яких [220; 221]:

- у покритті навантаження беруть участь багато дизельних агрегатів і незначна частка нової парогазової генерації;
- важкість попередньої відмови від законтракованих обсягів потужності до настання граничного строку;
- занадто високий ціновий тиск, що обумовлює постійне зниження ціни потужності, що є низьким стимулом у великі інвестиції;
- ринок відкрито для всіх потужностей, що обумовлює отримання платежів у вже амортизовані об'єкти електрогенерації;
- переважання контрактів на покриття пікової, а не базової, потужності.

Згідно із законодавством Великої Британії механізм функціонування РП повинен переглядатися кожні 5 років. Наразі постає питання, чи необхідний ринок потужностей на наступний 5-річний період? Багато



1 – наявна генерація; 2 – реконструйована генерація; 3 – нові інтерконнектори;
 4 – нова генерація; 5 – недоведені системи управління попитом; 6 – доведені системи управління попитом; 7 – наявні інтерконнектори

Рис. 2.13. Структура переможців аукціону на потужність T-4 у Великій Британії у 2017/2018 фінансовому році [220]

британських експертів позитивно відповіли на це питання, оскільки очікуються значні закриття вугільних та атомних електростанцій, а також прискорений розвиток електроенергетичних систем Великої Британії [225]

У 2014 р. Велика Британія також запровадила аукціонний механізм розвитку ринку відновлюваної електроенергетики (РВЕ) шляхом упродовження контрактів на різницю (*Contract for Difference– CfD*), які поступово, до кінця 2017 р., заміняли наявні відновлювальні облигації (*Renewable Obligations*). Наразі в країні діють два відокремлені механізми для розвитку ВДЕ-електрогенерації: для ВДЕ-потужностей до 5 МВт встановлюються «зелені» тарифи, а виробники з потужностями понад 5 МВт повинні брати участь, щоб здобути право на державну підтримку понад ринкову ціну, з переможцями яких укладаються контракти на різницю строком на 15 років [227].

Контракт на різницю (*CFD*) – це договір між виробником ЕЕ з низьким вмістом вуглецю та державною компанією *Low Carbon Contracts Company (LCCC)*, яку було створено в рамках реформи британського РЕЕ, розпочатої з прийняття *Energy Act 2013*. Останнім нормативним документом розширено повноваження Державного секретаря, які дозволяють йому впроваджувати заходи щодо реформування РЕЕ з метою стимулювання виробництва низьковуглецевої та забезпечення безпеки постачання ЕЕ [228; 229]

Оперує британським РВЕ національний ОСП (*National Grid*), в якому створений для цих цілей відповідний підрозділ (*Delivery Body for CfD*), відповідальний за опублікування керівних принципів подання та розподілу *CfD* та управління процесом розподілу *CfD* [229].

Згідно з цим механізмом переможцю ВДЕ-аукціонів, з яким укладено договір на різницю, буде виплачуватися різниця між «страйковою ціною» – ціною на ЕЕ, що відображає вартість інвестування в конкретну технологію з низьким вмістом вуглецю, – і «еталонною ціною» – середньоринковою ціною ЕЕ на британському РЕЕ. За умовами *CfD*, коли ринкова ціна на ЕЕ із ВДЕ нижче встановленої у контракті страйкової ціни ЕЕ, різниця у ціні покривається *LCCC*, а коли навпаки – страйкова ціна ЕЕ перевищує ринкову, то виробник ЕЕ із ВДЕ за *CfD* компенсує

РОЗДІЛ 2. Європейський досвід формування конкурентних ринків електричної енергії

цю різницю на користь *LCCC* [229; 230]. Такий механізм забезпечує впевненість і стабільність повернення інвестицій, зменшуючи їх вплив на нестабільні оптові ціни, захищаючи споживачів від високих витрат на підтримку розвитку ВДЕ.

Зобов'язання за *CFD* і операційні витрати *LCCC* фінансуються за рахунок встановленого законом збору з усіх ліцензованих постачальників ЕЕ у Великій Британії [230]. Функціонування РВЕ у Великій Британії забезпечують різні державні органи, функції яких наведено у табл. 2.26.

Таблиця 2.26

Розподіл функцій державних органів на РВЕ у Великій Британії [230]

Державний орган	Функції
1	2
Департамент бізнесу, енергетичної та промислової стратегії –BEIS	<ol style="list-style-type: none"> 1. Встановлює політику і умови <i>CfD</i>. 2. Встановлює критерії прийнятності, яким повинні задовольняти потенційні учасники <i>CfD</i>, і відповідає за затвердження плану поставок. 3. Встановлює правила аукціонів і деталізує процес розподілу <i>CfD</i>, і оголошує раунд розподілу <i>CfD</i>. 4. Затверджує і надає учасникам інформацію про цільові обсяги закупівлі <i>CfD</i>. 5. Приймає остаточне рішення про продовження, перезапуск або припинення раунду розподілу. 6. Може укладати <i>CfD</i> поза аукціонним процесом розподілу. 7. Затверджує бюджет операційних витрат <i>LCCC</i> на правах єдиного власника
Національний енергетичний регулятор – Ofgem	<ol style="list-style-type: none"> 1. Забезпечує ефективність і своєчасність виконання обов'язків відповідального органу за <i>CfD</i> – ОСП. 2. Вирішує суперечки щодо права на <i>CfD</i>. 3. Повідомляє органу, відповідальному за проведення конкурентної політики, про зловживання / змови на ринку
Відповідальний орган ОСП – EMR Delivery Body National Grid	<ol style="list-style-type: none"> 1. Оцінює заявки учасників щодо прийнятності умовам <i>CfD</i> і повідомляє заявникам про відповідне рішення. 2. Оцінює необхідність проведення аукціону. 3. Запускає процес розподілу <i>CfD</i>.

Закінчення табл. 2.26

1	2
	4. Надає LCCC інформацію, необхідну для укладення CfD. 5. Проводить аналіз для встановлення державних страйкових цін. 6. Визначає суперечки щодо критеріїв прийнятності учасникам вимоги CfD
Гарантований покупець – LCCC	1. Розглядає запити про незначні необхідні зміни умов CfD. 2. Підписує контракти на CfD з переможцями аукціону, за даними ОСП і BEIS. 3. Керує і контролює CfD, включаючи інвестиційні контракти BEIS. 4. Прогнозує платежі за CfD і визначає зобов'язання постачальників EE, включаючи квартальні резерви
Постачальник розрахункових послуг – EMR Settlement Ltd	1. Збирає платежі постачальників EE і операторів EE ІЗ ВДЕ за CfD. 2. Збирає і утримує заставу у постачальників EE. 3. Здійснює взаємозаліки за несплаченими платежами. 4. Керує резервними і кредитними фондами

Тендерна процедура на РВЕ у Великій Британії складається із 6 послідовних процесів (табл. 2.27).

Таблиця 2.27

Агрегований процес проведення аукціонів на РВЕ у Великій Британії [230]

Процес	Основні дії
1	2
Кваліфікація учасників	Всі кроки, необхідні перед подачею заявки на CfD, включаючи. <ul style="list-style-type: none"> ▪ схвалення ланцюга поставок BEIS (для проєктів ≥ 300 МВт); ▪ незначні та необхідні зміни контракту з LCCC; ▪ отримання всієї необхідної інформації для демонстрації критеріїв прийнятності (наприклад, планування, підключення до мережі та ін.)
Реєстрація	Для того щоб подати заявку на CfD, учасники повинні спочатку зареєструвати свої компанії та користувачів платформи EMR Delivery Body
Виконання	Заявки зареєстрованих компаній можуть бути подані до EMR Delivery Body після відкриття вікна програми
Оцінка	EMR Delivery Body визначає, чи відповідає заявка на участь у процесі розподілу

Закінчення табл. 2.27

1	2
Розподіл та нотифікація	EMR Delivery Body здійснює розподіл (аукціон, якщо необхідно), а також повідомляє учасників та ЛССС, якщо вони отримали CfD
Контрактація	Учасники-переможці укладають CfD з ЛССС

Загалом право на CfD мають вітрова (берегова і морська), сонячна, геотермальна, гідро-, хвильова, приливна енергія, а також електрогенерація на основі сміттевого газу, газу стічних вод, процесів анаеробного зброджування, газу, що утворюється при газифікації або піролізі біомаси або відходів, перетворена біомаса та виділена біомаса з ТЕЦ [230; 231].

Бюджет CfD першого алокаційного раунду поділяється на лоти [231]:

- лот № 1 – освоєні технології, включаючи наземну вітрову (> 50 МВт), сонячну фотоелектричну (> 5 МВт) енергію, гідроелектростанції (від 5 МВт до 50 МВт), енергію з відходів для ТЕЦ, сміттевий газ і газ стічних вод;
- лот № 2 – малоосвоєні технології, включаючи морську вітрову, хвильову, припливну енергії, прогресивні традиційні технології, анаеробне зброджування, виділену біомасу з ТЕЦ та геотермальну енергію;
- лот № 3 – технології на основі конверсії біомаси.

Всі успішні пропозиції контракуються за CfD за кліринговою страйковою ціною, що є найдорожчою ціною в кожному з лотів. Клірингова страйкова ціна не може перевищувати відповідну адміністративну страйкову ціну, яка встановлюється урядом.

Наразі британський РВЕ на основі механізму контрактів на різницю демонструє прозорість, довгострокову стабільність грошових потоків і нівелює інфляційні ризики. За укладеними CfD виплачуються фіксовані річні платежі за згенеровану ЕЕ. Також у ринку можуть брати участь й об'єкти традиційної електрогенерації, оснащені технологіями удоволення та зберігання вуглецю та потужності атомної енергетики [232].

Динаміка розвитку РВЕ на основі механізму CfD у Великій Британії свідчить про стабільні результати (табл. 2.28).

Таблиця 2.28

Динаміка розвитку механізму CfD у Великій Британії [227]

Показник	Фінансовий рік				
	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20
Річний бюджет CfD, млн фунтів	50	220	325	325	325
у т. ч.					
▪ за лотом № 1	50	65	65	65	65
▪ за лотом № 2	–	155	260	260	260
Страйкові ціни, фунтів / МВт-год					
для					
▪ наземної вітрової енергії	95	95	95	90	90
▪ сонячної фотоелектричної	120	120	115	110	110
▪ гідроенергії (5–50 МВт)	100	100	100	100	100
▪ морської вітрової енергії	155	155	150	140	140
▪ енергії хвиль та приливів	305	305	305	305	305

Успіх впровадження CfD у Великій Британії пояснюється таким [232; 233]:

- існує жорстка конкуренція серед учасників аукціонів;
- не тільки ВДЕ, а всі низьковуглецеві види електрогенерації можуть брати участь в аукціонах;
- суворий передкваліфікаційний відбір дозволяє гарантувати якість майбутніх проектів;
- контрактні умови CfD є стандартизованими із чітко визначеними контрольними датами;
- механізм підтримки ВДЕ за страйковими цінами не переобтяжує споживачів.

2.4. Диференціація цін електричної енергії в європейському просторі

Відкриття РЕЕ в європейських країнах спрямоване, перша за все, на здобуття додаткових вигід споживачами за рахунок зниження цін ЕЕ під пресом конкуренції. Впровадження уніфікованих правил і маржинального ціноутворення на РДН дозволило встановлювати індикативні ціни ЕЕ, порівнянні у європейському просторі.

Однак їх значення суттєво коливаються між країнами ЄС, що доводить необхідність дослідження причин їх диференціації. В роботі наведено аналітичне забезпечення з визначення причин диференціації цін ЕЕ в європейському просторі, логічну схему якого подано на рис. 2.14.

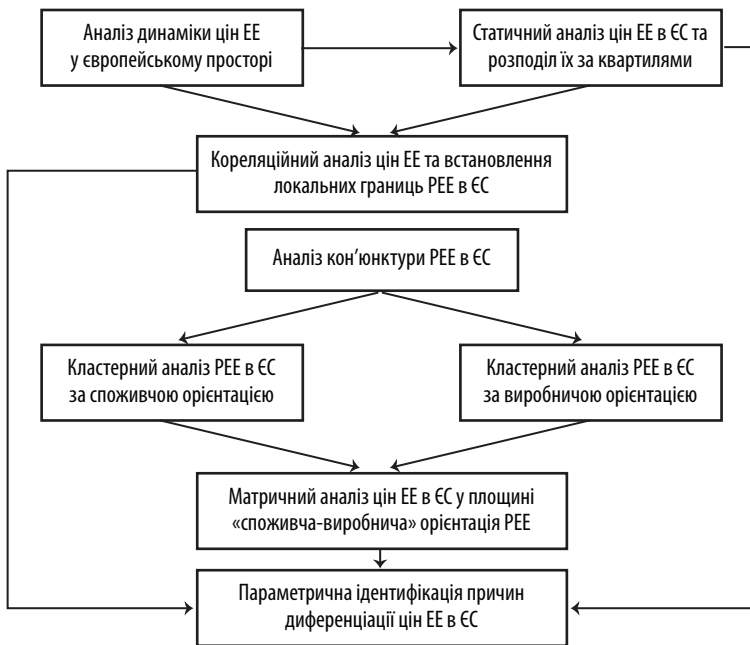


Рис. 2.14. Логічна схема аналітичного забезпечення із визначення причин диференціації цін ЕЕ в ЄС

Методологічною основою дослідження є теорії галузевих ринків [234; 235] та ресурсно-енергетичних циклів [235; 237], а методами обрано методи описової статистики елементарних ознак та кластерного аналізу, що докладно викладені в роботі [238].

Інформаційна база дослідження спиралася на дані Агентства із співпраці енергетичних регуляторів (ACER) та Євростату [165; 166].

Динаміка цін ЕЕ в ЄС, яка наведена на *рис. 2.15* і табл. Д.1 Додатка Д, доводить їх значну варіабельність і диференційованість. Середньорічна ціна ЕЕ в ЄС у 2017 р. склала 44,9 Євро/МВт-год, збільшившись на 17 % або до 52,7 Євро/МВт-год у 2018 р. Цьому передувало стрімке зростання цін на газ, вугілля та викиди CO₂ на європейських енергетичних ринках. Зменшення кон'юнктурного дисбалансу та цін на первинні енергетичні ресурси в 2019 р. дозволило знизити ціну ЕЕ до 45,8 Євро/МВт-год, майже повернувшись на рівень 2017 р. В аналізованому періоді спред між мінімальними та максимальними цінами ЕЕ в ЄС коливався від 47 % до 106 %, що обумовлює необхідність подальшого дослідження причин їх варіації.

Статистичний аналіз європейських цін ЕЕ (*табл. 2.29*) свідчить, що варіація цін ЕЕ знаходилася на середньому рівні, в межах від 12 % до 26 %. Порівняння середньої та медіанної ціни свідчить про близькість цих показників, проте модальна ціна була нижчою майже у всіх періодах. Неоднорідність європейських цін ЕЕ доводять значні коливання коефіцієнтів ексцесу – від -1,5 до 3,2 та коефіцієнтів асиметрії – від -0,5 до 1,4.

Розподіл європейських цін за кuartилями дозволив виявити країни з найбільш дорогою та найбільш дешевою ЕЕ (*рис. 2.16, табл. 2.30*), аналіз яких доводить розмитість цінових границь кuartилів і нерівномірність розподілу країн у різні періоди.

Найнижчі ціни ЕЕ у п'ятох з дванадцяти випадків мали місце у Норвегії, три – у Болгарії, два – у Німеччині та один – у Словаччині та Швеції. Ціновим орієнтиром 1-го кuartилю стала Німеччина, яка мала найвищу вірогідність попадання в цей кuartиль – 83 %. Також висока вірогідність віднесення до найнижчого кuartилю була в Швеції – 75 %, а у Норвегії і Данії – 67 % в кожній.

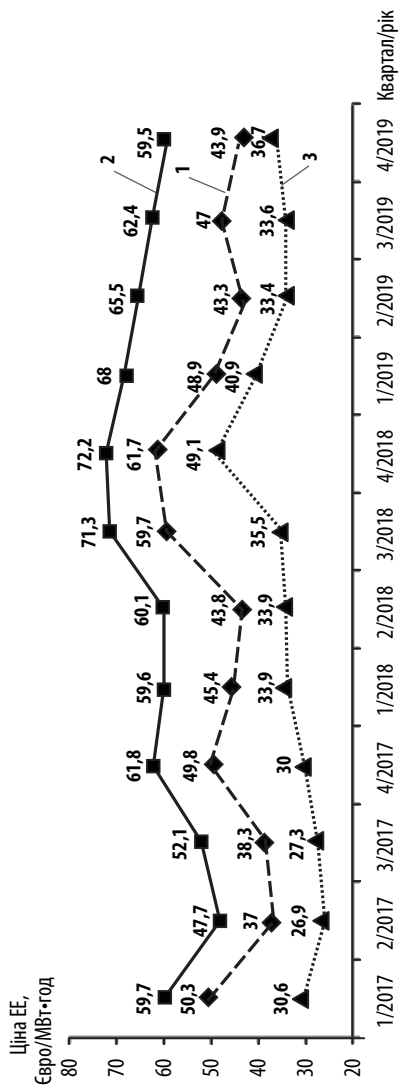


Рис. 2.15. Динаміка європейських цін на ЕЕ базового навантаження у 2017–2019 рр.

1 – середньозважена європейська ціна; 2 – максимальна ціна; 3 – мінімальна ціна

Таблиця 2.29

Статистичний аналіз цін на ЕЕ в ЄС у 2017–2019 рр.

Показник	2017 р.				2018 р.				2019 р.			
	1 кв.	2 кв.	3 кв.	4 кв.	1 кв.	2 кв.	3 кв.	4 кв.	1 кв.	2 кв.	3 кв.	4 кв.
Середнє	44,9	36,2	40,0	43,9	42,8	43,7	57,5	59,9	50,3	42,3	46,0	43,8
Медіана	42,8	34,6	37,1	40,7	42,2	42,1	57,3	60,3	47,9	41,3	46,5	43,5
Мода	41,3	30,9	32,7	33,9	45,1	36,8	53,5	52,7	47,4	35,7	37,4	39,9
Стандартне відхилення	10,2	6,6	7,4	11,3	6,8	7,3	7,4	7,2	6,5	7,5	8,1	4,8
Ексцес	-1,5	-0,9	-1,0	-1,5	0,3	-0,5	2,4	-1,1	0,8	2,3	-0,9	3,2
Асиметрія	0,1	0,6	0,5	0,4	0,9	0,7	-0,5	0,2	0,9	1,4	0,3	1,3
Варіація, %	0,23	0,18	0,18	0,26	0,16	0,17	0,13	0,12	0,13	0,18	0,18	0,11
Розмах	29,1	20,8	24,8	31,8	25,7	26,2	35,8	23,1	27,1	32,1	28,8	22,8

Найвірогіднішим представником 2-го квартилю виявилася Чехія, яка знаходилася в його межах у 67 % випадків. Із вірогідністю 58 % до 2-го квартилю відноситься також Австрія, а Словаччина та Литва мали 50-відсоткову вірогідність потрапляння в цей квартиль. Ціни ЕЕ Ірландії та Хорватії найчастіше знаходилися в межах 3-го квартилю – у 7 випадках, тоді як в Польщі, Бельгії та Нідерландах – у 6 із 12 випадків. Із вірогідністю 92 % Італія та Греція були представниками 4 квартилю. Також у 50 % випадків до останнього квартилю відносяться Велика Британія та Іспанія.

ЄС прагне створити єдиний європейський РЕЕ, розвиваючи міжкордонні електричні мережі та впроваджуючи механізми ринкового об'єднання. Однак локальні границі національних РЕЕ залишаються ще досить закритими, про що свідчать комерційні та фізичні зв'язки між ними (табл. 2.31, табл. Д.2 Додатка Д).

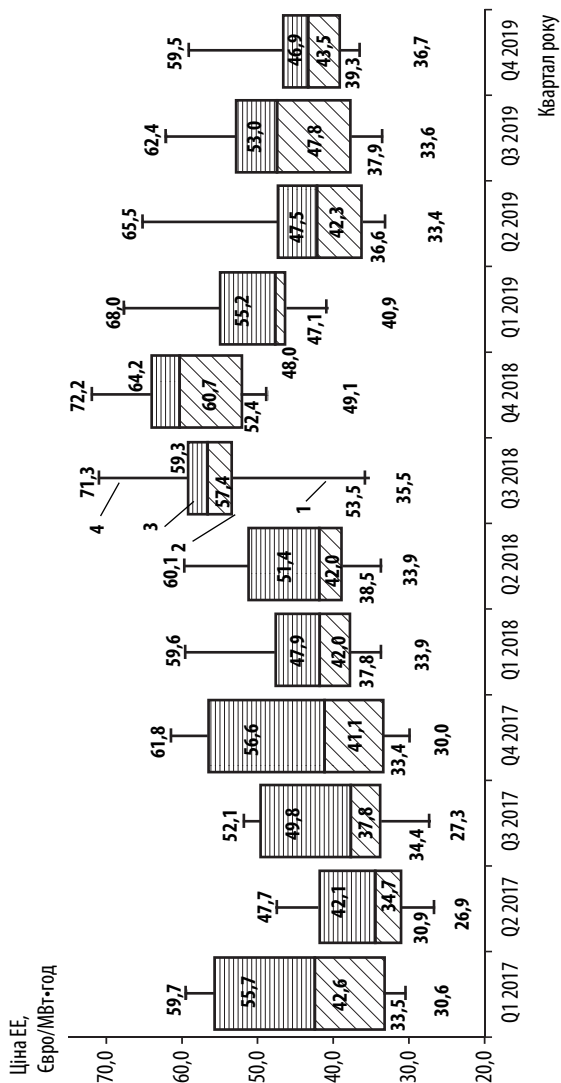


Рис. 2.16. Розподіл цін ЕЕ в ЄС за кварталами у 2017–2019 рр.

1 – 1-й квартиль; 2 – 2-й квартиль; 3 – 3-й квартиль; 4 – 4-й квартиль

Таблиця 2.30

Розподіл країн ЄС за цінними квартлями у 2017 – 2019 рр.

Квартилі	2017 р.				2018 р.				2019 р.			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Мінімальна ціна	NO	NO	NO	NO	BG	BG	BG	SK	DE	SE	NO	DE
1-й квартал	DK, EE, FI, LV, SE, NO	AT, DE, LU, DK, EE, FI, SE, NO	BE, DE, LU, DK, SE, NO	DK, EE, FI, LV, SE, NO	AT, BG, CZ, DE, LU, DK, RO	AT, BG, CZ, DE, LU, FR, RO	BG, DE, LU, DK, EE, FI, SE, NO	BG, DE, LU, DK, EE, EE, FI, NL, SK	AT, CZ, DE-LU, DK, SE, SK	BE, DE, LU, FR, SE, NO	BE, DE, LU, DK, FR, NL, SE, NO	BE, CZ, DE-LU, DK, SE, NO
1-й квартал	BG, CZ, DE-LU, LI, PL	CZ, FR, LI, LV, NL	AT, CZ, EE, FI, FR, LI, LV	AT, BG, CZ, DE, LU, LI, PL	EE, FI, HU, SE, SK, SL, NO	DK, EE, FI, HU, SE, SK, SL, NO	AT, CZ, FR, RO, SK, SL	AT, CZ, LV, PT, SL, GB	BG, EE, FI, FR, LI, NO, SL	AT, BG, CZ, DK, FI, RO, SK, SL	AT, CZ, ES, IE, PT, SK, GB	AT, ES, FI, FR, LI, NL, PT, SK, SL
1-й квартал	AT, BE, FR, IE, NL, PT, RO, SK, SL	BE, BG, HU, IE, PL, RO, SK, SL	BG, ES, IE, PL, SK, SL, GB	HU, IE, NL, RO, SK, GB	BE, FR, HR, LI, LV, NL, PL, PT	BE, HR, LI, LV, NL, PL, PT	BE, HR, HU, LI, LV, NL, PL	ES, FR, HR, HU, IE, PL, RO, SE	BE, ES, HR, HU, LV, NL, PL, PT, RO	EE, HR, HU, IE, LI, LV, GB	EE, FI, IT, LI, LV, SL	BG, EE, HR, IE, LV, GB
1-й квартал	ES, GR, HU, IT, GB	ES, GR, IT, PT, GB	GR, HU, IT, PT, RO	BE, ES, FR, GR, IT, PT	ES, GR, IE, IT, GB	ES, GR, IE, IT, GB	ES, GR, IT, PT, GB	BE, GR, IT, NO, LT	GR, IE, IT, GB	ES, GR, IT, PL, PT	BG, GR, HR, HU, PL, RO	GR, HU, IT, PL, RO
Максимальна ціна	ES	ES	GR, PT	IT	IT	GB	GB	IT	GR	GR	GR	GR

РОЗДІЛ 2. Європейський досвід формування конкурентних ринків електричної енергії

Таблиця 2.31

Комерційні та фізичні зв'язки на РЕЕ ЄС у 2017–2019 рр.

Країна	Комерційні зв'язки ¹	Кількість країн	Фізичні зв'язки ²	Кількість країн	Зв'язки, які збігаються	Кількість країн
1	2	3	4	5	6	7
AT	CZ, DE-LU, DK, HR, IT, SE, NO	7	CZ, DE-LU, HU, IT, SL, HU	5	CZ, DE-LU	2
BE	FR, IT	2	DE-LU, NL, FR	3	FR	1
BG	–	0	GR, RO	2	–	0
CZ	AT, DE-LU, DK, HR, IT, SE, SK	7	AT, DE-LU, PL, SK	4	AT, DE-LU, SK	3
DE-LU	AT, CZ, DK, IT, LV, NL, SE	7	AT, BE, CZ, DK, FR, NL, PL, SE	8	AT, CZ, DK, SE, NL	5
DK	AT, CZ, DE-LU, EE, FI, IT, LV, SE	8	DE-LU, SE, NO, NL	4	DE-LU, SE	2
EE	DK, FI, HR, LV, PL,	5	LV, FI	2	LV	1
ES	IT, PT	2	FR, PT	2	PT	1
FI	DK, EE, HR, LV	4	SE, EE	2	EE	1
FR	BE, HR	2	GB, BE, DE-LU, ES, IT	5	BE	1
GR	–	0	BG, IT	2	–	0
HR	AT, CZ, EE, FI, FR, HU, IT, LV, RO, SL	10	HU, SL	2	HU, SL	2
HU	HR, RO, SL	3	AT, HR, RO, SL, SK	5	HR, RO, SL	3
IE	NL, GB	2	NL, GB	2	NL, GB	2

Закінчення табл. 2.31

1	2	3	4	5	6	7
IT	BE, ES	2	AT, FR, GR, SL	4	-	0
IT	AT, CZ, DE-LU, DK, HR, LT, LV, SE, NO	9	SE, PL, LV	3	LV, SE	2
LV	DE-LU, DK, EE, FI, HR, LT, PL	7	EE, LT	2	EE, LT	2
NL	IE, GB, DE-LU	3	GB, DK, DE-LU, BE, IE	5	IE, GB, DE-LU	3
PL	EE, LV	2	CZ, DE-LU, SK, LT, SE	5	-	0
PT	ES	1	ES	1	ES	1
RO	HR, HU, SL	3	BG, HU	2	HU	1
SE	AT, CZ, DE-LU, DK, LT, NO	6	FI, NO, DK, DE-LU, LT, PL	6	DE-LU, DK, LT, NO	4
SK	CZ, DE-LU	2	CZ, HU, PL	3	CZ	1
SL	HR, HU, NO	3	AT, HU, IT	3	HU	1
GB	NL	1	BE, FR, DK, IE, NL	5	NL	1
NO	AT, LT, SE	3	DK, NL, SE	3	SE	1

Примітки: 1 – вказано країни, які мають високі значення коефіцієнта кореляції цін (0,8 – 0,99); 2 – вказано країни, з якими існують міжкордонні пропускні потужності

РОЗДІЛ 2. Європейський досвід формування конкурентних ринків електричної енергії

Найширші комерційні зв'язки має РЕЕ Хорватії, ціни на якому корелюють з цінами ЕЕ 10 інших, на другому місці – ринок Литви, що корелює з 9 ринками, а на третьому – Данії, що корелює з 8 ринками. Найбільшим закритими були РЕЕ в Болгарії, Греції, що не мають кореляційних зв'язків із жодними іншими національними ринками, а також Великої Британії, Ірландії та Португалії, що мають поодинокі кореляційні зв'язки. Найрозвинутіші транскордонні мережі має Німеччина, які суміжні з 8 країнами, тоді як майже ізольованою є енергосистема Португалії.

Суміщення комерційних і фізичних зв'язків дозволили визначити спорідненість внутрішніх РЕЕ країн ЄС (рис. 2.17), які утворили 10 груп. Найбільшу групу складає Скандинавський РЕЕ, що об'єднує 7 національних ринків, епіцентром якого є Швеція, та Центральний РЕЕ, що споріднює 6 національних ринків із епіцентром у Німеччині. Тоді як РЕЕ Болгарії, Італії, Греції та Польщі виявилися ізольованими.



Рис. 2.17. Локальні границі РЕЕ ЄС у 2019 р.

У дослідженні доводиться, що причинами диференціації цін ЕЕ в європейських країнах є різна ринкова кон'юнктура, а саме споживча та

виробнича орієнтація національних РЕЕ. У роботі наведені результати кластерного аналізу, який проведено в 2 етапи (за окремими причинами), метою якого є зменшення цінового спреда в кожному кластері. При цьому безпосередньо ціни ЕЕ не брали участь в ролі змінної в кластерному аналізі, а накладалися на його результати.

Спочатку проаналізовано споживчу орієнтацію, відкритість і самозабезпеченість енергосистем як першу причину диференціації цін ЕЕ в європейському просторі. На *рис. 2.18* наведено структуру покриття попиту на ЕЕ в країнах ЄС у 2019 р., яка засвідчує їх неоднорідність за джерелами пропозиції ЕЕ.

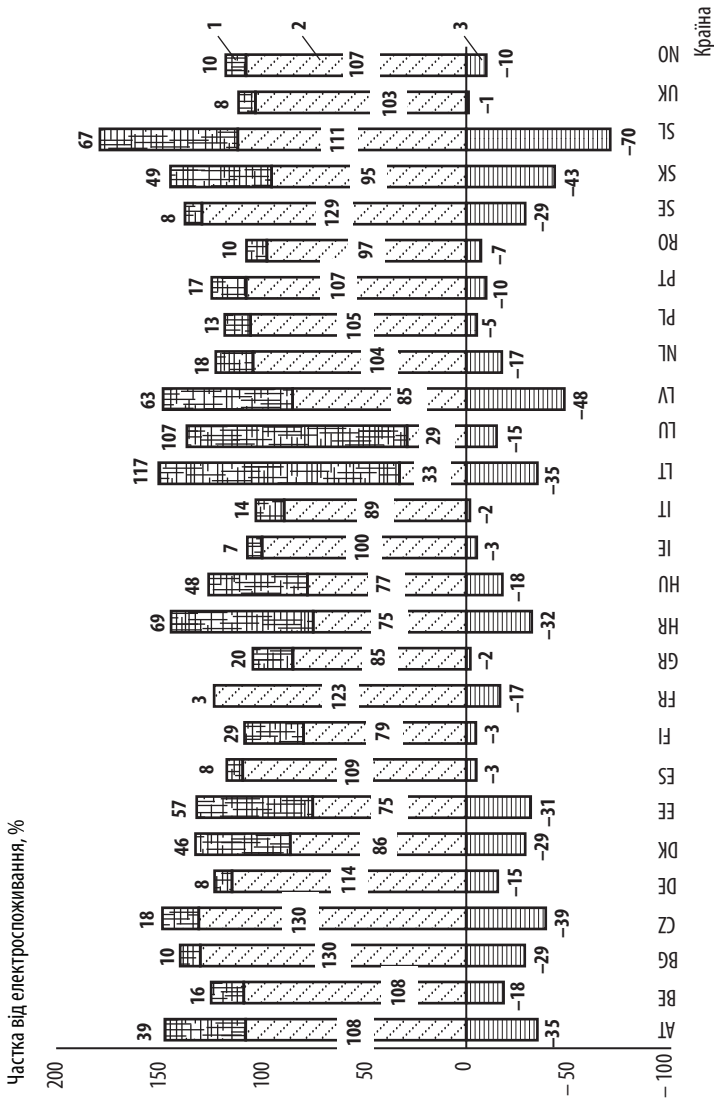
За означеними показниками було проведено кластерний аналіз. Результати проведеної ієрархічної кластеризації дозволили припустити, а ітеративною – уточнити та довести наявність трьох кластерів (*рис. 2.19, табл. 2.32*).

До 1-го кластера було віднесено 8 експортоорієнтованих країн. Проте вони були й крупними імпортерами ЕЕ. Переваги ринкової міжкордонної торгівлі дозволяли їм купувати одну з найдешевших ЕЕ в ЄС, реалізуючи дорогі виробничі надлишки в інші торгові зони. Середнє значення ціни ЕЕ в кластері склало 40,2 Євро/МВт·год, а ціновий спред всередині кластера склав 27 %.

До 2-го кластера увійшли 9 імпортоорієнтованих країн, в яких обсяги імпорту переважали над експортом ЕЕ. Проте, навіть маючи недостатній рівень розвитку власної електрогенерації, ці країни перекачували через свої торгові зони значні потоки ЕЕ в обох напрямках. Відкритість границь національних РЕЕ дозволяла стримувати різке зростання цін ЕЕ. Середня ціна всередині кластера склала 43,5 Євро/МВт·год, а спред між цінами склав 22 %;

До 3-го кластера було віднесено 10 внутрішньоорієнтованих країн, які мали незначні обсяги торгівлі із іншими торговими зонами. Це змушувало їх приймати на себе всі ризики покриття витрат внутрішньої електрогенерації, внаслідок цього середня ціна ЕЕ в цьому кластері виявилася найвищою та склала 46,6 Євро/МВт·год, а ціновий спред склав 54 %.

РОЗДІЛ 2. Європейський досвід формування конкурентних ринків електричної енергії



1 – частка імпорту у валовому електроспоживанні; 2 – частка чистої електрогенерації у валовому електроспоживанні; 3 – частка експорту від чистої електрогенерації

Рис. 2.18. Структура покриття попиту на ЕЕ в країнах ЄС у 2019 р.

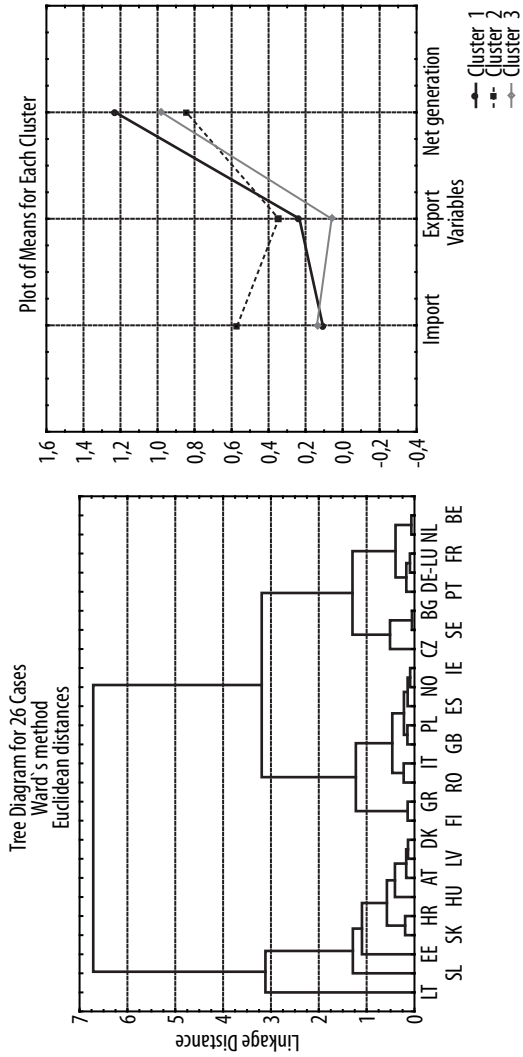


Рис. 2.19. Кластерний аналіз національних РЕЕ ЄС за споживчою орієнтацією у 4 кварталі 2019 р.

Таблиця 2.32

Кластеризація європейських країн за споживчою орієнтацією РЕЕ та визначення рівня цінової диференціації у 4 кварталі 2019 р.

№	Орієнтація кластера	Члени кластера	Кількість членів	Середні значення, %			Ціна РЕЕ, Євро/МВт·год			Ціновий спред, %
				імпорт	експорт	чиста генерація	мін.	макс.	сер.	
1	Експортна	BE, BG, CZ, DE-LU, FR, PT, SE, NO	8	11	23	123	36,7	46,6	40,2	27
2	Імпортна	DK, EE, HR, LV, LT, HU, SK, SL	9	57	34	84	38,7	47,3	43,5	22
3	Внутрішня	IE, GR, ES, IT, NL, PL, RO, FI, GB	10	14	5	97	38,6	59,5	46,6	54

Другою причиною цінової диференціації РЕЕ в європейському просторі визначено виробничу орієнтацію електрогенерації. На рис. 2.20 наведено структуру внутрішньої електрогенерації країн ЄС у 2019 р.

Результати кластеризації країн ЄС за структурою внутрішньої електрогенерації наведені на рис. 2.21 та у табл. 2.33, які дозволили розподілити європейські країни на 5 кластерів. Найменування кластерів було обрано за домінуючим типом електрогенерації:

- 1-й кластер – 5 країн, визначальною особливістю яких стало домінування гідроелектрогенерації;
- 2-й кластер – 4 країни, основу яких складала атомна генерація;
- 3-й кластер – 6 країн, в яких високорозвиненою була «зелена» електроенергетика;

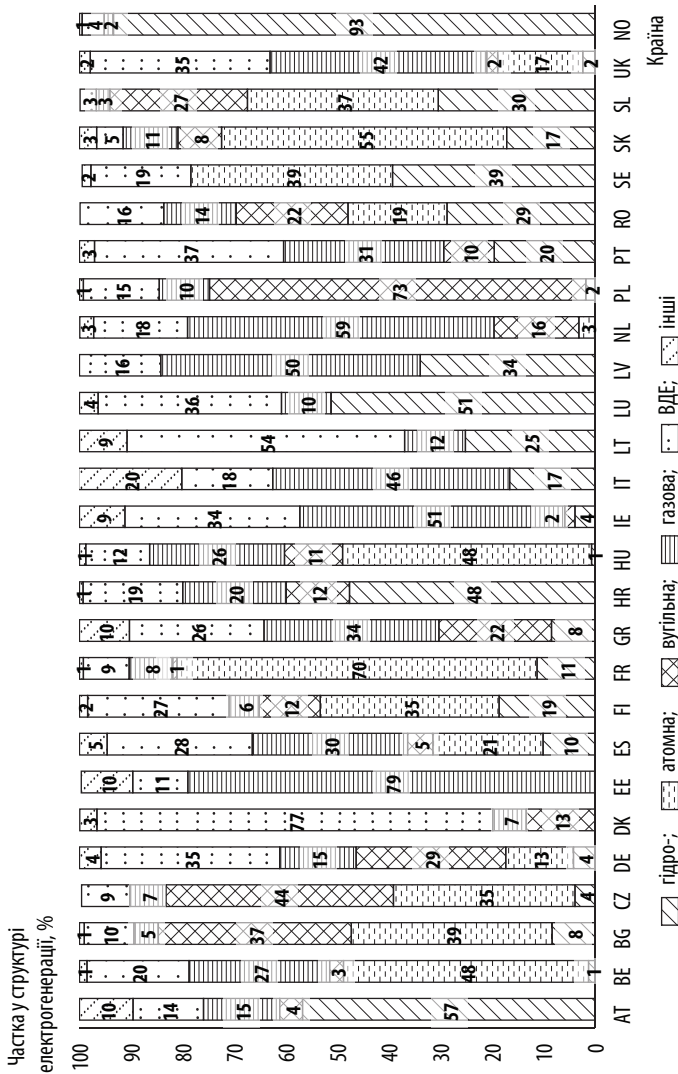


Рис. 2.20. Структура електрогенерації в країнах ЄС у 2019 р.

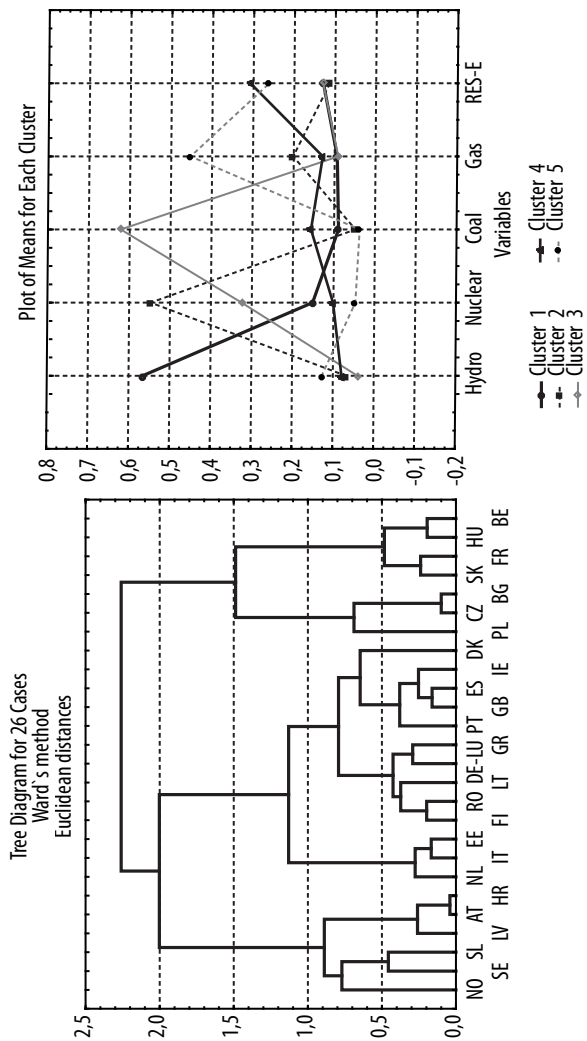


Рис. 2.21. Кластерний аналіз національних РЕЕ ЄС за виробничою орієнтацією у 4 кварталі 2019 р.

Таблиця 2.33

Кластеризація європейських країн за виробничою орієнтацією РЕЕ та визначення рівня цінової диференціації у 4 квартали 2019 р.

№ з/п	Орієнтація кластера	Члени кластера	Кількість членів	Середні, %				Ціна ЕЕ, Євро/МВт-год			Ціновий серед., %	
				гідро-	атомна	вугільна	газова	ВДЕ	мін.	макс.		сер.
1	Гідро	NO, SE, SL, AT, HR	5	57	16	9	10	13	38,7	46,9	43,1	27
2	Атомна	SK, FR, HU, BE	4	8	55	5	20	11	39,3	47,3	42,0	21
3	Зелена	DK, GR, LT, RO, FI, DE-LU	6	9	11	16	13	31	36,7	59,5	44,8	62
4	Газова	EE, IE, ES, IT, LV, NL, PT, GB	8	14	5	4	46	26	39,4	48,1	43,8	22
5	Вугільна	BG, CZ, PL	3	5	33	63	9	13	39,3	49,1	45,0	25

РОЗДІЛ 2. Європейський досвід формування конкурентних ринків електричної енергії

- 4-й кластер – 8 країн, де домінувала газова електрогенерація;
- 5-й кластер – 3 країни, в яких переважала вугільна електрогенерація.

У результаті кластеризації спред між максимальними та мінімальними цінами для 1, 2, 4, 5 кластерів було зменшено до 21–27 %. У 3-му кластері він залишився незмінним, оскільки ЕЕ із ВДЕ торгується на РЕЕ за мінімальними цінами, тому інші види генерації визначають його маржинальну ціну.

Порівняння результатів дослідження у 4 кварталі 2019 р. і результатами 3 кварталу 2019 р. (Додаток Е) доводить мінливість кластерних позицій окремих країн, що обумовлює варіабельність цін у європейському середовищі.

Проведене дослідження дозволяє надати параметричну ідентифікацію європейських країн за ключовими характеристиками ринкової кон'юнктури, що є підставою для диференціації цін ЕЕ (табл. 2.34, рис. 2.22).

Таблиця 2.34

Диференціація цін ЕЕ в ЄС за ключовими характеристиками ринкової кон'юнктури у 4 кварталі 2019 р.

Країна	Ціна ЕЕ, Євро/ МВт-год	Квартиль	Споживча орієнтація	Виробнича орієнтація	Пов'язані ринки	Ціновий спред, %
1	2	3	4	5	6	7
AT	40,0	2	Імпортна	Гідро-	2	9
BE	39,3	2	Експортна	Атомна	1	7
BG	46,6	3	Експортна	Вугільна	0	27
CZ	39,3	2	Експортна	Вугільна	3	7
DE-LU	36,7	1	Експортна	Зелена	5	0
DK	38,7	1	Імпортна	Зелена	2	5
EE	44,1	3	Імпортна	Зелена	1	20
ES	41,1	2	Внутрішня	Газова	1	12
FI	43,5	3	Внутрішня	Зелена	1	19

Закінчення табл. 2.34

1	2	3	4	5	6	7
FR	40,4	2	Експортна	Атомна	1	10
GR	59,5	4	Внутрішня	Газова	0	62
HR	46,9	4	Імпортна	Гідро-	2	28
HU	47,3	4	Імпортна	Атомна	3	29
IE	46,2	3	Внутрішня	Газова	2	26
IT	48,1	4	Внутрішня	Газова	0	31
LT	43,5	3	Імпортна	Зелена	2	19
LV	43,9	3	Імпортна	Газова	2	20
NL	39,4	2	Внутрішня	Газова	3	7
PL	49,1	4	Внутрішня	Вугільна	0	34
PT	41,0	2	Внутрішня	Газова	1	12
RO	47,0	4	Внутрішня	Зелена	1	28
SE	38,7	1	Експортна	Атомна	4	5
SL	46,2	3	Імпортна	Гідро-	1	26
SK	41,0	2	Імпортна	Атомна	1	12
GB	46,7	3	Внутрішня	Газова	1	27
NO	38,6	1	Експортна	Гідро-	1	5

Отже, можна визначити такі причини, що впливають на диференціацію цін ЕЕ в ЄС:

- 1) відкриття границь сприяє найкращому збалансуванню національних енергосистем, що позначається на зниженні цін ЕЕ;
- 2) експортоорієнтовані РЕЕ зазвичай мають більш дешеву ЕЕ для внутрішнього споживання, реалізуючи дорогі виробничі надлишки на зовнішні ринки, тоді як ціна ЕЕ на імпортоорієнтованих не завжди є найвищою та залежить від розвитку зв'язків із суміжними ринками. Внутрішня орієнтація, навпаки, проковує зростання цін ЕЕ;

РОЗДІЛ 2. Європейський досвід формування конкурентних ринків електричної енергії

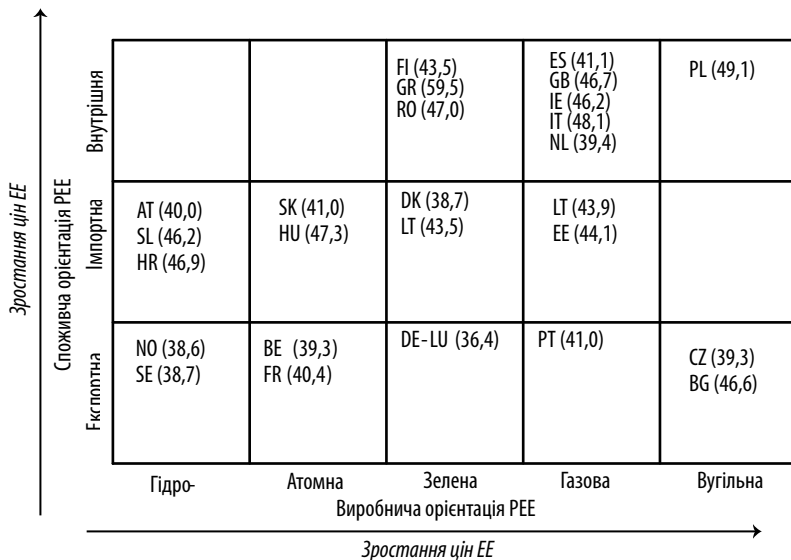


Рис. 2.22. Матриця диференціації цін ЕЕ в ЄС у площині «споживча-виробнича» орієнтація РЕЕ

- 3) сприяє зниженню цін ЕЕ орієнтація на гідро- та атомну електрогенерацію. Водночас важливе значення мають інші джерела, оскільки маржинальний енергоблок визначатиме загальну динаміку цін на ринку;
- 4) розбудова зеленої електроенергетики в країнах ЄС має неоднозначний вплив на ціни ЕЕ;
- 5) переважання в структурі генерації викопних джерел генерації штовхатиме ціни вгору. При цьому вугільно-орієнтовані РЕЕ мають найвищі ціни, знизити які можливо лише за рахунок участі у зовнішній торгівлі.

3.1. Ретроспективний аналіз функціонування ринку електричної енергії України за моделі одностороннього енергетичного пулу

Лібералізацію РЕЕ України було розпочато ще у 1996 р., коли на зміну вертикально-інтегрованої державно-регульованій моделі прийшла модель енергетичного пулу, у формі обов'язкової централізованої односторонньої енергетичної біржі, на якій здійснювалася купівля необхідних обсягів ЕЕ у виробників єдиним покупцем, їх перепродаж постачальникам, і встановлювалися середньозважені ціни на добу наперед. У результаті часткової реорганізації були відокремлені виробництво, передача, розподіл і постачання ЕЕ, було створено два незалежні державні підприємства: ДП «НЕК Укренерго» з функціями оперативно-технологічного управління Об'єднаною енергосистемою України (ОЕС України) та передачі ЕЕ магістральними електромережами від генерації до розподільних електромереж [239] та ДП «Енергоринок» з комерційними функціями купівлі та оптового постачання ЕЕ [239]. Таку модель оптового РЕЕ України було створено за зразком моделі енергетичного пулу Англії та Уельсу 1990 р. Однак сам британський пул було замінено Новим порядком торгівлі ЕЕ в Англії та Уельсі у 2001 р., до якого у 2005 р. приєдналася Шотландія, а у 2013 р. було прийнято Закон про електроенергетику, в якому визначено подальші напрями лібералізації [241]. Доцільність переходу РЕЕ України до цієї моделі була обумовлена нестабільною роботою енергосистеми, викликаного проблемами неплатежів і накопиченням заборгованості споживачами за відпущену ЕЕ. Зокрема, до 1999 р. переважали різні форми бартерних розрахунків і тільки 6 % оплати здійснювались грошовими коштами [242].

Правову основу моделі обов'язкового одностороннього енергетичного пулу склав Закон України «Про електроенергетику» від 16.10.1997

РОЗДІЛ 3. Особливості реформування ринку електричної енергії України

№ 575/97-ВР [243], згідно з яким (ст. 15 цього Закону) купівля всієї ЕЕ, виробленої на електростанціях, потужність чи обсяг відпуску яких перевищують граничні показники (встановлена потужність яких перевищує 20 МВт та / або обсяг виробництва ЕЕ у 100 млн кВт·год за попередній рік), та весь її оптовий продаж здійснювалися на оптовому ринку електричної енергії (ОРЕ) України [243] (рис. 3.1). Останній, своєю чергою, був визначений як впорядкована система здійснення операцій купівлі-продажу ЕЕ на підставі Договору між членами Оптового ринку електричної енергії України [244]). До складу учасників ОРЕ України входили (табл. 3.1) [243–245]:

- енергогенеруючі компанії, а саме АЕС, ТЕС, ГЕС, ГАЕС, ТЕЦ, електростанції на ВДЕ та блок-станції;
- «єдиний покупець» в особі ДП «Енергоринок», який здійснював функції оптового постачальника ЕЕ, розпорядника системи розрахунків, розпорядника коштів, головного оператора системи комерційного обліку ЕЕ, Секретаріату Ради оптового РЕЕ, розрахункового центру, сторони, що супроводжує систему функціонування ОРЕ та договірні відносини;
- електропередавальна організація в особі ДП «НЕК Укренерго», яка здійснювала диспетчерське управління та передачу ЕЕ внутрішніми та міждержавними магістральними електромережами;
- постачальники за регульованим тарифом, так звані обленерго, які також поєднували функції операторів розподільних мереж;
- постачальники за нерегульованим тарифом, які здійснювали постачання ЕЕ непобутовим споживачам на конкурентних засадах за договірними цінами.

Загалом визначений у Законі України «Про електроенергетику» склад учасників РЕЕ був неповним і стосувався переважно відносин між ними, що виникають на оптовому рівні (окрім ст. 17, 25–26, котрі стосувалися кінцевого споживача безпосередньо).

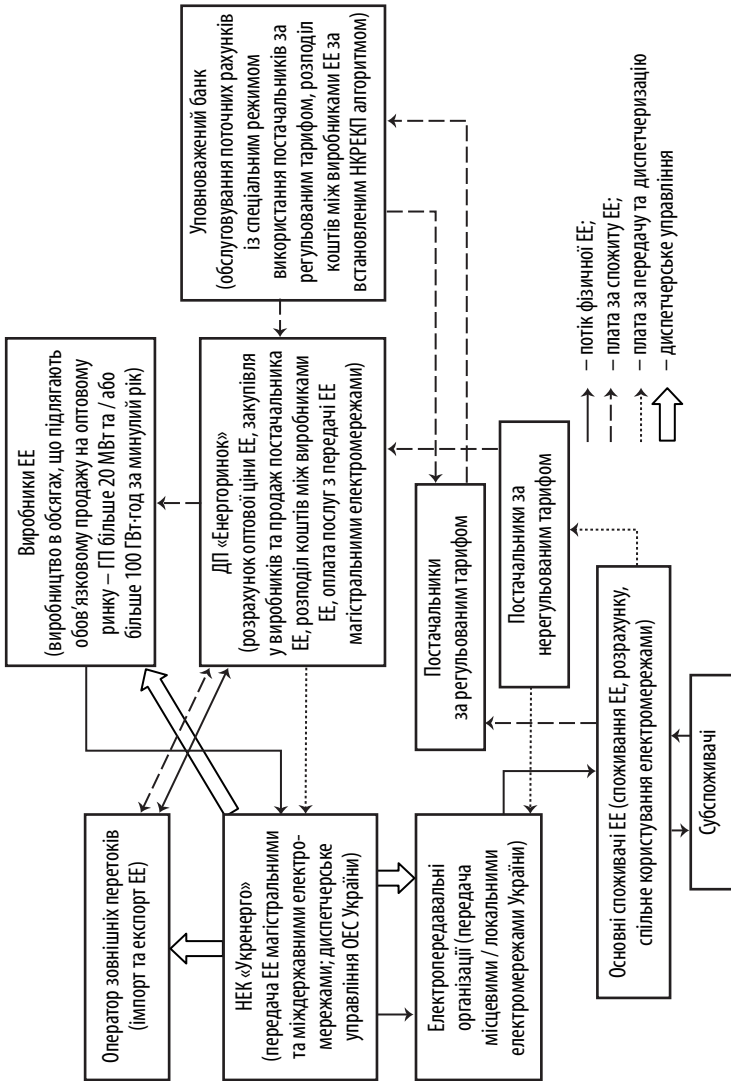


Рис. 3.1. Схема організації оптового РЕЕ України за моделі енергетичного пулу [245]

Основними органами державного управління національним РЕЕ виступали(-ють):

- центральний органом виконавчої влади, що здійснює управління в електроенергетиці – Міністерство, яке було створено у 1993 р. та за час свого існування й дотепер воно 6 разів змінювало свою назву, а отже, й свої функції. Наразі це Міністерство енергетики України [246]. Згідно з Правилами ОРЕ Міністерство затверджувало енергетичні характеристики енергоблоків, прогнозний баланс електроенергії ОЕС України на розрахунковий період, річний графік ремонту обладнання енергоблоків та інші технічні характеристики, необхідні розпоряднику системи для коректного акцепту заявок [247];
- енергетичний регулятор, що здійснює державне регулювання, моніторинг і контроль за діяльністю на енергетичних ринках. Цей орган було створено у 1994 р., із того часу й дотепер він також 6 разів змінював свою назву та статус. Наразі це Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП), діяльність якої регулюється згідно з Законом від 22.09.2016 № 1540-VIII [248]. До функцій енергетичного регулятора, зокрема, належало (повний перелік функцій регулятора міститься у ст. 17 Закону України від 22.09.2016 № 1540-VIII) встановлення державно регульованих ціни і тарифи на товари суб'єктів природних монополій та інших суб'єктів господарювання (виробників ЕЕ, що не працювали за ціновими заявками), що провадять діяльність на ринках у сферах енергетики та комунальних послуг [247].

ОРЕ України під керівництвом ДП «Енергоринок» представляв гігантську машину з річним обігом 210 млрд грн у 2018 р. (табл. 3.1) [245]. Однак нестабільність економічної кон'юнктури України призвела до того, що за 10-річний період місткість ОРЕ України скоротилася на 8 % у натуральному виразі, проте зросла у 4 рази у вартісному. Озброєний політичний конфлікт на сході України та окупація АПК обумовили різке скорочення місткості РЕЕ у 2014–2015 рр.

Таблиця 3.1

Динаміка РЕЕ України у 2009 – 2018 рр. [245; 249]

Показник	Рік										
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
Місткість оптового РЕЕ, ТВт-год	152,5	166,6	172,3	176,3	172,1	161,6	142,0	137,6	135,6	140,2	
млрд грн	52,9	67,7	87,2	101,5	105,5	111,9	135,5	162,3	178,0	210,1	
Середньорічна оптова ціна продажу РЕ, грн/МВт-год	347	406	506	576	613	693	954	1179	1313	1499	
Євро/МВт-год	31,9	38,6	45,6	56,1	57,8	44,1	39,4	41,7	43,7	46,6	
Виробництво РЕ, ТВт-год	156,6	171,0	176,6	180,5	176,3	165,8	144,1	141,3	142,3	146,1	
млрд грн	47,12	61,61	80,84	93,94	97,77	103,77	119	145,65	160,6	194,32	
Середньорічна оптова ціна купівлі РЕ, грн/МВт-год	301	360	458	520	555	626	826	1031	1129	1330	
Євро/МВт-год	27,7	34,2	41,3	50,7	52,3	39,8	34,1	36,4	37,6	41,4	
Експорт РЕ, ТВт-год	4,1	4,2	6,5	9,8	9,9	11,1	3,6	4,0	5,2	6,2	
млрд грн	1,89	1,88	3,78	5,86	6,03	8,76		6,14	8,14	11,2	
Імпорт, ТВт-год	0,29	0,3	0,46	0,53	0,8	1,11	2,91	0,77	0,48	0,3	
Постачання за регульованим тарифом (ПРТ), ТВт-год	134,1	145,75	146,45	146,04	139,58	125,8	119,63	119,85	117,17	117,51	
млрд грн	44,83	57,13	70,99	80,23	81,95	82,41	107,95	137,56	148,76	168,62	

РОЗДІЛ 3. Особливості реформування ринку електричної енергії України

Закінчення табл. 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Середньорічна ціна купівлі ЕЕ ПРТ, грн/МВт-год	334	392	485	549	587	655	902	1148	1270	1435
Євро/МВт-год	30,8	37,2	43,7	53,5	55,3	41,7	37,2	40,6	42,3	44,6
Постачання за нерегульованим тарифом (ПНТ), ТВт-год	14,05	13,36	18,94	19,82	21,8	23,56	10,72	9,98	13,31	16,53
млрд грн	6,16	8,65	12,2	15,21	17,33	20,17	13,47	14,63	21,12	30,29
Середньорічна ціна купівлі ЕЕ ПНТ, грн/МВт-год	438	647	644	767	795	856	1257	1466	1587	1832
Євро/МВт-год	40,3	61,5	58,1	74,7	74,9	54,5	51,9	51,8	52,9	57,0

Місткість ОРЕ у 2015 р. складала лише 83 % від її рівня у 2013 р. та 3 роки поспіль, у 2015–2017 рр., демонструвала неухильну тенденцію до скорочення. У 2018 р. вдалося стабілізувати це падіння та її рівень збільшившись на 3 % порівняно із 2017 р., проте залишився меншим на 1 % від рівня 2015 р. Середньорічна ціна купівлі ЕЕ у гривневому еквіваленті зросла у 4,3 разу, тоді як у євро – на 46 %. Отже, основною причиною зростання ціни ЕЕ стала девальвація національної валюти, тоді як інші фундаментальні чинники обумовлювали зростання на 4 % щорічно.

У відповідь на зниження споживчого попиту товарний відпуск ЕЕ виробниками в Україні скоротився на 7 % у натуральному та зріс у 4,1 разу у вартісному виразі у 2009–2018 рр. Середньорічна ціна продажу ЕЕ виробниками зросла у 4,4 разу у гривневому еквіваленті, тоді як у євро – на 49 %. Експорт ЕЕ зріс на 50 % у натуральному та у 4,9 разу у вартісному виразі, який здійснювався переважно в країни ЄС та Молдову. Однак у 2011–2014 рр. його обсяги були значно вищими за рахунок активної торгівлі ЕЕ із Білоруссю. Імпорт ЕЕ зріс лише на 3 % та здійснювався переважно в режимі технологічних перетоків. У 2014–2015 рр. незбалансованість національної енергосистеми обумовила зростання обсягів імпорту до 1,1 та 2,9 ТВт·год, яка закуповувалася в основному в РФ.

Постачання ЕЕ за регульованим тарифом за цей період скоротилося на 12 % у натуральному та зросло у 3,8 разу у вартісному виразі. Тоді як постачання ЕЕ за нерегульованим тарифом зросло на 18 % у натуральному та у 4,9 разу у вартісному виразі. Загалом намітилася тенденція до зміни структури постачання ЕЕ, якщо у 2009 р. на частку постачальників за регульованим тарифом припадало 91 % купівлі ЕЕ на ОРЕ, то у 2018 р. вже 88 %, що засвідчує про розвиток конкуренції на роздрібному РЕЕ. Середньорічні ціни у обох типів постачальників зросли у 4,2 разу у гривневому еквіваленті та на 45 % та 41 % у євро відповідно за типами. Проте ціни у постачальників за нерегульованим тарифом були вищими в середньому на 25–40 %, аніж у постачальників за регульованим тарифом.

Усі суб'єкти ОРЕ України були ліцензіатами (табл. 3.2) та підпадали під регулювання НКРЕКП.

Таблиця 3.2

Кількість виданих ліцензій НКРЕКП у сфері електроенергетики
у 2013–2018 рр. [245; 249; 250]

Сфера господарювання	Станом на (місяць, рік)						
	01.13	01.14	01.15	01.16	01.17	09.17	12.18
Виробництво ЕЕ	182	225	239	276	323	365	515
Оптове постачання ЕЕ	1	1	1	1	1	1	1
Передача магістральними та міждержавними електромережами	1	1	1	1	1	1	1
Передача локальними електромережами	45	45	45	45	40	40	40
Постачання за регульованим тарифом	42	42	41	42	37	37	37
Постачання за нерегульованим тарифом	278	257	275	н/д	н/д	147	224

Як видно із табл. 3.2, відбувалося збільшення кількості ліцензіатів на ОРЕ у 2013–2018 рр., але в основному за рахунок зростання кількості виробників у 2,8 разу, яка, своєю чергою, збільшувалася за рахунок активної розбудови сегмента «зеленої» електроенергетики. Чисельність інших груп учасників поступово скорочувалася.

Хоча модель одностороннього обов'язкового енергетичного пулу можна визнати як конкурентну, більшість учасників ОРЕ підпадали під державне регулювання, а саме: генерація на АЕС, ГЕС і ГАЕС, ТЕЦ і зелена енергетика, а також магістральні електричні мережі та розподільні мережі. Останні два сегменти РЕЕ було визначено як національну та локальні природні монополії, регулювання яких здійснювалося НКРЕКП відповідно до Закону України «Про природні монополії» від 20.04.2000 № 1682-III [251].

Конкуренція на ОРЕ виникала тільки між виробниками ЕЕ, що працювали за ціновими заявками – переважно між підприємствами ТЕС, а також, можливо, між іншими виробниками за рішенням Ради ОРЕ [244; 247].

ТЕС щоденно до 10 год подавали погодинні цінові заявки і заявки робочої потужності для кожного енергоблоку, який міг би бути включений в роботу протягом 24 год (для газо-мазутного блоку 800 МВт –72 год) Цінова заявка відображала рівень цін, за якими виробник ЕЕ спроможний продавати ЕЕ на ОРЕ. Заявка робочої потужності відображала потенційну спроможність кожного блоку виробляти ЕЕ в кожний розрахунковий період наступної доби [244; 247].

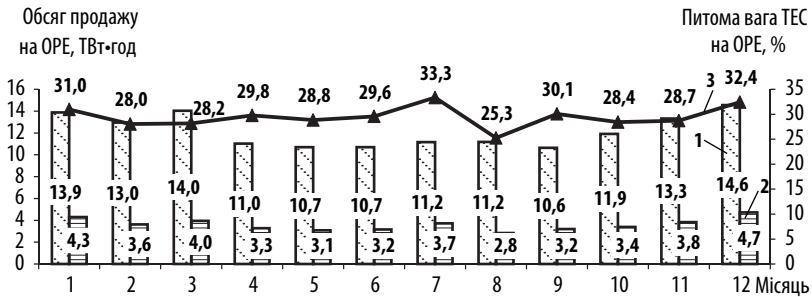
Відбір цінових заявок і заявок робочої потужності проводився за комплексною процедурою, за результатами якої виробникам-переможцям централізованого аукціону встановлювалися різні види платежів: за відпущену ЕЕ, за відхилення фактичного виробітку від заданого графіка для створення резерву і виконання вимог системи, зменшення платежу блоку за порушення режиму роботи, за робочу потужність, за маневреність, за пуск блоку, за розвантаження нижче мінімально допустимого складу обладнання станції, додаткові платежі [244; 247].

За моделі одностороннього енергетичного пулу діяв середньозважений метод ціноутворення за заявленими цінами виробників ЕЕ, а сам ОРЕ фактично працював як ринок на добу наперед. Виробники ЕЕ, що працювали за ціновими заявками, надавали ДП «Енергоринок» розширений перелік даних, а останній повинен був врахувати також вимоги операційної безпеки енергосистеми, що дозволяє стверджувати, що він суміжно із ДП «НЕК Укренерго» виконував функції системного оператора.

Динаміку продажу ЕЕ виробниками, що працювали за ціновими заявками, у натуральному виразі наведено на *рис. 3.2*, а у вартісному – на *рис. 3.3*.

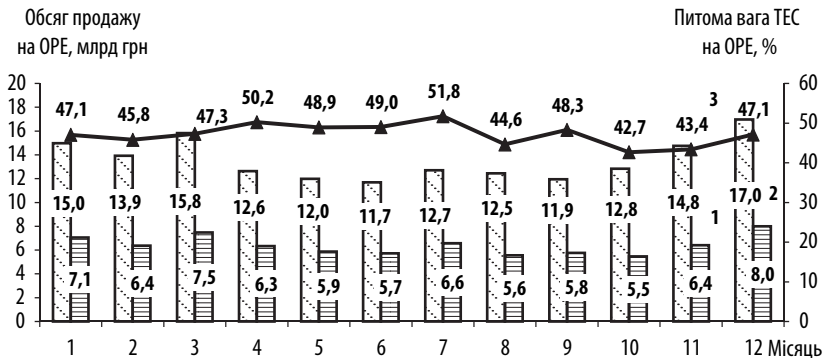
Як видно із *рис. 3.2* і *рис. 3.3*, у 2018 р. виробники ЕЕ, що працювали за ціновими заявками, продали на ОРЕ 43,1 ТВт·год ЕЕ на суму 76,6 млрд грн, тобто їх частка складала 29,5 % у натуральному та 47 % у вартісному виразі. При цьому найбільша їх частка у натуральному виразі спостерігалася у липні за рахунок зниження частки АЕС, а також грудні через зростання навантаження в ОЕС України.

РОЗДІЛ 3. Особливості реформування ринку електричної енергії України



1 – загальний обсяг продажу ЕЕ на ОРЕ; 2 – обсяг продажу ЕЕ на ОРЕ виробниками за ціновими заявками; 3 – частка виробників за ціновими заявками на ОРЕ

Рис. 3.2. Динаміка продажу ЕЕ виробниками, що працювали за ціновими заявками, у 2018 р. у натуральному еквіваленті [252]



1 – загальний обсяг продажу ЕЕ на ОРЕ; 2 – обсяг продажу ЕЕ на ОРЕ виробниками за ціновими заявками; 3 – частка виробників за ціновими заявками на ОРЕ

Рис. 3.3. Динаміка продажу ЕЕ виробниками, що працювали за ціновими заявками, у 2018 р. у вартісному еквіваленті [252]

Тоді як найбільша частка у вартісному виразі мала місце у липні через збільшення виробництва, а також у квітні внаслідок збільшення ціни ЕЕ в період паводку. Виходячи з того, що товарний відпуск ЕЕ ТЕС склав близько половини всієї місткості ОРЕ у вартісному виразі, та

їх енергоблоки покривали залишкове навантаження в енергосистемі, можна припустити, що цінові заявки ТЕС виступали як маржинальні, здійснюючи вирішальний вплив на оптову ринкову ціну ЕЕ.

За ціновими заявками працювали 5 гравців, які сумарно володіли 21,8 ГВт потужності, що розміщувалася на 75 енергоблоках у 2018 р.: ПАТ «Центрэнерго», ПАТ «ДТЕК-Дніпроэнерго»; ТОВ «ДТЕК-Східенерго»; ПАТ «ДТЕК-Західенерго»; ПАТ «Донбасенерго» [252]. У 2018 р. середньозважені місячні ціни ЕЕ ТЕС коливалися в діапазоні від 1617 грн/МВт·год до 1967 грн/МВт·год, тоді як відповідні значення у виробників – від 303 грн/МВт·год до 2274 грн/МВт·год (рис. 3.4).

Зазвичай найвищими були ціни ЕЕ у ПАТ «Донбасенерго», а найнижчими – у ПАТ «ДТЕК-Західенерго». Протягом 2018 р. найвищі ціни у виробників ЕЕ за ціновими заявками фіксувалися у квітні та жовтні – у період паводку та посухи.

У структурі ціни ЕЕ у виробників за ціновими заявками найбільша питома вага припадала на 3 складові платежів: за відпущену ЕЕ, за роботу потужність, за маневреність, сумарна частка яких коливалася від 96 % до майже 100 % (рис. 3.5). У структурі платежів найбільшу плату за відпущену ЕЕ отримувала ПАТ «ДТЕК-Західенерго», найбільшу плату за роботу потужність – ТОВ «ДТЕК-Східенерго», а найбільшу плату за маневреність – ПАТ «Донбасенерго». Інші виробники ЕЕ працювали на РЕЕ за державно регульованими цінами, рівень яких встановлювався НКРЕКП, та подавали «єдиному покупцю» заявку робочої потужності на наступну добу.

Різні типи генерації мали різну структуру витрат (рис. 3.6), однак середньозважений метод ціноутворення дозволяв нівелювати високі ціни для ТЕС та «зелені» тарифи із низькими цінами для АЕС та ГЕС (табл. 3.3).

Як видно із табл. 3.3, тарифи для АЕС та ГЕС складали лише 35 % та 45 % від оптової ринкової ціни у 2018 р., тоді як ТЕС перевищували її рівень на 14 %, ТЕЦ – на 36 %, а зелені тарифи – на 212 %. У 2009–2018 рр. середньозважена ціна продажу ЕЕ на ОРЕ зросла у 4,8 разу, у тому числі для АЕС і ТЕС – у 4 рази, ГЕС і ГАЕС – у 6 разів, ВДЕ – у 4,5 разу, ТЕЦ – у 2,9 разу.

РОЗДІЛ 3. Особливості реформування ринку електричної енергії України

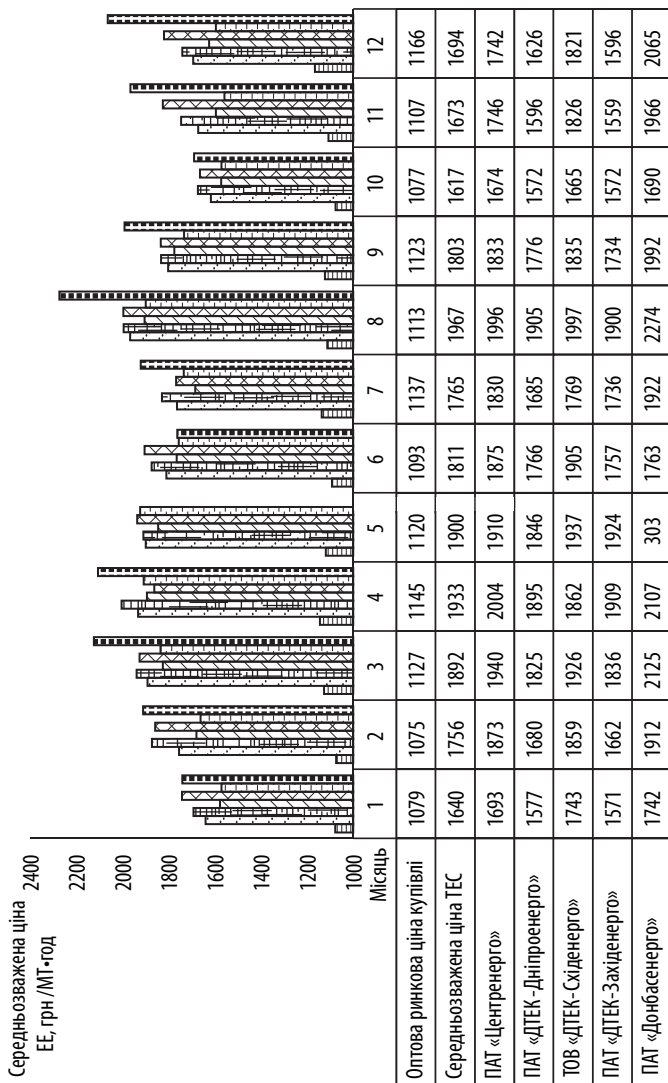


Рис. 3.4. Динаміка середньозважених цін виробників ЕЕ, які працювали за ціновими заявками на ОРЕ, у 2018 р. [252]

Наукове забезпечення лібералізації ринку електричної енергії України

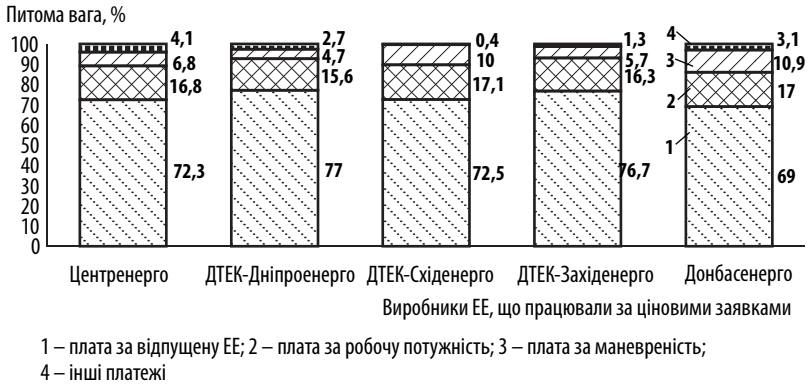


Рис. 3.5. Структура платежів виробникам ЕЕ, які працювали за ціновими заявками, у 2018 р. [245]

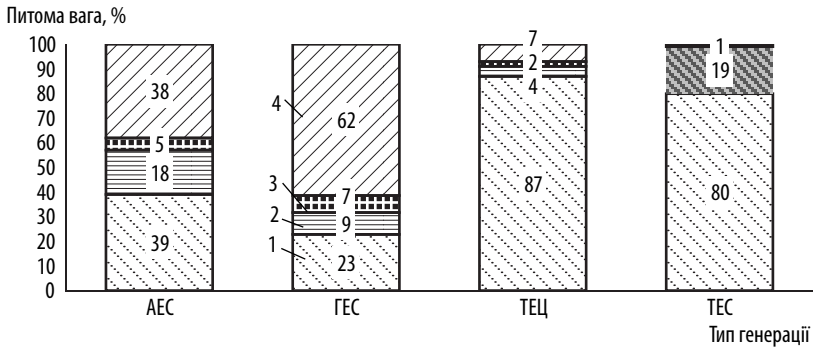


Рис. 3.6. Структура витрат за типами генерації ЕЕ у 2018 р. [245]

Примітка: для ТЕС наведено сумарну частку умовно-постійних витрат

Таблиця 3.3

Динаміка середніх цін на відпуск ЕЕ виробниками у 2009–2018 рр. [245; 249]

Ціна, грн/кВт·год	Рік									
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
АЕС	0,138	0,191	0,228	0,259	0,263	0,334	0,477	0,566	0,466	0,545
ГК ТЕС	0,439	0,538	0,668	0,705	0,761	0,849	1,056	1,491	1,595	1,778
ГЕС/ГАЕС	0,116	0,136	0,154	0,246	0,239	0,360	0,852	0,842	0,571	0,702
ТЕЦ	0,741	0,825	1,046	1,290	1,282	1,351	2,009	1,827	1,954	2,130
ВДЕ	1,090	1,101	1,547	3,182	3,110	3,409	5,239	5,678	5,828	4,870
Інші	н/д	0,709	0,721	0,957	1,081	1,031	1,203	1,393	1,509	н/д
Оптова ринкова ціна	0,325	0,360	0,458	0,520	0,554	0,626	0,826	1,030	1,129	1,561

Постачальники ЕЕ купували її в ОРЕ також за середньозваженою ціною, розрахованою за всіма задіяними енергоблоками у покритті прогнозного навантаження, яка також враховувала тариф на передачу, цільову надбавку / акциз на ЕЕ, а також дотації, що встановлюються постачальникам за регульованим тарифам, для компенсації збитків від постачання ЕЕ окремим категоріям споживачів. Порівняння структури оптової ринкової ціни купівлі ЕЕ у 2009 р. та 2018 р. наведено на рис. 3.7.

У структурі оптової ціни ЕЕ відбулися суттєві зміни. Якщо у 2009 р. частка безвуглецевої ЕЕ у ціні складала 20 %, то у 2018 р. – вже 30 %, у тому числі відбулося зростання вагомості АЕС на 2,1 %, ГЕС – на 1,5 %, а ВДЕ – на 6,2 %. Водночас частка ЕЕ викопного органічного походження залишилася майже незмінною. Відбулася зміна структури за рахунок скорочення виплат за дотаційними сертифікатами на 7 %, а також зниження питомої ваги передачі на 1,3 % та цільової надбавки – на 1,2 %.

Значну частку в оптовій ринковій ціні ЕЕ складали дотаційні сертифікати, що обумовлювало великий обсяг крос-субсидування одних категорій споживачів іншими та викривляло ціну ЕЕ (рис. 3.8).

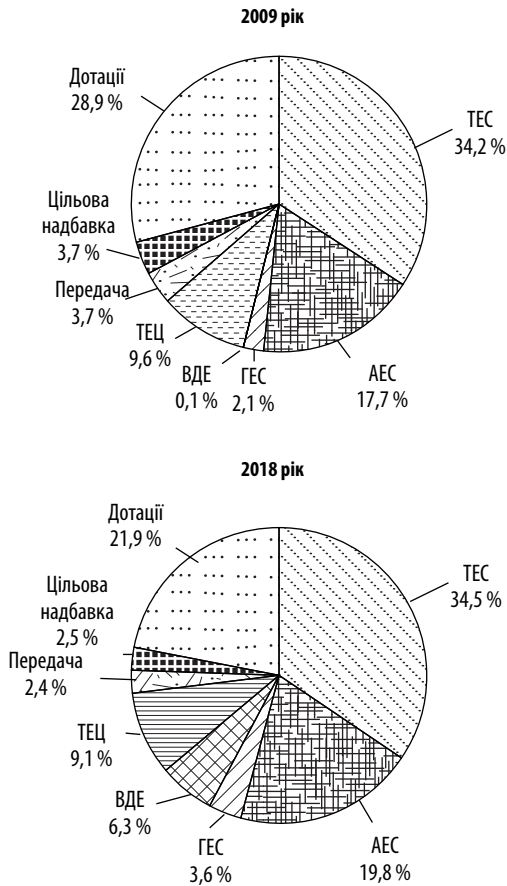


Рис. 3.7. Порівняння структури оптової ціни на ЕЕ у 2009 р. і 2018 р.
[245; 249]

Як видно із рис. 3.8, обсяг дотацій зріс у 2,5 разу у 2009–2018 рр., однак їх частка в оптовій ринковій ціні скоротилася на 7 %. Прийняте Постановою НКРЕКП від 26.02.2015 № 220 [253] рішення про підвищення тарифів на ЕЕ для побутових споживачів дозволило суттєво скоротити обсяг дотацій у 2017 р., однак зміна економічної кон'юнктури в Україні у 2018 р. вимагала подальшого їх зростання.

РОЗДІЛ 3. Особливості реформування ринку електричної енергії України

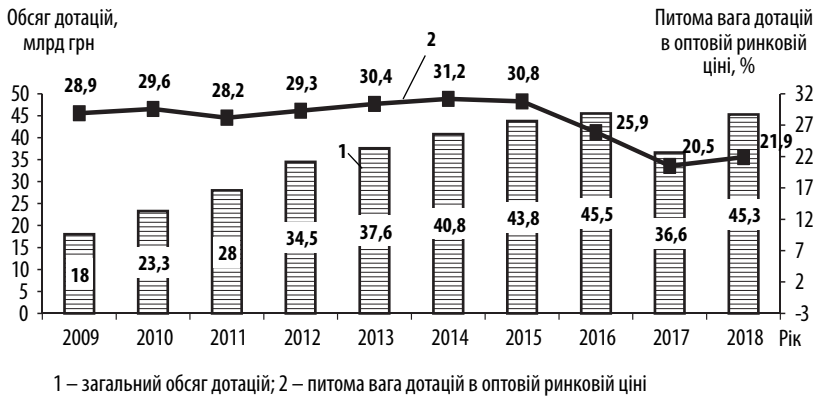


Рис. 3.8. Динаміка дотацій для компенсації втрат від здійснення постачання ЕЕ за регульованим тарифом у 2009–2018 рр. [245; 249]

Як видно із рис. 3.8, обсяг дотацій зріс у 2,5 разу у 2009–2018 рр., однак їх частка в оптовій ринковій ціні скоротилася на 7 %. Прийняте Постановою НКРЕКП від 26.02.2015 № 220 [253] рішення про підвищення тарифів на ЕЕ для побутових споживачів дозволило суттєво скоротити обсяг дотацій у 2017 р., однак зміна економічної кон'юнктури в Україні у 2018 р. вимагала подальшого їх зростання.

Отже, у моделі одностороннього обов'язкового енергетичному пулу застосовувався дискримінаційний метод ціноутворення як для виробників, так і для постачальників ЕЕ, а отже, і для споживачів ЕЕ.

ОРЕ України був висококонцентрованим, про що свідчить розподіл часток у натуральному виразі у 2013–2018 рр. (табл. 3.4).

Виходячи із табл. 3.4, домінуюче положення на ринку займало ДП НАЕК «Енергоатом» із часткою майже 55 %, а тридольний індекс концентрації на ОРЕ становив майже 90 %, тоді як індекс Херфіндала – Хіршмана склав близько 3800 у 2018 р. Таким чином, можна стверджувати про наявність значної ринкової влади у кожного із представлених 5 гравців ринку.

Таблиця 3.4

Динаміка зміни часток суб'єктів господарювання на ОРЕ
у 2013–2018 рр. [254]

Виробник	Рік					
	2013	2014	2015	2016	2017	2018
ДП НАЕК «Енергоатом»	44,4	50,1	56,4	53,9	56,9	54,6
Група ДТЕК	30,1	28,8	24,7	26,0	25,7	26,3
ПрАТ «Укргідроенерго»	7,7	5,2	4,3	6,1	6,7	7,7
ПАТ «Центренерго»	7,1	6,8	5,2	6,3	3,9	3,4
ПАТ «Донбасенерго»	5,1	3,8	2,6	1,9	1,4	1,8
Інші	5,6	5,2	6,8	5,9	5,4	6,2

Отже, модель енергетичного пулу, яка діяла в Україні ще до середини 2019 р., створила низку проблем, а саме [255–257]:

- цінову дискримінацію серед учасників ОРЕ та великий обсяг перехресного субсидування між ними;
- величезні борги між учасниками (станом на 31.08.2019 дебіторська заборгованість ДП «Енергоринок» становила 30,9 млрд грн, а кредиторська – 28,1 млрд грн);
- відсутність стимулів для інвестування в оновлення та розвиток енергосистеми України.

Водночас слід визнати і її здобутки, які дозволили забезпечити стабільність роботи ОЕС України:

- здатність до прогнозного та поточного балансування попиту та пропозиції ЕЕ;
- спроможність згладжувати цінові диспропорції між різними типами електрогенерації.

3.2. Реформування ринку електричної енергії України на проєвропейській основі

Модель енергетичного пулу майже одразу була визначена як перехідна до вільного двостороннього конкурентного РЕЕ. Наміри про перехід до європейської моделі конкурентного РЕЕ було проголошено ще у 2002 р. шляхом затвердження Концепції функціонування та розвитку РЕЕ України (Постанова КМУ від 16.11.2002 № 1789), згідно з якою передбачалося створення двох сегментів ринку, а саме ринку двосторонніх договорів (РДА) та БР [259], що відповідало моделям організації оптового РЕЕ країн ЄС 17-річної давнини. Цією концепцією було заплановано чотирьохетапний перехід до повномасштабного конкурентного ринку протягом 5 років, однак тільки у 2007 р. з'явився план заходів із реалізації Концепції 2002 р. (затверджений Розпорядження КМУ від 28.11.2007 № 1056-р [260]). У подальшому ці заходи переносилися з року в рік та зрештою залишилися нереалізованими (Концепція та план заходів втратили чинність згідно з Постановою КМУ від 23.09.2014 № 530 [261]). У 2013 р. Україна здійснила першу спробу імплементувати європейську модель шляхом прийняття Закону України «Про засади функціонування ринку електричної енергії України» від 24.10.2013 № 663-VII [262], однак переважна частина його положень залишилися нереалізованими.

Практичні кроки із лібералізації українського РЕЕ розпочалися у 2017 р.: 13.04.2017 р. був прийнятий, 08.06.2017 р. підписаний Президентом України та 11.06.2017 р. вступив в дію Закон України «Про ринок електричної енергії» № 2019-VIII (далі – Закон України № 2019-VIII) [263], який повністю скасував Закон України «Про засади функціонування ринку електричної енергії України» від 24.10.2013 № 663-VII [262] та поступово скасував дію Закону України «Про електроенергетику» від 16.10.1997 № 575/97-ВР [243]. Європейська модель РЕЕ почала діяти в Україні з 01.07.2019 р. Однак окремі елементи моделі енергетичного пулу ще залишаються в дії: цінове регулювання АЕС та ГЕС, відсутність відповідальності виробників ЕЕ з ВДЕ за небаланси, державне регулювання цін для побутових споживачів.

Лібералізація РЕЕ України була обумовлена необхідністю виконання її міжнародних зобов'язань перед Європейським Енергетичним співтовариством щодо імплементації *acquis communautaire* ЄС, передбачених Третім енергетичним пакетом [70]. Зокрема, Україна зобов'язалася привести у відповідність національне законодавство щодо таких нормативно-правових документів у сфері електроенергетики: Директиви 2009/72/ЄС про правила функціонування внутрішнього ринку електроенергії [264], а також Регламенту ЄС № 714/2009 стосовно умов доступу до мережі транскордонної передачі електроенергії [265]. Третім енергетичним пакетом ЄС, який наразі впроваджує Україна, підкреслено необхідність вертикального анбандлінгу елементів електроенергетичного циклу, надання права споживачу вибору постачальника, надання дозволів для будівництва та тендерні процедури вибору нових енергогенеруючих потужностей тощо [264; 265]. Однак, ані директива 2009/72/ЄС, ані Регламент № 714/2009 не зобов'язують Україну впроваджувати конкретну модель РЕЕ. Головне, щоб така модель передбачала відокремлення виробництва від передачі та розподіл від постачання ЕЕ [256]. Зобов'язання щодо створення операторів ринку для забезпечення функціонування РДН та ВДР, а також БР з'явилося лише у Регламенті ЄС 2015/1222 та Регламенті ЄС 2017/2165, але ці документи у графіку імплементації *acquis communautaire* ЄС України відсутні [266; 267].

Однак, прагнучи інтегруватися до європейських енергетичних ринків, Україна прийняла на себе добровільне зобов'язання щодо лібералізації національного РЕЕ на проєвропейській основі. Відтепер під РЕЕ в Україні розуміється «система відносин, що виникають між учасниками ринку під час здійснення купівлі-продажу ЕЕ та / або допоміжних послуг, передачі та розподілу, постачання ЕЕ споживачам» [263]. Мета реформування нового РЕЕ, прописана у преамбулі Закону № 2019-VIII, полягає у «забезпеченні надійного та безпечного постачання ЕЕ з урахуванням інтересів споживачів, розвитку ринкових відносин, мінімізації витрат на постачання ЕЕ та мінімізації негативного впливу на навколишнє природне середовище» [263]. Ст. 3 Закону № 2019-VIII визначено принципи функціонування РЕЕ, однак багато з них (незмінних позицій або правил поведінки) є похідними від інших (тобто є безсистемними та надлишковими).

РОЗДІЛ 3. Особливості реформування ринку електричної енергії України

Згідно з Законом № 2019-VIII суттєвого розширення набув перелік учасників РЕЕ України. Відповідно до ст. 1 цього Закону «учасник РЕЕ – виробник, електропостачальник, трейдер, оператор систем передачі (ОСП), оператор систем розподілу (ОСР), оператор ринку (ОР), гарантований покупець і споживач, які провадять свою діяльність на РЕЕ» [263] (табл. 3.5). В цілому наведений у [263] перелік учасників РЕЕ відповідає європейській моделі РЕЕ визначених Третім енергетичним пакетом, за істотним виключенням – відсутність визначення кваліфікованого споживача.

Таблиця 3.5

Склад учасників РЕЕ України за нової моделі [263]

Функція на РЕЕ	Учасник РЕЕ
1	2
Виробництво ЕЕ – діяльність, пов’язана з перетворенням енергії з енергетичних ресурсів будь-якого походження в ЕЕ за допомогою технічних засобів	Виробник ЕЕ – суб’єкт господарювання, який здійснює виробництво ЕЕ
Торги ЕЕ на РДН та ВДР – процес визначення обсягів і ціни на ЕЕ на організованих сегментах РЕЕ	Оператор ринку (ОР) – юридична особа, яка забезпечує функціонування РДН та ВДР та організацію купівлі-продажу ЕЕ на цих ринках
Трейдерська діяльність	Трейдер – суб’єкт господарювання, що здійснює купівлю ЕЕ виключно з метою її перепродажу, крім продажу за договором постачання ЕЕ споживачу
Ринок електроенергії на основі ВДЕ	Гарантований покупець ЕЕ – суб’єкт господарювання, який зобов’язаний купувати ЕЕ у виробників, яким встановлено «зелений» тариф, і виконувати інші функції, визначені законодавством
Передача ЕЕ – транспортування ЕЕ електричними мережами ОСП від електричних станцій до пунктів підключення систем розподілу та електроустановок споживання (не включаючи постачання ЕЕ), а також міждержавними лініями	ОСП – юридична особа, відповідальна за експлуатацію, диспетчеризацію, забезпечення технічного обслуговування, розвиток системи передачі та міждержавних ліній електропередачі, а також за забезпечення довгострокової спроможності системи передачі щодо задоволення об’ґрунтованого попиту на передачу ЕЕ

Продовження табл. 3.5

1	2
<p>Комерційний облік ЕЕ – сукупність процесів і процедур із забезпечення формування даних щодо обсягів виробленої, відпущеної, переданої, розподіленої, спожитої, імпортованої та експортованої ЕЕ у визначений проміжок часу з метою використання таких даних для здійснення розрахунків між учасниками ринку</p>	<p>Адміністратор комерційного обліку електричної енергії (АКО) – юридична особа, яка забезпечує організацію та адміністрування комерційного обліку ЕЕ на РЕЕ, а також виконує функції центральної агрегації даних комерційного обліку</p> <p>Постачальник послуг комерційного обліку (ПКО) – суб'єкт господарювання, який надає послуги комерційного обліку на РЕЕ</p>
<p>Баланс між попитом і пропозицією ЕЕ – задоволення прогнозованого попиту споживачів на ЕЕ без необхідності вжиття заходів для зменшення обсягу споживання</p>	<p>Постачальник допоміжних послуг (ПДП) – учасник ринку, який відповідає встановленим правилами ринку вимогам щодо надання допоміжних послуг і зареєстрований відповідно до правил ринку для надання таких послуг</p>
	<p>Постачальник послуг з балансування (ППБ) – учасник ринку, який відповідає вимогам правил ринку щодо участі у балансуванні обсягів виробництва (відпуску), імпорту та споживання, експорту ЕЕ, що здійснюється на БР, та зареєстрований для участі у балансуванні</p>
	<p>СВБ – учасник ринку, зобов'язаний повідомляти та виконувати свої погодинні графіки ЕЕ (та/або БГ) відповідно до обсягів купленої та/або проданої ЕЕ та фінансово відповідальний перед ОСП за свої небаланси (та/або за небаланси БГ)</p>
	<p>Балансуюча група (БГ) – об'єднання учасників ринку, що створюється на підставі договору про створення БГ, у межах якого визначений договором учасник ринку, який входить до такого об'єднання, несе відповідальність за баланс ЕЕ всіх інших учасників ринку, що входять до такого об'єднання</p> <p>БГ гарантованого покупця – балансуюча група, в якій стороною, відповідальною за баланс, є гарантований покупець</p>

РОЗДІЛ 3. Особливості реформування ринку електричної енергії України

Продовження табл. 3.5

1	2
	Адміністратор розрахунків (АР) – юридична особа, яка забезпечує організацію проведення розрахунків на БР та РДП
Кліринг на РЕЕ – процес виконання взаємних фінансових вимог і зобов'язань учасників ринку за договорами купівлі-продажу ЕЕ і послуг	Уповноважений банк РЕЕ – будь-який державний банк, що відповідає визначеним КМУ вимогам, який має право здійснювати обслуговування поточних рахунків зі спеціальним режимом використання учасників ринку
Розподіл ЕЕ – транспортування ЕЕ від електроустановок виробників ЕЕ або електроустановок ОСП мережами ОСП, крім постачання ЕЕ	ОСП – юридична особа, відповідальна за безпечну, надійну та ефективну експлуатацію, технічне обслуговування та розвиток системи розподілу і забезпечення довгострокової спроможності системи розподілу щодо задоволення обґрунтованого попиту на розподіл ЕЕ з урахуванням вимог щодо охорони навколишнього природного середовища та забезпечення енергоефективності.
Постачання ЕЕ – продаж, включаючи перепродаж, ЕЕ	Електропостачальник – суб'єкт господарювання, який здійснює продаж ЕЕ за договором постачання ЕЕ споживачу
	Постачальник «останньої надії» – електропостачальник, який не має права відмовити споживачу в укладенні договору постачання ЕЕ на обмежений період часу
	Постачальник універсальної послуги – електропостачальник, який виконує зобов'язання щодо надання універсальної послуги
Споживання	Споживач – фізична особа, у тому числі фізична особа – підприємець, або юридична особа, що купує ЕЕ для власного споживання
	Захищені споживачі – споживачі, до яких застосовується особливий режим відключення та/або обмеження електропостачання для запобігання виникненню надзвичайних ситуацій техногенного характеру

Закінчення табл. 3.5

1	2
	<p>Малий непобутовий споживач – суб'єкт малого підприємництва, електроустановки якого приєднані до системи розподілу ЕЕ номінальною напругою не більше 1 кВ, що купує ЕЕ для власного споживання</p> <p>Вразливі споживачі – побутові споживачі, які мають право на передбачену законом підтримку для відшкодування витрат на оплату спожитої ЕЕ та/або захист від відключення у певні періоди</p> <p>Непобутовий споживач – фізична особа – підприємець або юридична особа, яка купує ЕЕ, що не використовується нею для власного побутового споживання</p>
Регулювання РЕЕ	Регулятор – Національна комісія, що здійснює регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП)

Усі учасники РЕЕ України є ліцензіатами та підпадають під регулювання національного енергетичного регулятора в особі НКРЕКП. Міністерство енергетики України є центральним органом державного регулювання, яке покликано формувати і реалізовувати стратегічні та тактичні заходи з розвитку електроенергетики, а НКРЕКП, яке є незалежним державним енергетичним регулятором, що здійснює оперативне державне регулювання, – моніторинг і контроль за процесом діяльності з виробництва, передачі, розподілу, постачання ЕЕ (згідно з Законом від 22.09.2016 № 1540-VIII [248]).

На РЕЕ України передбачено функціонування чотирьох продуктових сегментів: товарного РЕЕ, ринку потужностей (РП), ринку пропускнуої потужності (РПП) та ринку допоміжних послуг (РДП) (табл. 3.6).

Нова модель товарного РЕЕ України передбачає організацію чотирьох його сегментів, у якій виділяються один неорганізований – ринок

РОЗДІЛ 3. Особливості реформування ринку електричної енергії України

двосторонніх договорів (РДА), а також три організовані сегменти (РДН, ВДР та БР), узагальнену характеристику яких наведено у *табл. 3.7* та на *рис. 3.9*.

Таблиця 3.6

Продуктові сегменти РЕЕ України [263]

Продуктовий сегмент	Продукт
Товарний РЕЕ – неорганізовані та організовані сегменти торгівлі ЕЕ як товаром, зокрема, РДД, РДН, ВДР та БР	ЕЕ – енергія, що виробляється на об’єктах електроенергетики і є товаром, призначеним для купівлі-продажу
РПП – явні аукціони, за якими надається доступ до пропускної спроможності та визначається ціна за цей доступ, за винятком купівлі-продажу ЕЕ	Доступ до пропускної спроможності міждержавних перетинів – право на використання пропускної спроможності міждержавних перетинів з метою експорту та / або імпорту ЕЕ
РДП – система відносин, що виникають у зв’язку з придбанням ОСП допоміжних послуг у ПДП	Допоміжні послуги – послуги, які ОСП закуповує у ПДП для забезпечення сталої і надійної роботи ОЕС України та якості ЕЕ відповідно до встановлених стандартів
РП – конкурсні процедури на будівництво нових ГП та виконання заходів з управління попитом	Послуга із забезпечення розвитку ГП – заходи з будівництва нової ГП, проведення реконструкції (модернізації) діючої ГП, що здійснюються учасниками ринку, визначеними за результатами конкурсу

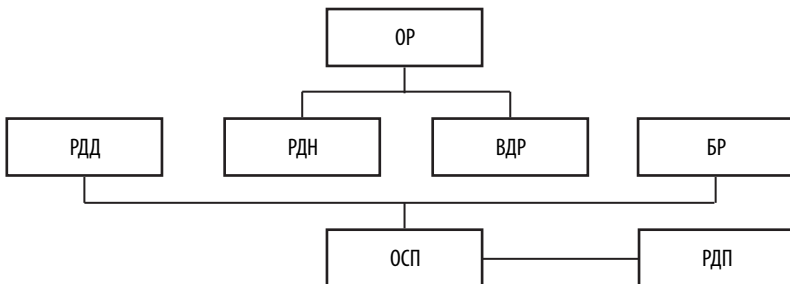


Рис. 3.9. Узагальнена схема організації товарного РЕЕ України [245]

Таблиця 3.7

Визначальні характеристики сегментів товарного РЕЕ України за конкурентної моделі [263]

Сегмент РЕЕ	Метод ціноутворення	Оператор ринку	Форма договору	Строк дії договору
РДД – купівля-продаж РЕЕ між двома учасниками ринку поза організованими сегментами ринку, крім договору постачання РЕЕ споживачу	Довільне	ОСП в особі адміністратора розрахунків	Довільна форма та на умовах, що визначаються за домовленістю сторін.	Максимальний встановлює НКРЕКП, не менш 6 міс.
РДН – сегмент РЕЕ, на якому здійснюється купівля-продаж РЕЕ на наступну за днем проведення торгів добу	Маржинальне ціноутворення	ОР	Типова форма договору між ОР та учасником торгів, яка є невід’ємною частиною правил РДН та ВДР	Доба наступна за днем проведення торгів
ВДР – сегмент РЕЕ, на якому купівля-продаж РЕЕ здійснюється безперервно після завершення торгів на РДН та впродовж доби фізичного постачання РЕЕ	По заявленій ціні	ОР		Доба фізичної поставки
БР – ринок, організований ОСП з метою забезпечення достатніх обсягів електричної потужності та енергії, необхідних для балансування в реальному часі, врегулювання системних обмежень в ОЕС України, а також фінансового врегулювання небалансів РЕЕ	Маржинальне ціноутворення за функцією мінімізації витрат на балансування	ОСП	Типовий договір між учасниками БР та ОСП	У межах розрахункових періодів поточної доби

Згідно з Законом № 2019-VIII в Україні передбачено [263]:

- створення РДД на неорганізованій основі, зокрема, «учасники ринку мають право вільно обирати контрагентів за двосторонніми договорами, укладати ці договори у довільній формі та на умовах, що визначаються за домовленістю сторін» (п. 2. ст. 66);
- монополію ОР на РДН та ВДР, так «в Україні функціонує єдиний РДН та ВДР» (п. 1 ст. 67);
- монополію ОСП на БР: «в Україні функціонує єдиний БР» (ст. 68).
- ПрАТ «НЕК Укренерго» було впроваджено зональний підхід до географічного розмежування РЕЕ України, згідно з яким територію України поділено на 2 торгові зони для купівлі-продажу ЕЕ [268]:
- торгову зону Об'єднана енергетична система України (далі ТЗ ОЕС Україна), яка залишатиметься синхронізованою з енергосистемами країн СНД до 2023 р.;
- торгову зону Бурштинський острів (далі ТЗ Бурштинський острів), який вже синхронізовано з енергосистемами європейських країн.

Особливості функціонування окремих сегментів наведено далі.

Прийнявши Закон України № 2019-VIII, Україна вирішила створити строковий РЕЕ у формі ринку двосторонніх договорів (РДД), згідно з яким «двосторонній договір – це договір купівлі-продажу ЕЕ, укладений між двома учасниками ринку поза організованими сегментами ринку, крім договору постачання ЕЕ споживачу» [263]. Відповідно до ст. 66 цього Закону учасники ринку мають право вільно обирати контрагентів за двосторонніми договорами, укладати ці договори у довільній формі та на закритих умовах, а «регулятор має право встановлювати максимальний строк дії двосторонніх договорів, який не може бути меншим за 6 місяців» [263]. Таким чином, у законодавстві України ототожнюється строковий РЕЕ із позабіржовим форвардним РЕЕ, що функціонує на неорганізованій основі, та учасники можуть визначати

на основі закритих домовленостей обсяги та ціну купівлі-продажу ЕЕ та лише зобов'язані повідомляти ОСП законтраговані узгоджені обсяги.

Прийнята нормативно-правова база функціонування РДД ґрунтується на: Правилах ринку, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 307 [269]; а також інших Правилах та Кодексах, на які міститься відсилочні норми у вищезазначеній постанові. Систематизація положень Постанови № 307 дозволила сформулювати алгоритм функціонування РДД в Україні (рис. 3.10).

Особливостями двосторонньої торгівлі на РЕЕ України є такі [270; 271]:

- постачальники ЕЕ покривають більшість своїх потреб;
- регулятор не має права втручатися у ціноутворення та взаємовідносини учасників РДД;
- будь-який зареєстрований учасник має право здійснювати операції купівлі-продажу ЕЕ на РДД;
- постачальники ЕЕ мають право укласти прямі двосторонні договори з виробниками на умовах, які є предметом домовленості сторін, у тому числі з фіксацією ціни на тривалий термін.

Як було передбачено розробниками Закону України № 2019-VIII, саме РДД виступатиме домінуючою формою оптової торгівлі, зокрема, прогнозувалося, що частка відпуску ЕЕ на РДД складатиме для АЕС – 80 %, ТЕС – 60 %, ГЕС – 50 % [271].

Фактична реалізація положень Закону України № 2019-VIII РДД обумовила його фрагментування на декілька сегментів:

- неорганізований, де приватні виробники ЕЕ продають її різним оптовим покупцям, повідомляючи оператору систем передачі (ОСП) лише узгоджені обсяги, тоді як ціни залишаються предметом закритих домовленостей (цінових обмежень не існує);
- організований, де через електронні аукціонні платформи торгують ЕЕ учасники державної форми власності (спеціальні сесії) та інші учасники (комерційній сесії) укладають двосторонні договори;

РОЗДІЛ 3. Особливості реформування ринку електричної енергії України

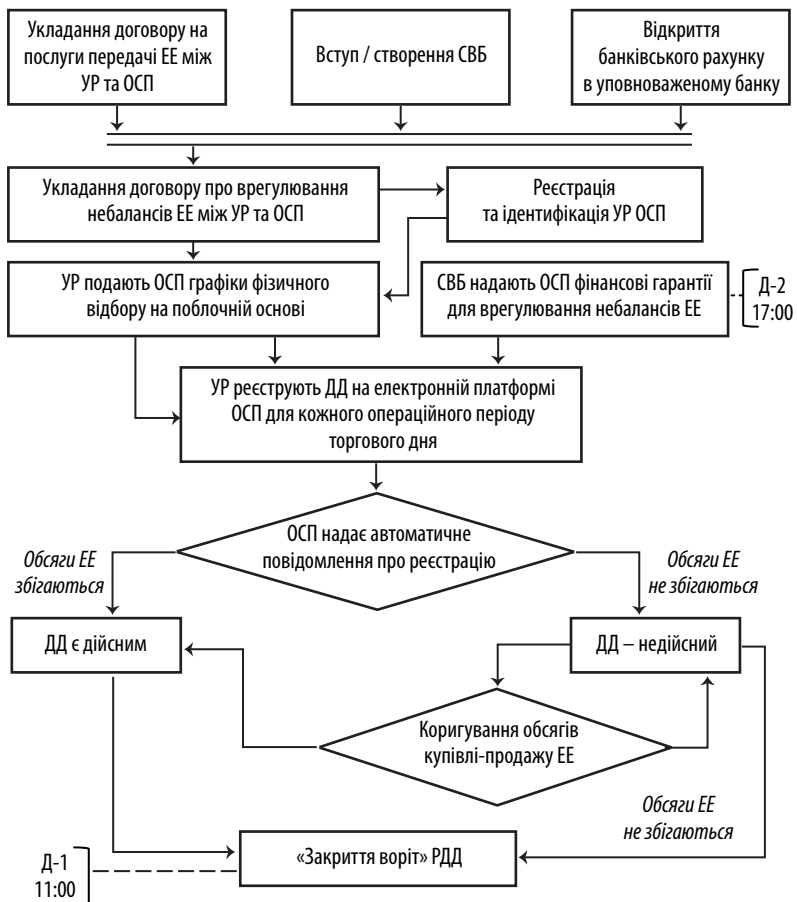


Рис. 3.10. Агрегований алгоритм функціонування РДД в Україні (складено згідно з Постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 307 [269])

Примітка: УР – учасники РЕЕ; ОСП – оператор систем передачі; СВБ – сторона, відповідальна за баланс; ДД – двосторонній договір

- спеціалізований, на якому державні підприємства із спеціальними обов'язками (СО), наразі це ДП «НАЕК Енергоатом» і ПрАТ «Укргідроенерго», реалізують її ДП «Гарантований покупець» для забезпечення побутових потреб.

Так, щодо другої форми торгівлі Постановою КМУ від 05.06.2019 р. № 499 на вимогу виконання п. 2 абз. 6 ст. 66 Закон України № 2019-VIII визначено порядок проведення електронних аукціонів з продажу ЕЕ за двосторонніми договорами, основними учасниками якого визначено виробників ЕЕ – суб'єктів державної власності, однак і інші учасники можуть за бажанням взяти участь у торгівлі. Такі аукціони повинні проходити виключно в електронному форматі, та торгівля ведеться виключно блочними продуктами. На електронних аукціонах передбачено такі види торгів [272]:

- 1) залежно від кількості учасників – односторонній аукціон, ініціатором якого є лише 1 продавець та необмежена кількість покупців, та двосторонній аукціон, на якому одночасно можуть брати участь необмежена кількість продавців і покупців ЕЕ;
- 2) залежності від ініціатора торгів – аукціони на купівлю або на продаж;
- 3) залежності від напрямку руху ціни (технології проведення аукціону) – на підвищення ціни, на зниження ціни, з уторгуванням ціни – з можливістю підвищення та зниження ціни. Основним методом ціноутворення є відкриті торги на підвищення, але нерідко використовується метод зустрічних пропозицій (цінових обмежень не існує);
- 4) залежно від строку дії та режиму навантаження:
 - стандартні продуктів: денні, тижневі, місячні, квартальні, річні, базового (протягом 24 год), позапікового (з 0:00 до 7:00 і з 22:00 до 24:00 в робочі дні, а також з 0:00 до 24:00 у вихідні) та пікового (з 7:00 до 22:00 в робочі дні) навантаження;
 - спеціальні блочні продукти, в яких графік поставки ЕЕ визначається ініціатором аукціону;

РОЗДІЛ 3. Особливості реформування ринку електричної енергії України

- залежно від методу ціноутворення: за фіксованою ціною, яка визначена за результатами торгів, або за коефіцієнтом, який визначається до базисної ціни на окремому сегменті РЕЕ.

Організатором електронних аукціонів на РДД обрано Українську енергетичну біржу (УЕБ), яка є також оператором спеціалізованих сесій щодо виконання покладених на учасників із СО для забезпечення загальносупільних інтересів, встановлених Постановою КМУ від 05.06.2019 р. № 483 [273]. Згідно з останнім документом (із змінами, внесеними Постановою КМУ від 20.05.2020 № 400), такими СО визначено купівлю гарантованим покупцем ЕЕ для задоволення потреб побутових споживачів і покриття переважної частини технологічних витрат ОСП та ОСР:

- у ДП «НАЕК Енергоатом» – до 80 %, ПрАТ «Укргідроенерго» – до 35 % всього прогнозного обсягу ЕЕ за державними регульованими цінами, які зафіксовані на рівні середньозваженої фактичної ціни у квітні–травні 2019 р.;
- за двосторонніми договорами та на організованих сегментах РЕЕ на території області регулювання «острів Бурштинської ТЕС» (тобто через платформу УЕБ).

Різниця між доходами та витратами, що виникла під час виконання СО, спрямовується ДП «Гарантований покупець» на забезпечення покриття власних економічно обґрунтованих витрат із купівлі ЕЕ за «зеленим» тарифом та за аукціонною ціною [273].

Загалом покладені СО фактично обумовили створення квазіконкурентної моделі на українському РЕЕ, оскільки з нього було виведено значну частку товарної продукції, реалізація якої залишається під державним регулюванням.

Первинним нормативно-правовим документом, який регулює функціонування спотових сегментів РЕЕ в Україні, є також Закон України № 2019-VIII, згідно з яким до спотових сегментів можна віднести РДН та ВДР [263]. У ст. 67 Закону України № 2019-VIII передбачено функціонування єдиних РДН та ВДР, для їх оперування було створено монопольного оператора ринку в особі ДП «Оператор ринку». Основна

відмінність, окрім часових меж торгівлі ЕЕ, між цими двома сегментами полягає у методах ціноутворення: якщо ціна РДН визначатиметься за методом маржинального ціноутворення на основі агрегованого балансу попиту та сукупної пропозиції ЕЕ, то ціна ВДР «по заявленій (пропонованій) ціні» [263]. Тобто фактично Закон України № 2019-VIII затверджує аукціонний підхід і сліпі торги на РДН та безперервні сліпі торги на ВДР.

Систематизація нормативно-правових положення вторинного законодавства РЕЕ України, визначених у Правилах ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку (Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 308 [274]) та Правилах ринку (Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 307 р. [269]) дозволяє навести алгоритми функціонування цих часових сегментів (рис. 3.11, рис. 3.12) та визначити їх особливості (табл. 3.8).

Необхідними умовами участі в торгах РДН та ВДР в Україні є [269; 274]:

- укладання договору про врегулювання небалансів ЕЕ між учасниками ринку та ОСП;
- укладання договорів про участь у РДН та / або ВДР між учасниками ринку та ОР;
- відкриття рахунку ЕСКРОУ в уповноваженому банку.

Для організації РДН та ВДР ДП «Енергоринок» в особі майбутнього оператора цих сегментів ринку провела 24.09.2018 р. відкриті торги із закупівлі відповідного програмного забезпечення, переможцем яких визнано словацьку компанію «Sféra A.S.». Згідно із договором передбачено впровадження та технічну підтримку програмного забезпечення протягом трьох років, аналогічного, що використовується словацьким оператором ринку ОКТЕ a.s. [252]. Отже, в основі функціонування спотового РЕЕ було закладено словацький 8-річний досвід (адже цю енергетичну біржу було створено тільки 01.01.2011 р.) функціонування РДН та ВДР.

РОЗДІЛ 3. Особливості реформування ринку електричної енергії України

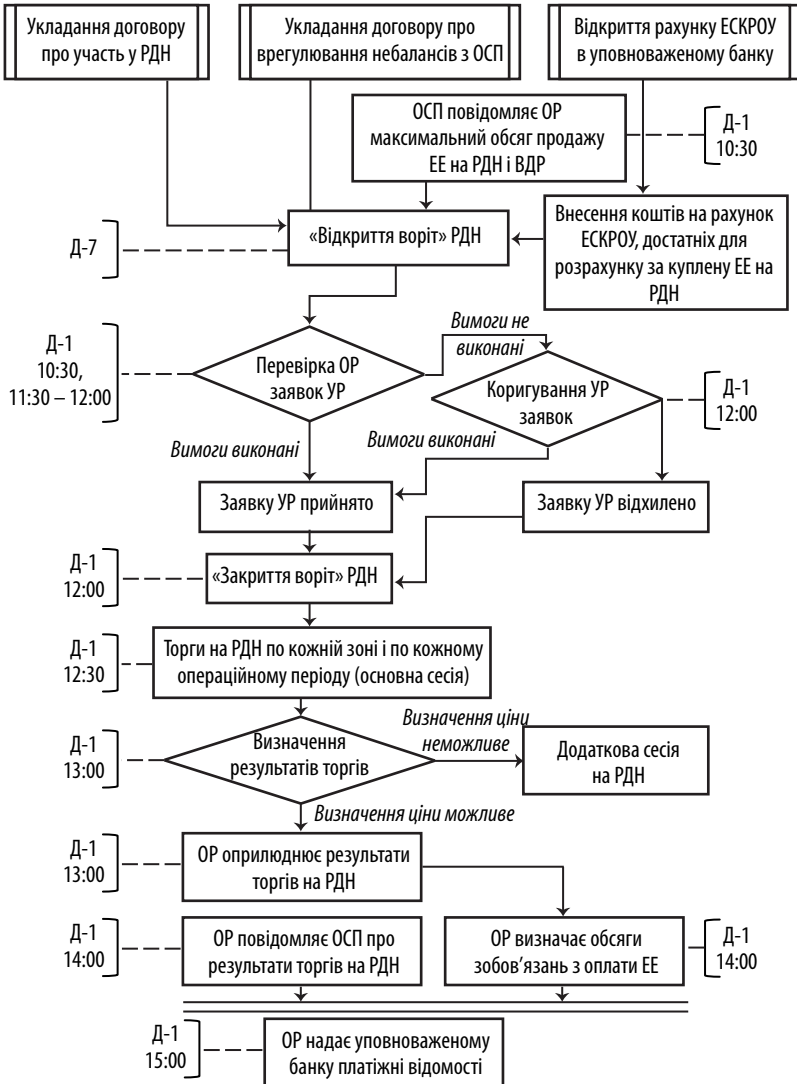


Рис. 3.11. Агрегований алгоритм функціонування РДН в Україні (складено згідно з Постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 308 [274])

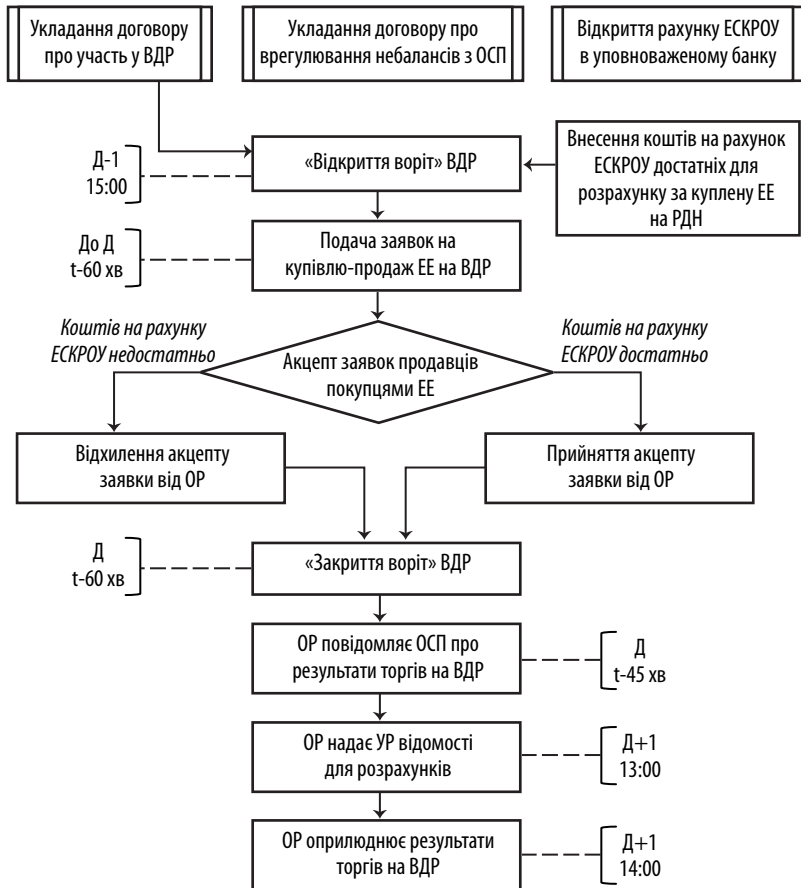


Рис. 3.12. Агрегований алгоритм функціонування ВДР в Україні (складено згідно з Постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 308 [274])

Таблиця 3.8

Особливості торгівлі на РДН та ВДР України (складено за [274])

Характеристика	Часові сегменти	
	РДН	ВДР
Періодичність торгів	1 раз на добу, 365 днів на рік	цілодобово, 365 днів на рік
Торговельні контракти	Погодинні – 256 заявок	
Відкриття воріт	За 7 календарних днів до фізичної доби постачання	15:00 Д-1
Закриття воріт	12:00 Д-1 за українським часом	За 60 хв до фізичного постачання
Механізм ціноутворення	Закритий аукціон	Безперервні торги
Метод ціноутворення	Маржинальний	По заявленій ціні
Діапазон цін	від 10 грн/МВт-год до 50000 грн/МВт-год	
Час оприлюднення результатів торгів РДН	Д-1 13:00	Д+1 14:00
Мінімальний крок ціни та обсягу	0,01 грн, 0,001 МВт	
Кліринг та врегулювання	уповноважений банк	
Зони передачі	Укренерго в собі ОСП за торговими зонами	

Із метою забезпечення від стрімкого та неконтрольованого зростання цін на ЕЕ до рівня маржинального енергоблоку НКРЕКП було прийнято рішення щодо верхніх цінових обмежень цін на рівні максимальної середньоарифметичної погодинної оптової ринкової ціни ЕЕ з урахуванням дотсертфікатів у березні – травні 2019 року для відповідних режимів навантаження, які застосовуватимуться для РДН та ВДР.

Такими цінами виявилися: для пікового навантаження (з 8 до 23 год) – середньоарифметична ціна за 18.04.2019 р. у розмірі 2048,23 грн/МВт-год, а для позапікового навантаження (із 23 до 8 год) за 02.04.2019 р. – у розмірі 959,12 грн / МВт-год [275]. Ці дві ціни і визначили всю динаміку нового РЕЕ України у II півріччі 2019 р.

На час старту РЕЕ єдиним пропонованим продуктом на РДН і ВДР були прості погодинні контракти на ЕЕ. Однак, спираючись на пп. 1.8 Розділу 3 Постанови НКРЕКП від 14.03.2018 № 308 щодо можливості впровадження нових типів заявок [274], ДП «Оператор ринку» із січня 2020 р. запустив також прості блочні заявки [275].

Згідно з Законом № 2019-VIII БР визначено як ринок, організований ОСП з метою забезпечення достатніх обсягів електричної потужності та ЕЕ, необхідних для балансування в реальному часі обсягів виробництва й імпорту, а також споживання та експорту ЕЕ, врегулювання системних обмежень в ОЕС України, а також фінансового врегулювання небалансів ЕЕ [263]. Основними учасниками БР є постачальники послуг балансування (ППБ), балансуючі групи (БГ) та сторони, відповідальні за баланс (СВБ). Згідно зі ст 68. цього Закону в Україні функціонує єдиний БР. На БР ОСП здійснюються: по-перше, купівля та продаж балансуєної енергії для забезпечення відповідності обсягів попиту та пропозиції у межах поточної доби; по-друге, продаж ЕЕ СВБ з метою врегулювання небалансів. Виробники та споживачі ЕЕ – ППБ, зобов'язані надавати послуги з балансування на підставі укладеного з ОСП договору (за типовою формою) про участь у БР [263].

Для балансування попиту та пропозиції ЕЕ та / або врегулювання системних обмежень в режимі реального часу ППБ заздалегідь подає ОСП свої пропозиції (заявки) щодо збільшення (зменшення) навантаження з метою продажу / купівлі ЕЕ на БР. ОСП ж надає ППБ команди на збільшення (зменшення) їхнього навантаження за визначений часовий інтервал до фізичної поставки ЕЕ, здійснюючи на ринкових засадах відбір відповідних пропозицій (заявок). Відбір цих заявок здійснюється з урахуванням необхідності забезпечення сталої та надійної роботи ОЕС України та мінімізації витрат на балансування обсягів виробництва та споживання ЕЕ. Команда ОСП ППБ на збільшення (зменшення) навантаження є прийняттям (акцептом) його заявки на БР ОСП та підставою зміни його акцептованого добового графіка ЕЕ та визначає взаємні зобов'язання ОСП та ППБ з купівлі-продажу відповідного обсягу ЕЕ на БР [263].

За результатами роботи БР за відповідну добу на підставі даних ОСП (також як АКО) адміністратор розрахунків розраховує платежі ОСП і ППБ за ЕЕ, ціни небалансу ЕЕ, а також обсяги небалансів ЕЕ учасників ринку і відповідні платежі, а також виставляє відповідні рахунки для учасників БР. Участь у інших сегментах РЕЕ (РДД, РДН, ВДР) можлива лише у випадку входження / створення СВБ, а також укладання з ОСП договору про врегулювання небалансів ЕЕ [269; 274].

Основним актом вторинного законодавства, що регулює БР, є: Правила ринку, затверджені постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 307 [274], систематизація положень якої дозволяє представити агрегований алгоритм функціонування БР України (рис. 3.13).

Оператор БР в особі ОСП за основу свого функціонування приймає зобов'язання генеруючої одиниці / диспетчеризованого навантаження відповідно до остаточних повідомлень фізичного відпуску / відбору та графіків виробництва, поданих одразу після закриття ВДР. Інтервал одиниці реального часу (ОРЧ) для БР складає 15 хв. БР управляється ОСП окремо для кожної торгової зони енергосистеми України. Участь у БР обов'язкова для всіх ППБ, які управляють генеруючими одиницями, в обсягах усїєї залишкової доступної потужності для забезпечення балансуєчої ЕЕ на завантаження та розвантаження незалежно від факту продажу (непродажу) будь-якого типу резерву. Для диспетчеризованого навантаження участь у БР добровільна та виникає лише, якщо воно обране для надання резервів. У цьому випадку ці ППБ зобов'язані подавати на БР пропозиції на балансуєчу ЕЕ, що відповідають обсягам обраного резерву. ППБ зобов'язані подавати пропозиції на балансуєчу ЕЕ ОСП по кожній генеруючій одиниці / для кожного диспетчеризованого навантаження, якими вони оперують та які мають технічну можливість змінювати свої графіки виробництва / споживання відповідно до вимог ОСП для надання послуг з балансування. Пропозиції на балансуєчу ЕЕ є пропозиціями щодо відхилень від графіка виробництва / споживання на збільшення або зменшення навантаження [269].

Наукове забезпечення лібералізації ринку електричної енергії України

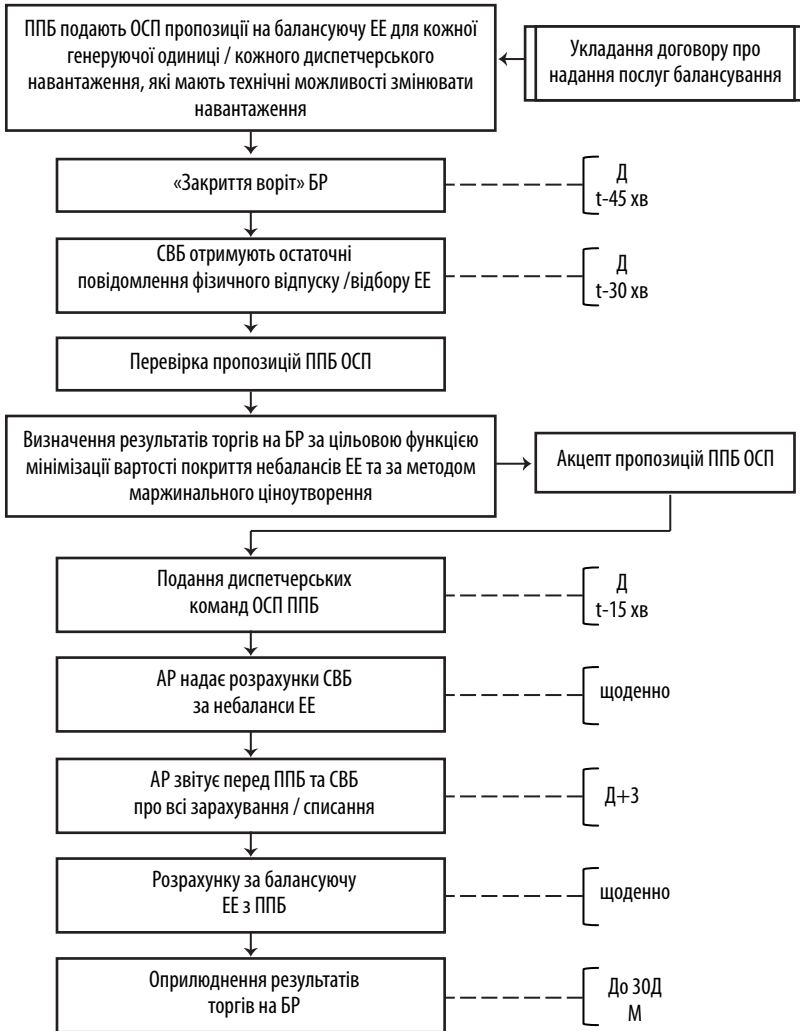


Рис. 3.13. Агрегований алгоритм функціонування БР України (складено на основі [269])

РОЗДІЛ 3. Особливості реформування ринку електричної енергії України

ППБ повинні подавати розділені по розрахункових періодах пропозиції на балансуєчу ЕЕ на БР для двох напрямків: на завантаження та на розвантаження. Кожен крок має містити обсяг балансуєчої ЕЕ на завантаження / на розвантаження та ціну пропозиції. Пропозиції на балансуєчу ЕЕ визначаються як [269]:

- 1) для генеруючих одиниць як:
 - на завантаження – як різниця між доступною генеруючою потужністю, що залишилась, та графіком його виробництва, незалежно від того, чи має учасник ринку зобов'язання щодо забезпечення резерву;
 - на розвантаження, що дорівнює графіку виробництва (до нульового відпуску), незалежно від того, чи має учасник ринку зобов'язання щодо забезпечення резерву.

Покрокова функція балансуєчої ЕЕ на завантаження / розвантаження повинна включати до десяти кроків, причому ціна балансуєчої ЕЕ для кожного наступного кроку не повинна бути меншою / більшою за ціну попереднього кроку [269]. Результати БР складаються з:

- 1) прийнятих пропозицій на балансуєчу ЕЕ на завантаження та на розвантаження ППБ за ОРЧ, на основі яких будуть видані диспетчерські команди з метою забезпечення балансу ОЕС;
- 2) маржинальної ціни по ОРЧ на балансуєчу ЕЕ на завантаження та на розвантаження.

Маржинальні ціни на балансуєчу ЕЕ визначаються для кожної ОРЧ. Маржинальна ціна на балансуєчу ЕЕ на завантаження / розвантаження визначається на рівні найвищої / найнижчої ціни акцептованої пропозиції на балансуєчу ЕЕ.

Основані на ОРЧ маржинальні ціни балансуєчої ЕЕ визначаються в кожній зоні для кожної ОРЧ як [269]:

- 1) маржинальна ціна балансуєчої ЕЕ на завантаження активується, коли система в зоні має дефіцит;
- 2) маржинальна ціна балансуєчої ЕЕ на розвантаження активується, коли система в зоні має профіцит;

3) коли сума кількості ЕЕ прийнятих пропозицій на балансуєчу ЕЕ на збільшення виробництва (або для зменшення відбору) в зоні дорівнює сумі кількості ЕЕ прийнятих пропозицій на зменшення виробництва (або для збільшення відбору) в зоні або якщо всі активовані пропозиції на балансуєчу ЕЕ були позначені як такі, що вирішують обмеження системи в зоні, тоді маржинальна ціна балансуєчої ЕЕ цієї ОРЧ обчислюватиметься на основі середньої ціни ОРЧ відповідно до того самого часу доби або за 3 попередні робочі дні, якщо ОРЧ знаходиться в розрахунковому періоді у робочий день, або за 3 попередні вихідні дні, якщо ОРЧ знаходиться у розрахунковому періоді у вихідний день [269].

АР використовує систему управління ринком для здійснення відповідного обчислення для дебетування і кредитування ринкових рахунків учасників ринку за балансуєчу ЕЕ. Розрахунки за небаланси ЕЕ включають обчислення [269]:

- 1) небалансів ЕЕ кожної СВБ для кожного розрахункового періоду торгового дня;
- 2) кредиту та дебету за небаланси ЕЕ для кожної СВБ для кожного розрахункового періоду торгового дня.

Таким чином, БР в Україні, як і РДН, функціонує за методом маржинального ціноутворення. Однак, на відміну від останнього, представляє односторонню енергетичну біржу, обов'язкову для ППБ, де ПрАТ «НЕК Укренерго» в особі ОСП закуповує балансуєчу ЕЕ у ППБ для підтримання сталості роботи енергосистеми, виставляючи згодом ціну небалансів учасникам за відхилення фактичного графіку від номінованого. Функціонує БР за моделлю самодиспетчеризації, де всі ППБ мають подавати ОСП свої заявки-пропозиції за двома стандартизованими продуктами: на розвантаження та на завантаження, а ОСП, своєю чергою, на основі оптимізаційної функції мінімізації витрат на балансування їх акцептує, видаючи ППБ диспетчерські команди.

При впровадженні БР були встановлені цінові обмеження в межах від 85 % до 115 % від встановленої верхньої межі ціни на РДН/ВДР,

РОЗДІЛ 3. Особливості реформування ринку електричної енергії України

які склали для позапікового навантаження – від 815,25 до 1102,99 грн/МВт-год; для пікового навантаження – від 1741,00 до 2355,46 грн/МВт-год та діяли у липні-листопаді 2019 р. Із грудня 2019 р. за рішенням НКРЕКП (Постанова НКРЕКП від 26.11.2019 № 2485 [276]) цінові обмежень на БР встановлюються у відсотковому відношенні від ціни РДН та складають від 55 % до 115 % на відповідний розрахунковий період (Постанова НКРЕКП від № 516 від 28.02.2020 [277]).

Загалом чотири сегментарна модель організації товарного РЕЕ відповідає європейській нормативно-правовій базі, однак визначені у Законі № 2019-VIII форми торгівлі не забезпечують розвитку конкуренції, зокрема:

РДД є лише однією з форм торгівлі ЕЕ на строковому часовому інтервалі, позабіржовою формою, тоді як в ЄС існують й інші, зокрема не тільки позабіржовий, але й біржовий та організований позабіржовий строковий РЕЕ.

Створення виключно неорганізованого позабіржового РЕЕ в Україні несе ризик зловживання ринковою владою крупними виробниками ЕЕ в умовах надвисокої концентрації виробників ЕЕ;

- монополізація РДН та ВДР єдиним ОР, підконтрольним державі, може відривати авторитет ринкової торгівлі ЕЕ. Тоді як в країнах ЄС набуває все більшого поширення розвиток конкуренції серед ОР шляхом диверсифікації їх біржових продуктів;
- монополізація БР вважається об'єктивно обумовленою природною монополією ОСП на високовольтні електричні мережі та закладена у принципах функціонування РЕЕ, «єдиного диспетчерського управління» енергосистемою України [263]. Проте модель самодиспетчеризації БР несе істотні ризики щодо дефіциту пропозицій балансуєної енергії, а також маніпулювання цінами й обсягами на РЕЕ виробниками з метою отримання додаткового прибутку.

Нова модель конкурентного РЕЕ України та її дизайн викликали сувору критику зі сторони експертів енергоринку, зокрема, пов'язану з таким [256; 257; 278]:

- ефективність РЕЕ залежить від кількості виробників і постачальників ЕЕ та їх здатності конкурувати один з одним. Сучасний варіант нової моделі РЕЕ передбачає відсутність наскрізної та зрозумілої моделі та продовження диктату декількох крупних гравців;
- не виділено відмінностей між моделлю фізичної ЕЕ та моделлю фінансового клірингу, де торгуються деривативи;
- ОСП забезпечує через диспетчерські команди на завантаження розвантаження у режимі реального часу та нездатний впливати на раннє балансування енергосистеми, що призводить до суттєвих викривлень між комерційними та фізичними потоками в енергосистемі;
- відсутнє визначення статусу кваліфікованого споживача, тобто нижньої межі потужностей, з якої настає відповідальність за небаланс ЕЕ для будь-якого учаснику ринку, та непередбачено можливості для активних споживачів (прос'юмерів) будувати для себе енергомережу, розвиваючи мікрогенерацію;
- впровадження маржинального методу ціноутворення передбачає зростання оптових цін ЕЕ, оскільки маржинальними енергоблоками в Україні були і залишаються блоки ТЕС, оскільки ВДЕ виведені з конкурентного середовища, а для ТЕЦ передбачено державну підтримку.

Недосконалість роботи нової моделі РЕЕ України підтверджують чисельні правки у нормативно-правову базу. За рік роботи нового ринку 7 разів вносилися зміни у Закону № 2019-VIII, 6 правок було внесено у Постанову НКРЕКП від 18.03.2018 № 307, 4 – у Постанову НКРЕКП від 18.03.2018 № 308, 4 рази змінювалися спеціальні обов'язків для забезпечення загальносуспільних інтересів.

3.3. Ринкові механізми підтримки розвитку електроенергетики України

Патологічні вади та застарілість електроенергетики України обумовлюють необхідність надання інвестиційної підтримки у її розвитку. В умовах лібералізації такі механізми повинні бути запроваджені виключно на конкурентних засадах. До таких механізмів віднесено конкурсні процедури надання підтримки для нових потужностей та так звані «зелені» аукціони для виробників ЕЕ із ВДЕ.

Згідно зі ст. 29 п. 1 Закону № 2019-VIII в Україні передбачено впровадження РП на конкурсній основі, зокрема, зазначається таке: «Якщо для покриття прогнозованого попиту на ЕЕ наявних генеруючих потужностей (ГП), у тому числі тих, що отримали право на будівництво, та заходів з управління попитом недостатньо, для забезпечення безпеки постачання ЕЕ застосовуються конкурсні процедури на будівництво ГП та на виконання заходів з управління попитом, які, зокрема, включають заходи з будівництва нової ГП, проведення реконструкції (модернізації) діючої ГП, подовження строку експлуатації енергоблоків АЕС. Величина необхідної ГП визначається на основі оцінки достатності ГП для покриття прогнозованого попиту та забезпечення необхідного резерву за результатами здійснення моніторингу безпеки постачання» [263].

Оперувати РП України покликано безпосередньо Кабінет Міністрів України разом із центральним органом виконавчої влади (наразі це Міненерго України). Так, у п. 2 ст. 29 Закону України № 2019-VIII вказано, що «рішення про проведення конкурсу на будівництво ГП та виконання заходів з управління попитом, умови проведення такого конкурсу приймаються Кабінетом Міністрів України за поданням центрального органу виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі», тоді як моніторинг виконання інвестором зобов'язань щодо забезпечення розвитку генеруючої потужності, визначених за результатами конкурсу, здійснюється ОСП (п. 8 ст. 29 цього Закону [263]).

Умови проведення конкурсів на будівництво ГП та на виконання заходів з управління попитом мають враховувати вимоги щодо охорони

навколишнього природного середовища та потребу в заохоченні інновацій (п. 3 ст. 29 Закону [263]).

Як стимули для розбудови потужностей на РЕЕ України можуть застосовуватися (п. 6 ст. 29 Закону [263]):

- 1) встановлення плати за послугу із забезпечення розвитку генеруючої потужності;
- 2) сприяння відведенню земельної ділянки / виділенню майданчика для будівництва нової генеруючої потужності;
- 3) застосування механізмів державно-приватного партнерства;
- 4) надання державної допомоги суб'єктам господарювання за рахунок ресурсів держави чи місцевих ресурсів.

Як передбачається, основним стимулом буде плата за послугу із забезпечення розвитку ГП, яка буде визначатися за результатами конкурсу та сплачуватися ОСП переможцям такого конкурсу.

На виконання ст. 29 Закону України № 2019-VIII центральним органом виконавчої влади (тоді ще Міненерговугілля) було розроблено, а Кабінетом Міністрів України затверджено Постанову «Про затвердження Порядку проведення конкурсу на будівництво генеруючої потужності та виконання заходів з управління попитом» від 10.07.2019 № 677, згідно з якою передбачається створення РП в Україні у формі цільових аукціонів на потужність, тобто виключно для додаткової потужності [279]. Основні положення та технологічний регламент такого конкурсу узагальнено систематизовані у *табл. 3.9 та рис. 3.14*.

Загалом наведений механізм функціонування ринку потужностей є неідеальним, що обґрунтовується таким:

- довготривала процедура проведення конкурсу, що обумовлює накладання часових границь із звітом оцінки адекватності;
- прописаний під крупних гравців ринку, які мають істотний досвід у будівництві ГП та здатні нести гарантійне забезпечення;
- гарантійне забезпечення недиференційоване за типами технологій та обсягами капіталовкладень;

РОЗДІЛ 3. Особливості реформування ринку електричної енергії України

- оновлення парку ГП є другорядним завданням порівняно із реконструкцією та продовження експлуатації існуючого;
 - одноетапність проведення конкурсу за ціновими пропозиціями не дозволяє розвивати конкуренцію;
 - відсутні екологічні вимоги до учасників конкурсу;
 - низька відповідальність переможців конкурсу, які ризикують виключно гарантійним забезпечення, відсутні штрафні санкції за недоступність потужності на РЕЕ, хоча б під час стресових ситуацій;
 - плата за послугу з розвитку потужності включається у тариф на передачу, що обумовлює розмиття функцій передачі та виробництва;
 - неоптимальність перекладання плати за потужність на споживачів, оскільки остання визначається рівними частинами.
- Окрім цього, РП України прописано під МЕВП, якого вже не існує.

Таблиця 3.9

Основні нормативні положення конкурсу на додаткову потужність в Україні [279]

Положення	Зміст
1	2
Об'єкти конкурсу	<ul style="list-style-type: none">▪ нова ГП;▪ реконструкція (модернізація) діючої ГП;▪ продовження строку експлуатації енергоблоків атомних електростанцій;▪ виконання заходів з управління попитом
Підстава для конкурсу	Результати: <ul style="list-style-type: none">▪ а) звіту з оцінки відповідності (достатності) ГП;▪ б) звіту про результати моніторингу безпеки постачання електричної енергії
Суб'єкти конкурсу	Учасниками конкурсу можуть бути лише суб'єкти із досвідом реалізованого проєкту з реконструкції та/або модернізації енергетичного устаткування та/або нового будівництва електростанції із встановленою потужністю не менше 20 МВт

Закінчення табл. 3.9

1	2
Кваліфікаційні вимоги до пропозиції	<ul style="list-style-type: none"> ▪ основні технічні вимоги; ▪ мінімальна та максимальна величину пропозиції додаткової потужності; ▪ необхідні режими роботи потужності; ▪ максимальний граничний строк введення об'єкта у промислову експлуатацію; ▪ мінімальний строк гарантованої (проектної) експлуатації (години напруцювання) потужності; ▪ мінімальний строк оплати наданої послуги із забезпечення розвитку потужності
Гарантійне забезпечення	<p>Для конкурсної документації дорівнює 10000 тис. євро за 1 МВт; Для переможців конкурсу – 30000 тис. євро за 1 МВт</p>
Послідовність проведення конкурсу	<p>Конкурс проводиться двома етапами:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ проведення кваліфікації учасників відповідно до вимог конкурсної документації; ▪ визначення переможця (переможців) з числа кваліфікованих учасників шляхом відбору кращої цінової пропозиції
Ціноутворення	<p>Відбувається за заявленою ціною виходячи з таких умов:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ відбираються найнижчі цінові пропозиції за рейтингом у порядку збільшення, доки сума потужностей обраних конкурсних пропозицій повністю або з перевищенням (перевищення дорівнює мінімальній величині пропозиції додаткової потужності) покриє обсяг закупівлі величини необхідної потужності. <p>Якщо подаються однакові цінові пропозиції, то рейтинг також визначається у порядку збільшення строку введення в експлуатацію об'єкта будівництва</p>
Плата за послугу із розвитку потужності	<p>Включається до тарифу на послуги з передачі ЕЕ як окрема складова витрат.</p> <p>Здійснюється рівними частинами з дня наступного за введення об'єкта в експлуатацію протягом усього договірному періоду</p>

РОЗДІЛ 3. Особливості реформування ринку електричної енергії України

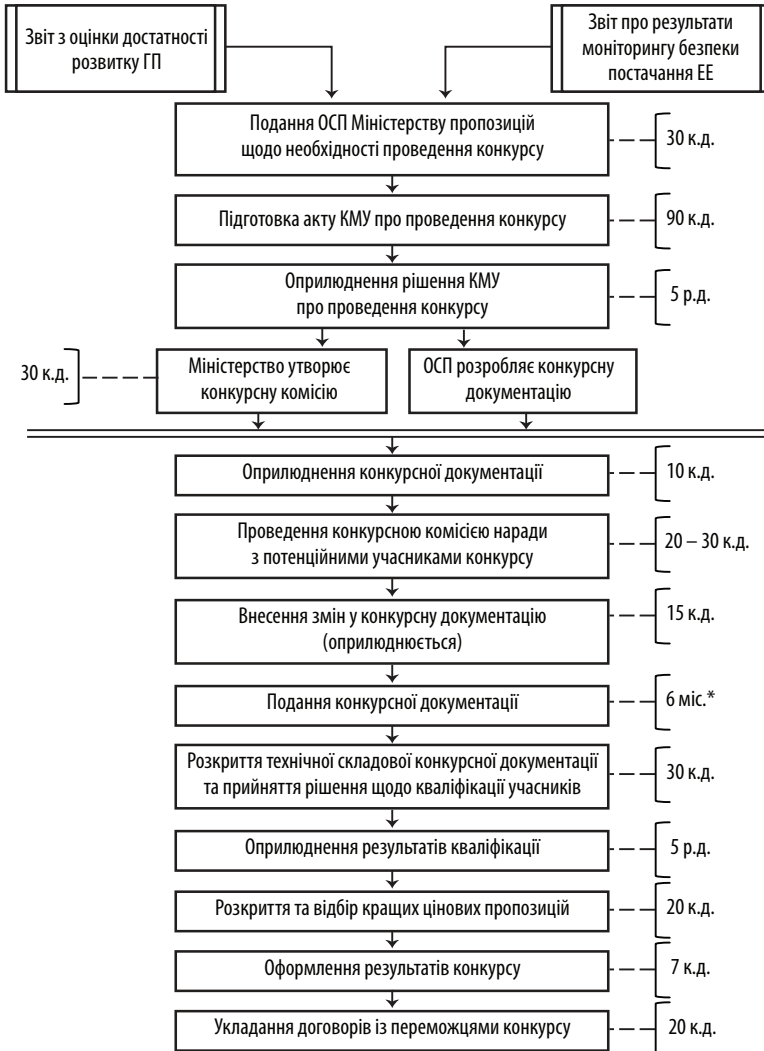


Рис. 3.14. Технологічний регламент функціонування ринку потужностей в Україні (складено за [279])

Примітка: * – строки подання конкурсної документації визначені у п. 4 Закону України № 2019-VIII

Загалом системні проблеми електроенергетики України (вузька диверсифікованість, неманевреність, великі понаднормативні напруження обладнання, ізольованість і стрімкий розвиток ВДЕ) дозволяють припустити, що цільовий підхід (тільки для додаткових потужностей) буде недостатнім для забезпечення адекватного сталого розвитку її у майбутньому.

Наразі РП України ще не запущено.

Другим ринковим механізмом є ринок відновлюваної електроенергії (РВЕ), у виді «зелених аукціонів», який так само не запущено. Однак для підтримки розвитку виробництва ЕЕ із ВДЕ використовуються «зелені тарифи», які встановлені на період до 2030 р. Згідно зі ст. 91 Закону України «Про альтернативні джерела енергії» від 20.02.2003 № 555-IV за основу розрахунку цін на ЕЕ із ВДЕ прийнято тариф за кіловат-годину для 2-го класу промспоживачів станом на січень 2009 р., перерахований у євро на визначену дату і помножений на коефіцієнт залежно від виду потужності ВДЕ. Функцію розрахунку «зелених» тарифів наразі покладено на НКРЕКП [280].

Держава гарантує застосування «зелених тарифів», закупівлю ЕЕ із ВДЕ а також розрахунки у повному обсязі за вироблену ЕЕ для відповідних об'єктів, уведених в експлуатацію до 31 грудня 2024 р. У разі запровадження інших механізмів стимулювання виробництва ЕЕ із ВДЕ, суб'єкти господарювання можуть обрати новий порядок стимулювання [280].

Із запровадженням нової моделі РЕЕ в Україні обов'язки, визначені у Законі України № 555-IV щодо купівлі ЕЕ із ВДЕ у суб'єктів господарювання, яким встановлено «зелений» тариф, перейшли до гарантованого покупця [263; 280]. Гарантований покупець зобов'язаний викупити та здійснити оплату за «зеленим тарифом» всього фактичного обсягу ЕЕ із ВДЕ за вирахуванням витрат на власні потреби таких об'єктів на підставі даних комерційного обліку, отриманих від адміністратора комерційного обліку [263].

Згідно з п. 3 ст. 65 Закону України № 2019-VIII функціонує РВЕ виключно у формі двосторонніх договорів, які укладаються між виробни-

РОЗДІЛ 3. Особливості реформування ринку електричної енергії України

ком, якому встановлено «зелений» тариф, та гарантованим покупцем на строк дії «зеленого» тарифу, встановленого для відповідного виробника [263].

Безпосередньо порядок купівлі ЕЕ із ВДЕ за «зеленим» тарифом визначається Регулятором [280] та був затверджений Постановою НКРЕКП від 26.04.2019 № 641 [281], згідно з якою схема договірних відносин на РВЕ виглядає таким чином (рис. 3.15).

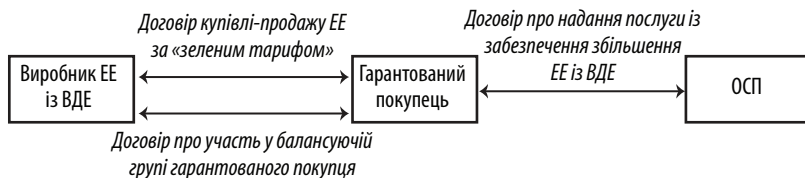


Рис. 3.15. Схема договірних відносин на РВЕ України із виробниками ЕЕ за «зеленим тарифом» (складено на основі [280; 281])

Гарантований покупець одночасно з виконанням зобов'язань з купівлі ЕЕ за «зеленим» тарифом надає ОСП послугу із забезпечення збільшення частки виробництва ЕЕ з альтернативних джерел енергії. Така послуга надається до 2030 р. відповідно до типового договору про надання послуг, затвердженого НКРЕКП. Послуга надається на фактичні обсяги відпущеної ЕЕ суб'єктами господарювання, які входять до складу балансуючої групи гарантованого покупця. Вартість послуги визначається як різниця між вартістю ЕЕ, купленої ним за «зеленим» тарифом, та її вартістю під час продажу на РДН та ВДР, витрат, пов'язаних із врегулюванням небалансів ЕЕ балансуючої групи гарантованого покупця, та витрат, передбачених кошторисом гарантованого покупця на його діяльність. Розмір вартості послуги визначається відповідно до порядку купівлі ЕЕ за «зеленим» тарифом та затверджується Регулятором [280; 281]. Обов'язки виробників ЕЕ із ВДЕ за «зеленим тарифом» [280]:

- 1) стати учасником ринку у визначеному порядку;
- 2) укласти з гарантованим покупцем двосторонній договір та увійти до балансуючої групи гарантованого покупця;

3) щодобово подавати гарантованому покупцю свої добові графіки відпуску ЕЕ на наступну добу.

Права та обов'язки гарантованого покупця узагальнено у *табл. 3.10*.

Таблиця 3.10

Права та обов'язки гарантованого покупця на РВЕ України [263]

Права гарантованого покупця:	Обов'язки гарантованого покупця:
<p>1) своєчасне та в повному обсязі отримання коштів за продану ЕЕ відповідно до укладених договорів;</p> <p>2) отримання від виробників, у яких він купує ЕЕ за «зеленим» тарифом, їхніх добових графіків відпуску;</p> <p>3) отримання від адміністратора комерційного обліку даних про фактичні обсяги відпуску ЕЕ виробниками, у яких гарантований покупець купує ЕЕ;</p> <p>4) доступ до інформації про діяльність на РЕЕ;</p> <p>5) інші права, передбачені нормативно-правовими актами, що регулюють функціонування РЕЕ, та умовами укладених договорів на РЕЕ</p>	<p>1) дотримуватися ліцензійних умов та інших нормативно-правових актів, що регулюють функціонування РЕЕ;</p> <p>2) укласти та виконувати договори, обов'язкові для провадження діяльності на РЕЕ;</p> <p>3) купувати у суб'єктів господарювання, яким встановлено «зелений» тариф, всю відпущену ЕЕ із ВДЕ за встановленим «зеленим» тарифом з урахуванням надбавки до нього;</p> <p>4) стати СВБ балансуючої групи гарантованого покупця, з якими він уклав двосторонні договори;</p> <p>5) надавати повідомлення ОСП про договірні обсяги купівлі-продажу ЕЕ;</p> <p>6) сплачувати своєчасно та у повному обсязі за ЕЕ, куплену у виробників за «зеленим» тарифом;</p> <p>7) надавати учасникам ринку інформацію, необхідну для виконання ними функцій на РЕЕ</p>

За відхилення фактичних погодинних обсягів відпуску ЕЕ виробників за «зеленим» тарифом від їхніх погодинних графіків відпуску виробниками, які входять до балансуючої групи гарантованого покупця, відшкодовується частка вартості врегулювання небалансу ЕЕ гарантованого покупця відповідно до правил функціонування такої балансуючої групи (п. 5 ст. 71 [263]).

РОЗДІЛ 3. Особливості реформування ринку електричної енергії України

Згідно із прикінцевими положеннями Закону України № 2019-VIII (п. 11 Розділ XVII) до 31.12.2020 р. виробники ЕЕ із ВДЕ не несуть відповідальності за небаланси ЕЕ, тоді як із 01.01.2021 р. передбачено поступове збільшення частки відшкодування небалансів ЕЕ на 10 % щорічно, тобто повна відповідальність таких виробників настане тільки 01.01.2030 р. [263].

Отже, РВЕ України функціонуватиме у формі моносонії, де гарантований покупець-моносоніст зобов'язаний купувати ЕЕ із ВДЕ. Агрегований механізм функціонування РВЕ України наведено на *рис. 3.16*.

Гарантований покупець виходить на РДН та ВДР на рівні нижніх цінових обмежень та купує ЕЕ на ВДР за найменшими заявленими цінами.

Згідно зі ст. 71 Закону України № 2019-VIII продаж ЕЕ із ВДЕ за «зеленим тарифом» не виключає можливості відповідних виробників брати участь у інших сегментах товарного РЕЕ та за бажанням або за умов сприятливої ринкової кон'юнктури виробники ЕЕ із ВДЕ можуть продати ЕЕ на різних часових сегментах замість продажу ЕЕ гарантованому покупцю [263].

В Україні пропонується запровадити аукціонний механізм до підтримки розвитку ЕЕ із ВДЕ (згідно з Законом України «Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії» від 11.07.2019 № 2755-VIII [282]), що дасть змогу забезпечити прозору конкуренцію між інвесторами та встановити реальну ринкову ціну на ЕЕ із ВДЕ.

На думку заступника директора представництва ЄБРР в Україні М. Петров, відомі закордонні девелопери не зацікавлені в РВЕ України навіть в умовах найвищого в Європі «зеленого» тарифу, тоді як аукціонний механізм торгівлі РВЕ – це більш надійний інструмент, ніж закон [283]. Вимога щодо розробки та впровадження аукціонного підходу на РВЕ є ключовою також і для України у рамках співпраці з ЄБРР [285], тому питання впровадження аукціонного механізму торгівлі ЕЕ із ВДЕ є нагальним для забезпечення інвестиційної привабливості ВДЕ-електроенергетики України.

Наукове забезпечення лібералізації ринку електричної енергії України

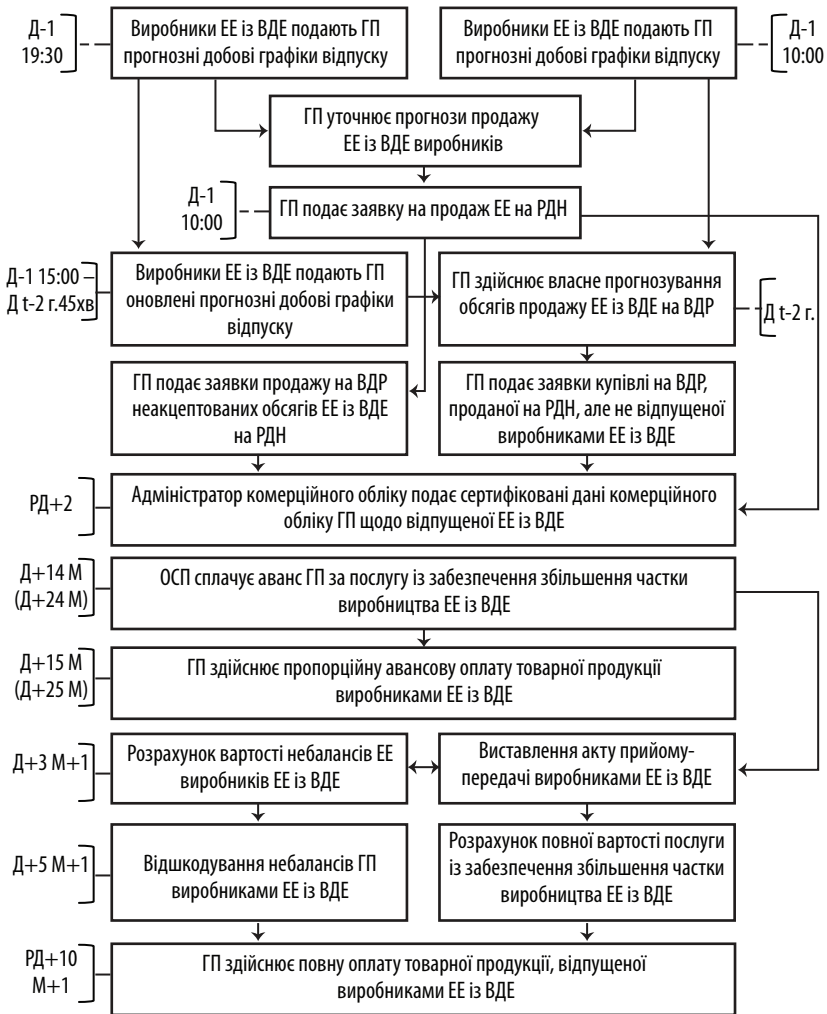


Рис. 3.16. Агрегований механізм функціонування РВЕ України (складено за [280; 281])

Примітка: тут ГП – гарантований покупець

РОЗДІЛ 3. Особливості реформування ринку електричної енергії України

Для переможців аукціону пропонується надання фінансової підтримки у виді компенсації між аукціонною ціною з урахуванням надбавки за дотримання рівня використання обладнання українського виробництва та ціною ЕЕ, визначеною за результатами продажу її на РДН. Щорічно на аукціоні буде розподілятися квота для об'єктів генерації на основі ВДЕ, що визначається для кожного джерела альтернативної енергії, (окрім доменного та коксівного газів, а з використанням гідроенергії – лише мікро-, міні- та малих гідроелектростанцій) [282]. У табл. 3.11 наведено визначальні особливості проведення аукціонів на РВЕ України.

Таблиця 3.11

Особливості механізму функціонування РВЕ України на аукціонній основі [282]

Характеристика	Особливості
1	2
Періодичність проведення аукціонів	Двічі на рік – до 01.05 та до 01.10
Строк застосування аукціонів	із 01.07.2019 до 31.12.2029
Строк надання державної підтримки	На 20 років з дня введення об'єкту в експлуатацію
Визначення державної квоти	КМУ за поданням Міненерго встановлює річні квоти підтримки на наступні 5 років
Підстава для розрахунку квот	Міжнародні зобов'язання України щодо розвитку відновлюваної енергетики, Енергетична стратегія України, звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей, план розвитку системи передачі, стану реалізації проєктів будівництва об'єктів відновлюваної енергетики.
Розподіл квот державної підтримки	За видами відновлюваної електрогенерації для: <ul style="list-style-type: none">▪ СЕС – не менше 15 %;▪ ВЕС – не менше 15 %; інших видів альтернативних джерел енергії (крім доменного та коксівного газів, а з використанням гідроенергії – лише мікро-, міні- та малих гідроелектростанцій), – не менше 15 %

Закінчення табл. 3.11

1	2
Види аукціонів	Основна форма – технологічно спеціалізовані; ▪ додаткові – аукціони із земельними ділянками; ▪ додаткова (за можливістю) – технологічно нейтральні
Умови участі в аукціоні	СЕС потужністю понад 1 МВт та ВЕС понад 5 МВт участь є обов'язковою, а для інших видів ВДЕ – добровільною
Обмеження у розподілі квоти	За ціною – не більше встановленого «зеленого тарифу» за видами ВДЕ. За обсягами – не більше 80 % від розміру квоти. За вартістю: не більше 25 % від загального обсягу на одного кінцевого бенефіціара
Місце проведення аукціону	Електронні торговельні майданчики
Принцип побудови аукціонного	Тендерна процедура у формі сліпих аукціонів. Розкриття цінових пропозицій
Метод ціноутворення	За заявленими цінами: аукціонна ціна визначається для кожного учасника окремо та фіксується в євро та у гривневому еквіваленті, що визначений за офіційним валютним курсом Національного банку України на дату укладення договору. На дату сплати аукціонна ціна перераховується гарантованим покупцем у національну валюту за середнім офіційним валютним курсом Національного банку України за розрахунковий період
Ціна договору	виражена у євро за 1 кВт-год
Гарантійне забезпечення	Для участі в аукціоні – безвідклична банківська гарантія у розмірі 5 Євро/кВт, яка повертається після визначення його результатів. Для переможців аукціону – безвідклична банківська гарантія у розмірі 15 Євро/кВт, яка повертається після впровадження об'єкта в експлуатацію
Строк будівництва нової потужності	Протягом двох років для СЕС та трьох років для інших виробників ЕЕ із ВДЕ
Оплата вартості відпущеної ЕЕ із ВДЕ	Щомісячно не пізніше 20 числа місяця, що настає за розрахунковим періодом

РОЗДІЛ 3. Особливості реформування ринку електричної енергії України

Згідно із Постановою КМУ «Про запровадження конкурентних умов стимулювання виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії» від 29.12.2019 № 1175 пропонується такий технологічний регламент проведення «зелених» аукціонів (табл. 3.12).

Таблиця 3.12

Агрегований технологічний регламент проведення «зелених» аукціонів в Україні (складено за [286])

Часові границі	Зміст завдань	Учасники	Особа, яка приймає рішення
1	2	3	4
Щороку до 15.09	Пропозиція щодо розміру річних квот підтримки суб'єктів господарювання, які виробляють ЕЕ із АДЕ на наступні 5 років з розподілом за окремими видами альтернативних джерел енергії	Держне агентство з енергоефективності та енергозбереження України, оператор системи передачі	Уповноважений орган (Міністерство енергетики України)
Щороку до 31.10	Проект рішення щодо встановлення річних квот підтримки суб'єктів господарювання	Уповноважений орган (Міністерство енергетики України)	Кабінет Міністрів України
Чітко невизначено	Рішення щодо встановлення річних квот підтримки та графіка проведення аукціонів	–	Кабінет Міністрів України
Чітко невизначено	Публікація оголошення про проведення аукціону	Гарантований покупець	–
Через 30 днів, але не пізніше 60 днів після опублікування оголошення	Подача заявок на участь в аукціоні, що складаються із величини потужності та цінової пропозиції	Потенційні учасники аукціону	–
	Перевірка відповідності ідентифікаційної інформації потенційного учасника	–	Оператор авторизованого електронного майданчика
Визначений час проведення торгів	Активізація модуля проведення аукціону, якщо поданих заявок більше двох	–	Автоматично електронною торговою системою

Закінчення табл. 3.12

1	2	3	4
Протягом 15 хвилин	Оновлення цінкових пропозицій учасників	–	Зарєстровані учасники аукціону
Після 15 хвилин	Розкриття інформації учасників торгів	–	Автоматично електронною торговою системою
	Ранжування цінкових пропозицій учасників у порядку збільшення	–	
	Формування протоколу про результати торгів	–	
Протягом 10 наступних робочих днів	Кваліфікація учасників за результатами торгів	–	Гарантований покупець
Протягом 2 наступних робочих днів	Підписання протоколу про результати торгів з кожним учасником	–	Гарантований покупець
Протягом 15 наступних робочих днів	Підписання протоколу про результати торгів та договору купівлі-продажу	–	Переможці аукціону
Протягом 15 наступних робочих днів	Підписання договору купівлі-продажу	–	Гарантований покупець

Згідно з Постановою КМУ від 29.12.2019 № 1175 адміністратором електронної торгової системи визначено ДП «Прозорро.Продажі», а сам механізм функціонування РВЕ є аналогом тендерної процедури у сфері публічних закупівель.

Проте затверджений механізм РВЕ вважається недієвим, і його помилка закладена на рівні принципів функціонування, зокрема:

- 1) забезпечення добросовісної конкуренції серед учасників – учасники торгів не можуть конкурувати один з одним на пониження ціни, оскільки торги відбуваються в 1 раунд, тому вони можуть лише «всліпу» змінювати власні цінкові пропозиції;

- 2) відкритості, прозорості та недискримінації учасників – дані щодо пропозицій учасників є невідомими до оголошення результатів торгів і ціноутворення за заявленою ціною, що сприяє цінній дискримінації учасників;
- 3) закритості інформації про учасників і їх пропозицій до моменту завершення аукціону – учасники торгів не можуть конкурувати один із одним;
- 4) автоматичної оцінки цінних пропозицій учасників електронною торговою системою – єдиним критерієм відбору переможців є ціна пропозиції;
- 5) об'єктивної та неупередженої перевірки гарантованим покупцем документів і відомостей учасників щодо відповідності вимогам після завершення аукціону – процедура кваліфікації учасників відбувається після завершення аукціону, що викривляє логіку процесу торгів і можливість попереднього коригування пропозицій учасників для розвитку конкуренції.

3.4. Аналіз ринку електричної енергії України за проєвропейської моделі

Перші результати функціонування РЕЕ України за проєвропейської моделі дозволяють визначити наслідки такого реформування. Аналіз ринку було проведено за II півріччя 2019 р., інформаційною базою для якого були дані ПрАТ «НЕК Укренерго» щодо добових графіків споживання ЕЕ, а також результатів БР [287], Української енергетичної біржі щодо результатів торгівлі на організованому РДД [288] та ДП «Оператор ринку» щодо результатів торгів на РДН та ВДР [289].

Функціонувати РЕЕ України розпочав з квазіконкурентної моделі – з ринку було виведено 90 % атомної та 35 % гідроелектрогенерації для виконання спеціальних обов'язків (СО) із забезпечення загальноспільних потреб за державно регульованими цінами, 566,7 грн/МВт-год і 673,76 грн/МВт-год відповідно, яку викупував ДП «Гарантований покупець» та перепродавав постачальникам універсальних послуг для постачання населенню, а також ОСП та ОСР, а надлишок реалізову-

Наукове забезпечення лібералізації ринку електричної енергії України

вав на РДН для покриття витрат за «зеленими» тарифами. Наведена на рис. 3.17 динаміка засвідчує, що поза конкуренцією на РЕЕ України у різні місяці залишилися від 44 % до 51 % ЕЕ, водночас обсяг закупленої ЕЕ ДП «Гарантований покупець» у 1,76–2,08 разу перевищував потреби населення та використовувався для перекриття збитків від продажу ЕЕ населенню за старими фіксованими цінами та виплат за «зеленими» тарифами.

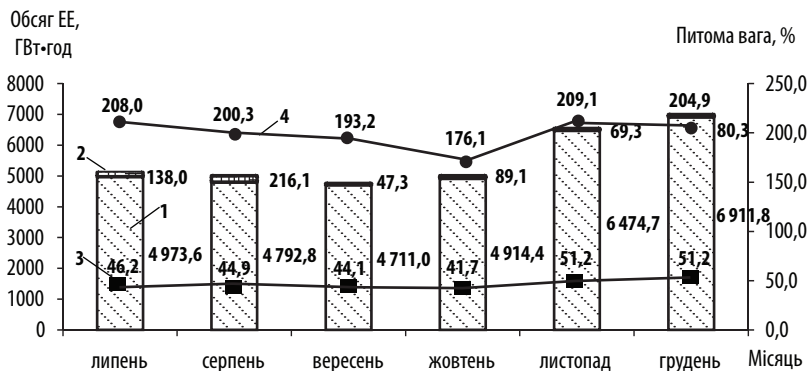


Рис. 3.17. Динаміка торгів на РДД із СО у II півріччі 2019 р.

Примітка: прогнозована частка реалізації ЕЕ за СО у грудні 2019 р.

Організований РДД, який функціонує через Українську енергетичну біржу (УЕБ), характеризувався нестабільною торгівлею із обмеженою конкуренцією як зі сторони продавців, так і покупців ЕЕ (рис. 3.18).

У ТЗ ОЕС Україна торгувалася продуктами переважно пікового та позапікового навантаження, при цьому обсяги торгів позапікового навантаження завжди перевищували пікове, враховуючи її дефіцит на інших сегментах РЕЕ. Основним продавцем на цих торгах виступало ПАТ «Центренерго» (виробник державної форми власності), а серед інших були представлені ТОВ «Енерджікс» (постачальник), ПрАТ «Нижньодністровська ГЕС» (виробник державної форми власності), ТОВ «Енерджі Трейд Груп» (постачальник), ДП «Севєродонецька ТЕЦ» (виробник державної форми власності), ТОВ «ТАС

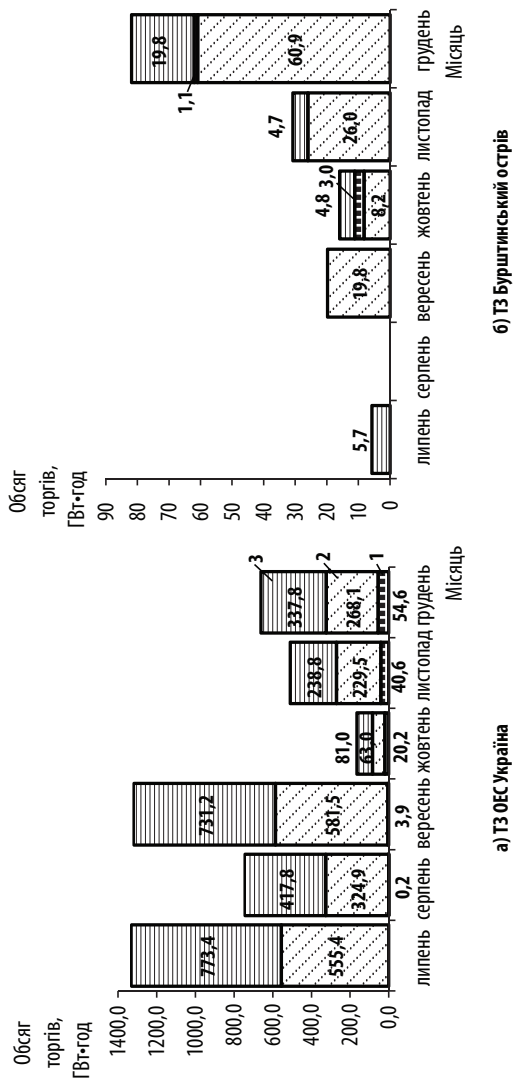


Рис. 3.18. Динаміка торгів на організованому РДА у II півріччі 2019 р.

Примітка: представлено абсолютні обсяги, без розподілу за періодами постачання ЕЕ

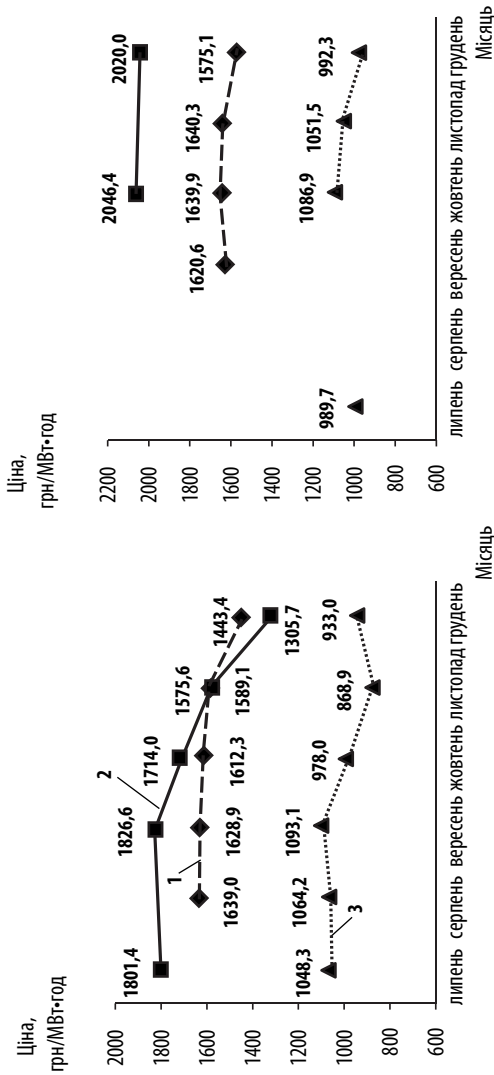
Енергія України» (постачальник). Серед оптових покупців на УЕБ активно приймали участь у торгівлі ТОВ «Юнайтед енерджи» (постачальник), АТ «Нікопольський феросплавний завод» (споживач), ТОВ «Укртрансліт» (постачальник), а також підприємства водопостачання – КП «Кривбасводоканал», ПрАТ «Київводоканал» та КП «Харківводоканал».

У ТЗ Бурштинський острів на УЕБ торгувалася переважно ЕЕ базового та позапікового навантаження. Обсяг торгів різко зріс у грудні 2019 р. у зв'язку із упровадженням біржою комерційних сесій та розширенням СО для ДП «Гарантований покупець». Продавцями-ініціаторам РДД-аукціонів виступали ДП «Калуська ТЕЦ-Нова» (виробник державної форми власності), ТОВ «ДТЕК Західенерго» (виробник приватної форми власності), ТОВ «НЕК» (постачальник), тоді як ДП «Гарантований покупець» виступив покупцем-ініціатором аукціону. Серед інших покупців ЕЕ на аукціонах брали участь такі постачальники, як ТОВ «ЕРУ Трейдинг», ТОВ «ТЕК», ТОВ «Львівенергозбут».

Відмінною особливістю організованих торгів на РДД була наявність усталених зв'язків між продавцями та покупцями ЕЕ, тобто платформа УЕБ виступала інструментом очищення цін. Хоча ціни ЕЕ на РДД не обмежувалися та на організованому РДД встановлювалися за результатами торгів, однак низька активність зі сторони учасників та усталені зв'язки обумовлювали продаж ЕЕ здебільшого за стартовими цінами (рис. 3.19).

Так, у ТЗ ОЕС України висока активність покупців ЕЕ в липні 2019 р. обумовила перевищення цін ЕЕ позапікового навантаження граничний поріг для РДН / ВДР, цей тренд протримався ще у серпні-вересні 2019 р., скорочення кількості учасників обумовили зниження цін у жовтні-грудні 2019 р. нижче граничного рівня. Ціни ЕЕ позапікового навантаження скоротилися на 11 % у грудні порівняно із липнем 2019 р. Ціни ЕЕ базового навантаження мали повільно спадну динаміку в липні – листопаді 2019 р. із помітним скороченням у грудні 2019 р. на 9,2 % порівняно із попереднім місяцем. Спадний характер мав і ціновий тренд для ЕЕ пікового навантаження, ціни ЕЕ у грудні 2019 р. становили

РОЗДІЛ 3. Особливості реформування ринку електричної енергії України



б) ТЗ Бурштинський острів

а) ТЗ ОЕС України

1 – базове навантаження; 2 – пікове навантаження; 3 – позапікове навантаження

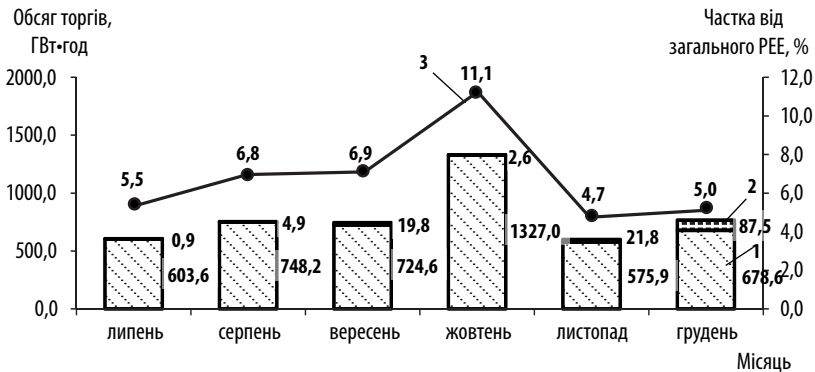
Рис. 3.19. Динаміка цін на організованому РДА у II півріччі 2019 р.

Наукове забезпечення лібералізації ринку електричної енергії України

72,5 % від її ціни в липні 2019 р., знизившись нижче рівня цін ЕЕ базового навантаження. Головним драйвером такого суттєвого зниження стали м'які кліматичні умови, що спричинили профіцитність ЕЕ пікового навантаження в енергосистемі.

У ТЗ Бурштинський острів мали місце повільніші цінові тренди у зв'язку із вищою концентрацією гравців на ринку та з поправкою на епізодичний характер торгівлі: середньозважена ціна ЕЕ позапікового навантаження у грудні 2019 р. скоротилася на 5,7 % та базового – 4 % порівняно із попереднім місяцем, а пікового – на 1,3 % порівняно із жовтнем 2019 р.

Торговля на організованому РДД мала мінливу динаміку у II півріччі 2019 р., що обумовлювало її мінливу вагомість на РЕЕ України (рис. 3.20).



1 – ТЗ ОЕС Україна; 2 – ТЗ Бурштинський острів; 3 – частка організованої торгівлі через УЕБ на загальному РЕЕ

Рис. 3.20. Динаміка торгів на організованому РДД із розподілом обсягів за періодами поставки

У цілому в II півріччі 2019 р. через УЕБ було реалізовано 4,7 ТВт·год ЕЕ, або 6,6 % від її загального електроспоживання в Україні. Максимального значення ця частка сягала у жовтні 2019 р. – 11,1 %, оскільки у вересні 2019 р. ПАТ «Центренерго» реалізувало 1,3 ТВт·год ЕЕ в ресурс

РОЗДІЛ 3. Особливості реформування ринку електричної енергії України

наступного місяця. Після цього частка організованого РДД поступово скорочувалася та складала 4,7 % від загального електроспоживання у листопаді 2019 р., у тому числі обсяг торгів в ТЗ ОЕС України скоротився на 57 %, тоді як у ТЗ Бурштинський острів зріс у 8 разів порівняно із попереднім місяцем. Причиною звуження торгівлі у ТЗ ОЕС України стало скорочення пропозицій від ПАТ «Центренерго», тоді як розширення торгів у ТЗ Бурштинський острів відбулося внаслідок розширення СО для гарантованого покупця та через впровадження комерційних сесій.

Загалом торгівля на організованому РДД ще тільки розвивається та була неефективною, про що свідчить низька активність його учасників (табл. 3.13).

Таблиця 3.13

Аналіз активності торгівлі на організованому РДД через УЕБ у II півріччі 2019 р.

Показник	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень
1	2	3	4	5	6	7
Кількість успішно проведених аукціонів, од.	21	8	9	17	10	37
у т.ч.						
ТЗ ОЕС Україна	10	7	7	7	20	20
ТЗ Бурштинський острів	11	0	2	10	7	17
Кількість оптових продавців, осіб	2	3	5	6	6	10
Середня кількість переможців аукціону, осіб	4,09	1,50	2,33	1,29	1,44	2,06
Питома вага найбільшого переможця аукціону	69	67	79	91	79	48
у т.ч.						
ТЗ ОЕС Україна	39	67	72	87	80	77
ТЗ Бурштинський острів	97	–	100	93	76	14
Середнє відхилення від стартової ціни, %	-0,5	4,3	0,7	-1,2	-0,1	0,2

Закінчення табл. 3.13

1	2	3	4	5	6	7
у т.ч.						
ТЗ ОЕС Україна	-1,1	4,3	0,9	0,0	-0,2	0,4
ТЗ Бурштинський острів	0,0	–	0,0	-1,9	0,0	0,0

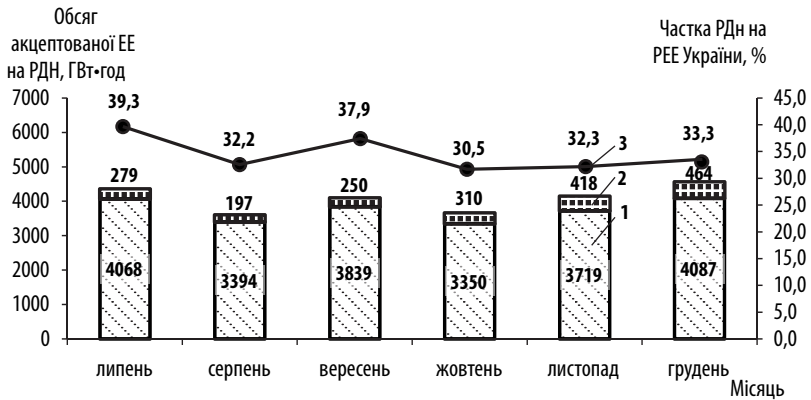
Як видно з табл. 3.13, істотного прогресу в розвитку торгівлі на УЕБ вдалося досягти тільки у грудні 2019 р., в якому було проведено 37 аукціонів (за рахунок розширення торгівлі в ТЗ Бурштинський острів) порівняно із 21 аукціоном, проведеним в липні 2019 р. При цьому питома вага найбільшого переможця аукціону складала 48 % порівняно із 69 % у липні 2019 р. Однак залишається досить низькою активність учасників зі сторони покуців: на 1 ініціатора аукціону приходиться 2,09 його переможців. Висока концентрованість учасників аукціону з обох сторін обумовлює негнучкість цін, що здебільшого залишаються на стартовому рівні.

Наступний сегмент, РДН, у європейській моделі конкурентного РЕЕ визначено як найпрогресивніший, найсправедливіший і найліквідніший, ціни якого вважаються індикативними для інших. В основу його функціонування покладено аукціонний підхід за маржинальним методом ціноутворення, що дає змогу встановити єдині ціни для всіх учасників торгівлі, очищаючи ринок від неефективних гравців – виробничого та/або споживчого надлишку.

Згідно з п. 9 Розділу XVII Закону України № 2019-VIII у 2019 р. для виробників ЕЕ було встановлено 10-відсотковий нижній поріг участі у РДН з метою забезпечення наповнення цього сегмента [263]. Фактична місткість РДН знаходилася в межах 30,5 % (жовтень 2019 р.) – 39,3 % (липень 2019 р.). Всього у II півріччі 2019 р. на РДН було продано 24,4 ТВт-год, що складало 34,1 % від електроспоживання за цей період (рис. 3.21).

У ТЗ ОЕС Україна торгівля на РДН мала відносно мінливу динаміку, максимальний обсяг торгів було досягнуто в грудні 2019 р. у розмірі 4087 ГВт-год, який, однак, майже дорівнював торгам липня 2019 р.

РОЗДІЛ 3. Особливості реформування ринку електричної енергії України



1 – ТЗ ОЕС України; 2 – ТЗ Бурштинський острів; 3 – частка РДН на РЕЕ України

Рис. 3.21. Динаміка торгів на РДН України у II півріччі 2019 р.

Тоді як мінімальний обсяг торгів припав на жовтень 2019 р., склавши 3660 ГВт·год, та пов'язується із відкриттям імпорту ЕЕ за двосторонніми договорами з країн не-Енергетичного співтовариства. Причинами такої мінливості було небажання продавців торгувати ЕЕ за встановлених цінових обмежень, особливо для позапікового періоду, та їх переорієнтація на БР.

У ТЗ Бурштинський острів акцептований обсяг ЕЕ на РДН мав зростаючу тенденцію у серпні – грудні 2019 р., збільшившись у 2,4 разу за цей період, що може свідчити про розвиток спотової торгівлі та збільшення кон'юнктурної збалансованості цієї торгової зони.

Функціонування РДН відзначається поступовим підвищенням активності зі сторони учасників, про що свідчать абсолютні показники (табл. 3.14).

На час старту конкурентного РЕЕ в Україні ДП «Оператор ринку» було зареєстровано 277 учасників, тоді як на кінець 2019 р. їх кількість зростає на 36 % або на 101 особу. Водночас кон'юнктура спотового РЕЕ засвідчує перевагу сил виробників ЕЕ: у липні 2019 р. на одного виробника приходилося 10,6 постачальників, тоді як у грудні цей показник

Наукове забезпечення лібералізації ринку електричної енергії України

скоротився до 8,9. Зниження сконцентрованості ринку було пов'язана з реєстрацією на кінець року 13 виробників та 6 трейдерів ЕЕ.

Таблиця 3.14

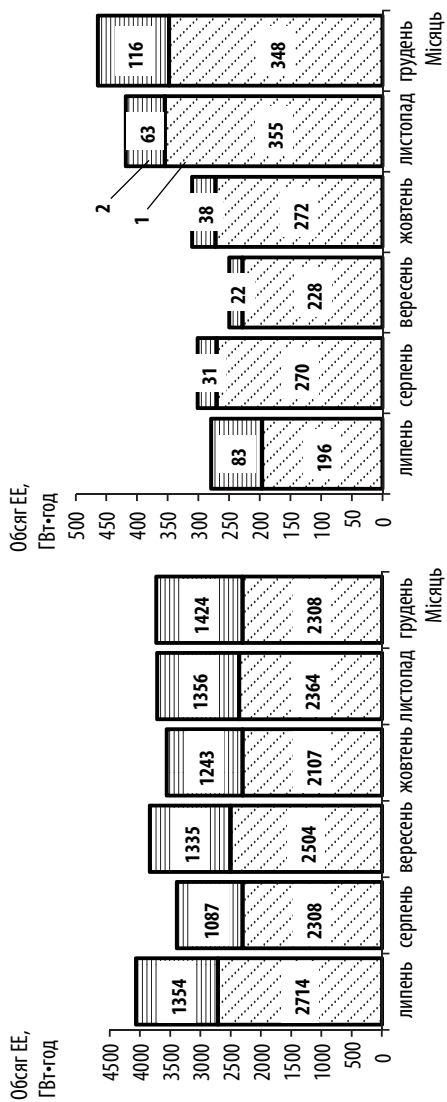
Динаміка активності учасників на РДН у II півріччі 2019 р.

Період	Кількість активних учасників на РДН			Кількість зареєстрованих договорів з ОР						
	сер.	мін.	макс.	Всього	у т.ч.					
					ОСП	гарантований покупець	ОСР	Виробники	поста-чальники	трейдери
07/19	212	193	219	277	1	1	32	21	222	0
08/19	214	208	218	298				21	243	0
09/19	222	216	227	314				21	259	0
10/19	226	221	232	340				30	276	0
11/19	236	231	241	358				32	289	3
12/19	241	233	246	378				34	304	6

Активність учасників РДН також зростала з місяця в місяць: у грудні 2019 р. середня кількість активних гравців складала 241 особу проти 212 осіб у липні 2019 р. Однак спостерігається зниження відносної активності учасників. Питома вага активних учасників РДН від загальної кількості зареєстрованих складала 76 % у липні 2019 р. та знизилася до 64 % у грудні 2019 р..

Динаміка торгів на РДН доводить відмінності ринкової поведінки учасників у торгових зонах (рис. 3.22).

Обсяги торгів у ТЗ ОЕС Україна були майже стабільними: для пікового навантаження коливалися у діапазоні від 2,3 ТВт-год (серпень та грудень) до 2,7 ТВт-год (липень), а для позапікового – від 1,1 ТВт-год (серпень) до 1,4 ТВт-год (грудень). Навпроти, торги у ТЗ Бурштинський острів характеризувалися різкими коливаннями, які для пікового навантаження складала від 196 ГВт-год (липень) до 348 ГВт-год (гру-



б) ТЗ Бурштинський острів

а) ТЗ ОЕС Україна

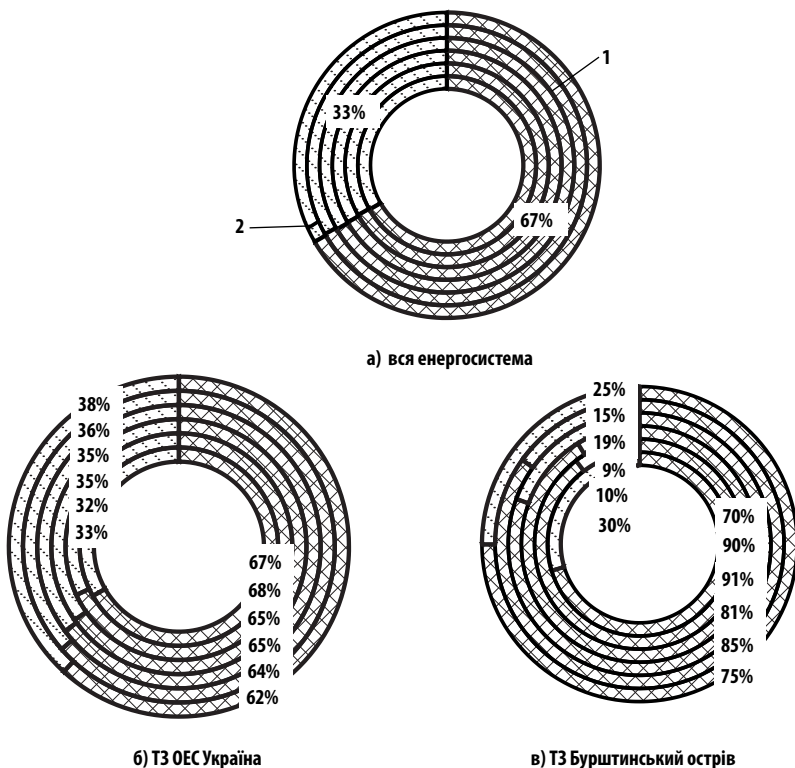
1 – базове навантаження; 2 – пікове навантаження; 3 – позапікове навантаження

Рис. 3.22. Динаміка торгів на РДН у II півріччі 2019 р. за видами погодинних продуктів

Наукове забезпечення лібералізації ринку електричної енергії України

день), а для позапікового – від 22 ГВт-год (вересень) до 116 ГВт-год (грудень).

У структурі торгівлі на РДН в обох торгових зонах переважали погодинні продукти пікового навантаження, частка яких для ТЗ ОЕС України складала 65 %, а для ТЗ Бурштинський острів – 81 %, тоді як у загальному енергобалансі пікова ЕЕ складала 67 % в II півріччі 2019 р. (рис. 3.23).



1 – пікове навантаження; 2 – позапікове навантаження

Рис. 3.23. Структура торгівлі на РДН України у II півріччі 2019 р.

Примітка: кожне коло відображає відповідний місяць у порядку збільшення

РОЗДІЛ 3. Особливості реформування ринку електричної енергії України

Дві торгові зони на РЕЕ України мали різні цінові тренди. Погодинні ціни РДН у ТЗ Бурштинський острів зазвичай були вищими, ніж у ТЗ ОЕС України (рис. 3.24).

На старті РЕЕ України середньозважена місячна ціна на добу наперед у ТЗ ОЕС України склала 1640 грн/МВт·год, знизившись у грудні 2019 р. на 26 %, тоді як відповідний показник для ТЗ Бурштинський острів склав на початку 1711 грн/МВт·год., тобто був на 4 % вище, ніж у основній зоні, та скоротився на 12 % у грудні 2019 р., маючи параболічну випуклу форму протягом цього періоду.

У ТЗ ОЕС Україна найвищі базові ціни на РДН мали місце у серпні 2019 р., а у ТЗ Бурштинський острів – у вересні 2019 р., що пов'язується із загостренням кон'юнктурної дисбалансованості та наростанням дефіциту пропозиції в цих зонах. Найнижчі ціни мали місце у грудні 2019 р. в обох зонах внаслідок збільшення пропозиції та зменшення попиту ЕЕ.

Загальну динаміку спадаючого цінового тренду в ТЗ ОЕС України визначили пікові ціни, які знизилися до 1413 грн/МВт·год у грудні 2019 р., тобто на 29 % порівняно із липнем 2019 р., тоді як позапікові ціни мали більш слабку тенденцію до скорочення та знизилися до 824 грн/МВт·год, або на 13 % порівняно із липнем 2019 р. Основною причиною таких тенденцій було пуск атомних енергоблоків після літнього періоду ремонтів і, як наслідок, збільшення пропозиції ЕЕ базового навантаження.

Висока концентрованість ТЗ Бурштинський острів обумовлювала торги на рівні цінових обмежень, і лише збільшення пропозиції при відносно стабільному попиту спонукало до зниження цін. Середньозважені ціни пікового навантаження сягали свого максимуму у серпні 2019 р. на рівні 2025 грн/МВт·год, скоротившись у грудні на 16 %, або до 1709 грн/МВт·год, тоді як ціни позапікового навантаження трималися на рівні цінових обмежень у серпні–листопаді 2019 р., скоротившись у грудні 2019 р. на 8 %.

Структура наявних генеруючих потужностей обумовила структуру торгівлі в кожній торговій зоні (рис. 3.25).

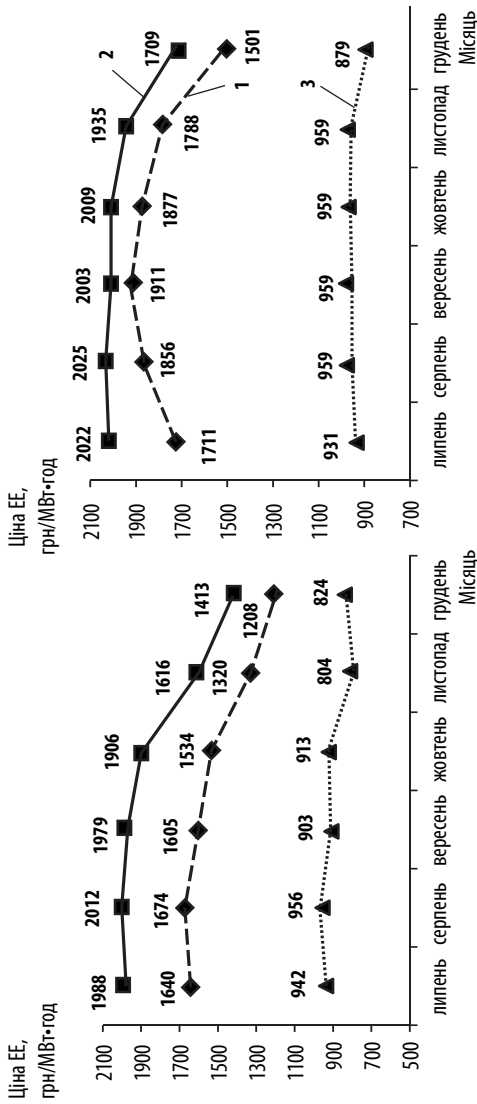
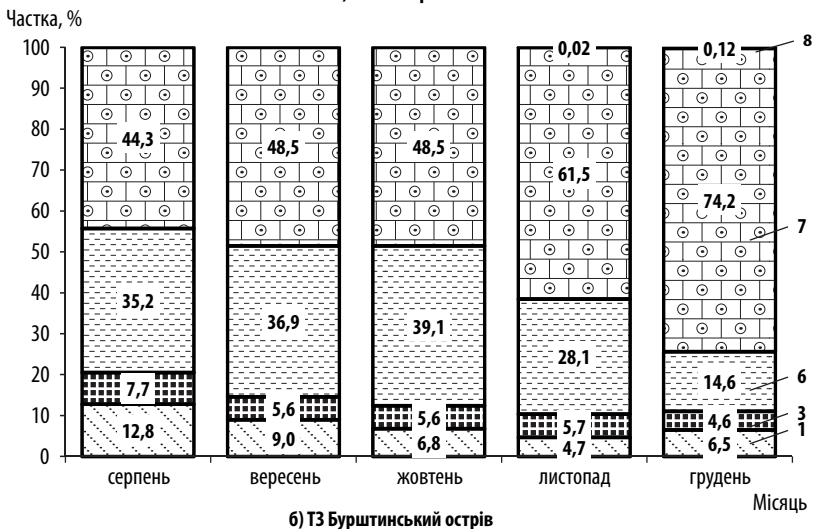
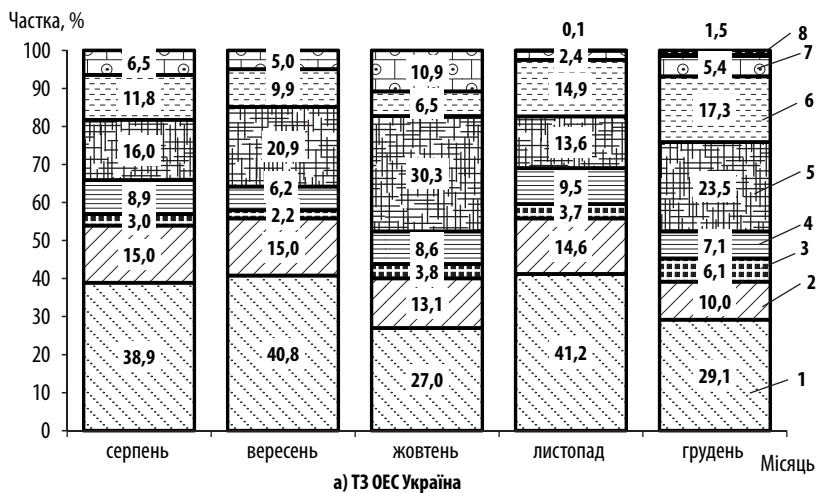


Рис. 3.24. Динаміка середньомісячних цін на добу наперед в Україні у II півріччі 2019 р.

РОЗДІЛ 3. Особливості реформування ринку електричної енергії України



1 – гарантований покупець за CO; 2 – гарантований покупець за «зеленим» тарифом; 3 – ТЕЦ;
4 – ГЕС; 5 – АЕС; 6 – ТЕЦ; 7 – інші; 8 – трейдери

Рис. 3.25. Структура акцептованих обсягів продажу ЕЕ на РДН у II півріччі 2019 р.

Основним продавцем в ТЗ ОЕС Україна виступав ДП «Гарантований покупець», який реалізовував на РДН надлишкові обсяги купленої ЕЕ за СО та ЕЕ з ВДЕ, сумарна частка якого в акцептованих обсягах продажах складала від 39 % (грудень 2019 р.) до 56 % (вересень 2019 р.). Реалізовував на РДН цей учасник надлишкові обсяги ЕЕ, закуплені за СО, майже на рівні цінових обмежень, що спричиняло збільшення цін у цій торговій зоні, тоді як ЕЕ з ВДЕ пропонувалася за мінімальною ціною. Прибутки від продажу ЕЕ на РДН спрямовувалися на покриття власних витрат, збитків на реалізацію ЕЕ постачальникам універсальних послуг за державно регульованими соціальними цінами, покриття витрат за «зеленими» тарифами, а також на закупівлю обсягів ЕЕ недостатніх для задоволення витрат споживачів у ТЗ Бурштинський острів.

На другому місці серед акцептованих обсягів продажу на РДН в ТЗ ОЕС України виступали АЕС, частка яких коливалася від 14 % до 30 %. Наявні випадки, особливо в позапіковий період грудня 2019 р., коли саме атомні енергоблоки виступали як маржинальні, визначаючи рівноважну ціну ЕЕ за конкретну годину.

Третє місце в структурі акцептованих обсягів продажу на РДН в ТЗ ОЕС посіли ТЕС, частка яких коливалася від 6,5 % до 17 %. Саме вони найчастіше виступали як маржинальні об'єкти, прагнучи торгувати на рівні цінових обмежень встановлених НКРЕКП.

Особливу групу складають інші продавці та трейдери, які не виробляють ЕЕ, а лише перепродають куплену ЕЕ на РДН, частка яких коливалася від 2 % до 11 % у II півріччі 2019 р.

Домінуюче місце у структурі акцептованих обсягів продажів на РДН в ТЗ Бурштинський острів займали інші учасники РЕЕ, частка яких зросла із 44 % до 74 % у II півріччі 2019 р. Впровадження нової моделі РЕЕ та наявні пропускні потужності, синхронізовані з електромережами ЄС, дозволи відкрити імпорт європейської ЕЕ в Україну. На другому місці за вагомістю у структурі торгів знаходилися ТЕС, представлені переважно в цій торговій зоні ПАТ «ДТЕК Західенерго». За аналізований період частка ТЕС в структурі акцептованих обсягів продажу скоротилася з 35 % у серпні 2019 р. до 15 % у грудні 2019 р.

РОЗДІЛ 3. Особливості реформування ринку електричної енергії України

Питома вага ДП «Гарантований покупець» у структурі акцептованих обсягів продажу на РДН в ТЗ Бурштинський острів, який торгував виключно ЕЕ з ВДЕ, коливалася від 12,8 % (липень 2019 р.) до 4,7 % (листопад 2019 р.).

Різні збалансованість торгових зон вплинули і на їх різну структуру споживання (рис. 3.26).

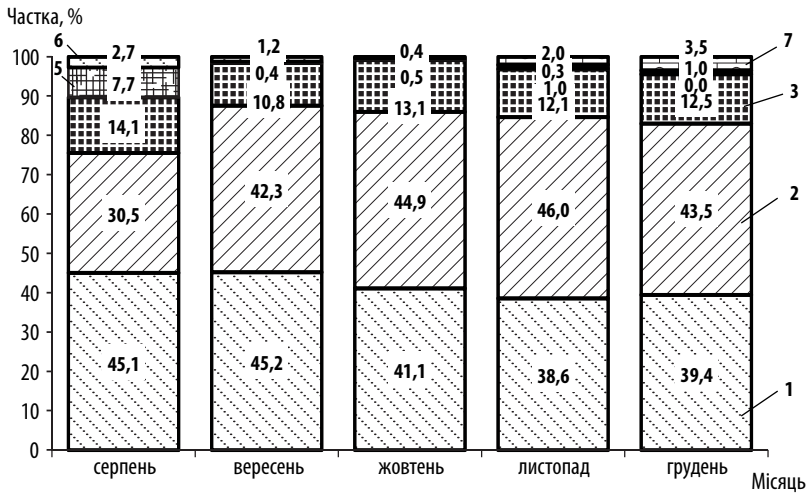
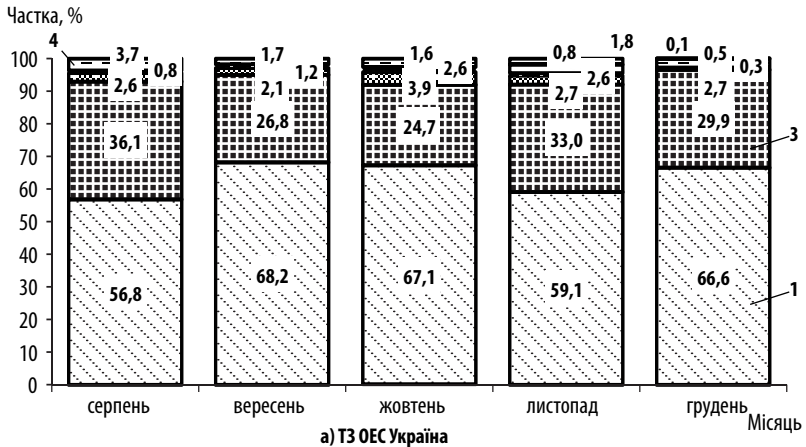
Основні обсяги покупки ЕЕ на РДН в ТЗ ОЕС Україна приходилися на незалежних постачальників, а також постачальників універсальних послуг, які здійснювали операції з купівлі ЕЕ, виконуючи функції перших, сумарна частка яких коливалася від 92 % до 96 %. Купували ЕЕ на РДН й її виробники як для раннього покриття прогнозованих небалансів ЕЕ, сформованих за результатами торгів на РДД, так і для її перепродажу на БР за більш високими цінами.

Частка виробників у акцептованих обсягах купівлі ЕЕ коливалася від 2 % до 4 %. Із листопаду 2019 р. на РДН України розпочали свою діяльність трейдери, однак їх сумарна частка купівлі-продажу на цьому сегменті була незначною та становила 1,6–1,9 %. Решта акцептованих обсягів купівлі припадала на ОСП та ОСР, які купували недостатні обсяги ЕЕ для покриття технологічних потреб. Сумарна частка операторів електромереж коливалася від 3 % до 5 % за аналізований період.

У ТЗ Бурштинський острів основним покупцем ЕЕ на РДН виступав ДП «Гарантований покупець», який купував ЕЕ для виконання покладених на нього СО, частка якого складала від 39 % до 45 % у аналізованому періоді. Виходив він на РДН близько до цінових обмежень, що спричиняло збільшення цін у цій торговій зоні.

На другому та третьому місцях за питомою вагою акцептованих обсягів купівлі ЕЕ знаходилися постачальники та постачальники універсальних послуг, які сумарно купували на РДН в ТЗ Бурштинський острів від 45 % до 58 % ЕЕ. Почала розвиватися із листопада 2019 р. і трейдерська діяльність в цій зоні, сумарна частка якої за обсягами купівлі-продажу складала 2,0–3,6 %. Решту обсягів ЕЕ було викуплено ОСП та ОСР.

Наукове забезпечення лібералізації ринку електричної енергії України



1 – гарантований покупець за CO; 2 – гарантований покупець за «зеленим» тарифом; 3 – ТЕЦ;
4 – ГЕС; 5 – АЕС; 6 – ТЕС; 7 – інші; 8 – трейдери

Рис. 3.26. Структура акцептованих обсягів купівлі ЕЕ на РДН у II півріччі 2019 р.

РОЗДІЛ 3. Особливості реформування ринку електричної енергії України

Встановлені верхні цінові обмеження на РДН обумовили кон'юнктуру розбалансованість торгівлі, особливо в позапіковий період (табл. 3.15).

У ТЗ ОЕС Україна кон'юнктура РДН на час старту конкурентної моделі РЕЕ характеризувалася як дефіцитна у 42 % випадків (середній рівень дефіциту заявленої пропозиції складав 619 МВт-год), тоді як решту часу – як профіцитна (середній рівень профіциту заявленої пропозиції електроенергії склав 731 МВт-год).

Однак у ТЗ ОЕС Україна ситуація кардинально відрізняється за режимами навантаження: для пікового навантаження була профіцитною у 85 % випадків, тоді як для позапікового навантаження – дефіцитною у 87 % випадків. Маржинальний метод ціноутворення дозволив очистити РДН від надлишків – на 6,4 % із сторони покупців та на 8 % із сторони продавців.

Із перебігом часу ці кон'юнктурні дисбаланси було зменшено, та у грудні 2019 р. ТЗ ОЕС Україна визначена як профіцитна у 98 % випадків, у тому числі на 100 % у пікові та на 94 % у позапікові години навантаження, при цьому середній рівень профіциту заявленої пропозиції склав близько 2,5 ГВт-год.

Відносний рівень незбалансованого попиту (споживчі надлишки) скоротився майже до мінімуму, склавши 0,9 %, у тому числі 0,5 % у піковий та 1,6 % в позапіковий періоди. Напроти, виробничі надлишки сягали 30 % та приблизно однакові за режимами навантаження. Профіцитна кон'юнктура РДН у ТЗ ОЕС Україна стала основним драйвером для скорочення цін.

У липні 2019 р. кон'юнктура РДН в ТЗ Бурштинський острів була визначена як переважно профіцитна – на 82 %, у тому числі 87 % у піковий та 73 % в позапіковий періоди. Середній рівень профіциту пропозиції ЕЕ складав 112–МВт-год, а маржинальний метод ціноутворення дозволив очистити РДН на 7,8 % від споживчих та на 17 % від виробничих надлишків. Однак така ринкова ситуація не була постійною.

Решту аналізованого періоду загальний негативний кон'юнктурний дисбаланс коливався від 78 % у серпні 2019 р. до 28 % у грудні 2019 р.

Таблиця 3.15

Аналіз збалансованості кон'юнктури РДН в Україні у II півріччі 2019 р.

Показник	Липень		Серпень		Вересень		Жовтень		Листопад		Грудень							
	0-24	24-8	0-24	24-8	0-24	24-8	0-24	24-8	0-24	24-8	0-24	24-8						
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1																		
ТЗОЕС України																		
Кількість годин дефіциту пропозиції, год	316	72	244	394	206	188	265	107	158	253	109	144	31	4	27	17	0	17
Ймовірність дефіциту пропозиції, %	42	15	87	53	44	67	37	24	59	34	23	52	4	1	10	2	0	6
Середній розмір дефіциту пропозиції, МВт-год	619	439	672	656	329	1014	1170	439	1665	1457	495	2185	926	119	1045	1355	0	1355
Кількість годин профіциту пропозиції, год	428	393	35	350	259	91	455	343	112	491	356	135	689	446	243	727	465	262
Ймовірність профіциту пропозиції, %	58	85	13	47	56	33	63	76	41	66	77	48	96	99	90	98	100	94
Середній розмір профіциту пропозиції, МВт-год	731	770	303	444	424	499	658	773	306	1004	1126	684	1757	1958	1387	2454	2447	2467

РОЗДІЛ 3. Особливості реформування ринку електричної енергії України

Продовження табл. 3.15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Середній рівень неакцептованого попиту, МВт-год	382	201	684	405	218	716	593	300	1081	575	190	1216	142	66	270	62	32	112
Відносний рівень неакцептованого попиту, %	6,4	3,1	11,8	8,6	3,9	16,4	7,8	5,0	12,6	7,8	4,0	14,2	2,3	1,2	4,3	0,9	0,5	1,6
Середній рівень неакцептованої пропозиції, МВт-год	540	784	134	266	309	196	578	785	233	742	936	419	1784	2006	1414	2430	2480	2347
Відносний рівень неакцептованої пропозиції, %	8	12	3	6,1	6,9	4,8	9,1	12,0	4,3	12,4	15,4	7,4	25,1	27,3	21,4	30,0	29,8	30,4
ІЗ Бурштинський острів																		
Кількість годин дефіциту пропозиції, год	135	59	76	579	300	279	346	76	270	408	130	278	292	22	270	207	19	188
Ймовірність дефіциту пропозиції, %	18	13	27	78	65	100	48	17	100	55	28	100	41	5	100	28	4	67
Середній розмір дефіциту пропозиції, МВт-год	195	161	222	242	79	416	553	134	671	772	155	1060	617	283	645	593	63	646

Наукове забезпечення лібералізації ринку електричної енергії України

Закінчення табл. 3.15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Кількість годин профіциту пропозиції, год	609	406	203	165	165	0	374	374	0	336	335	1	428	428	0	537	446	91
Ймовірність профіциту пропозиції, %	82	87	73	22	35	0	52	83	0	45	72	0	59	95	0	72	96	33
Середній розмір профіциту пропозиції, МВт-год	112	132	72	101	101	0	199	199	0	254	254	306	282	282	0	441	439	449
Середній рівень неакцептованого попиту, МВт-год	38	23,4	61	206	74	427	305	70	695	472	107	1082	260	19	662	258	103	517
Відносний рівень неакцептованого попиту, %	7,8	4,7	13	39,7	16,8	77,8	40,6	11,5	89,0	43,6	15,9	89,8	28,3	1,8	72,5	29,3	13,4	55,8
Середній рівень неакцептованої пропозиції, МВт-год	94	118	53	41	59	11	142	213	24	164	246	27	177	274	17	411	521	228
Відносний рівень неакцептованої пропозиції, %	17	20	12	9,4	12,2	4,8	22,2	29,2	10,6	23,2	30,3	11,3	19,0	26,5	6,5	38,0	42,6	30,4

Особливо гострою ситуація була в позапіковий період, дефіцит пропозиції складав 100 % у серпні – листопаді 2019 р., який було зменшено до 67 % у грудні 2019 р. Середній рівень дефіциту пропозиції за цей період становив від 0,4 ГВт·год у серпні 2019 р. до 1,0 ГВт·год у жовтні 2019 р.

Однак навіть в умовах жорсткої нестачі пропозиції покупці були незгодні купувати ЕЕ за надвисокими цінами, та споживчі надлишки сягали 90 % у жовтні 2019 р., після чого намітилися тенденція до зниження цін, та обсяг неакцептованої пропозиції склав 56 % у грудні 2019 р. Напроти, у піковий період кон'юнктура РДН в цій зоні була переважно профіцитною, окрім серпня 2019 р., середній рівень профіциту коливався від 0,1 МВт·год у серпні 2019 р. до 0,4 ГВт·год у грудні 2019 р. Виробничі надлишки змінювалися від 12 % у серпні 2019 р. до 43 % у грудні 2019 р.

Різні цінові обмеження для двох режимів навантаження обумовлювали різну цінову поведінку учасників на РДН за погодинними продуктами та режимами навантаження (рис. 3.27, табл. 3.16).

У липні 2019 р. в обох торгових зонах ціни на добу наперед були близькими до цінових обмежень. Так, медіанна ціна для пікового навантаження в ТЗ ОЕС Україна складала 2015 грн/МВт·год, а в ТЗ Бурштинський острів – 2020 грн/МВт·год, тоді як для позапікового навантаження відповідні значення становили 959,12 грн/МВт·год (що дорівнювало встановленим обмеженням) та 925 грн/МВт·год.

У ТЗ ОЕС України медіанні ціни ЕЕ на добу наперед набули свого максимуму в серпні-вересні 2019 р для пікового навантаження, та у серпні-жовтні 2019 р. для позапікового навантаження. Профіцит пропозиції у листопаді-грудні 2019 р. ініціювали скорочення медіанних цін. Медіанна ціна у грудні 2019 р. була найнижчою з часів старту РЕЕ та складала 1377 грн/МВт·год., тоді як медіанна ціна для позапікового навантаження була найнижчою у листопаді 2019 р. та складала 817 грн/МВт·год.

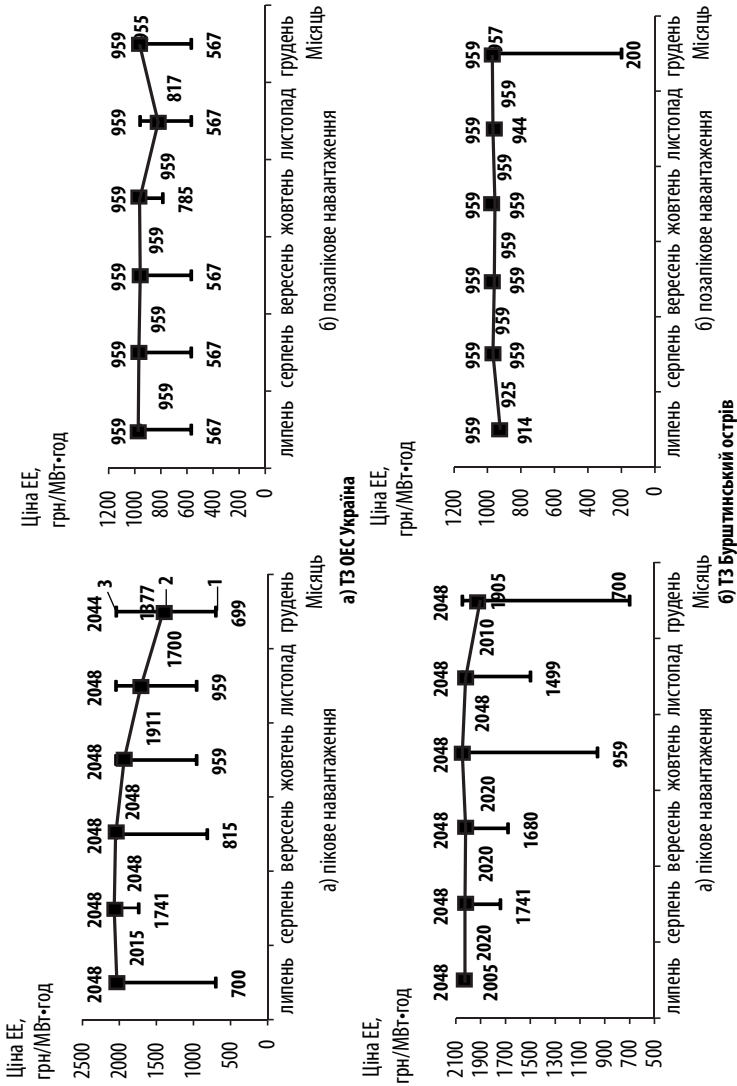


Рис. 3.27. Динаміка цін на РДН за режимами навантаження у II півріччі 2019 р.

1 – мінімальна ціна; 2 – медіанна ціна 3 – максимальна ціна

РОЗДІЛ 3. Особливості реформування ринку електричної енергії України

Таблиця 3.16

Аналіз волатильності цін на РДН в Україні в II півріччі 2019 р.

Показник	Липень		Серпень		Вересень		Жовтень		Листопад		Грудень							
	0-24	9-23	24-8	9-23	24-8	9-23	24-8	9-23	24-8	9-23	24-8	9-23	24-8					
ТЗ ЄС/Україна																		
Середньозважена ціна	1640	1988	942	1674	2012	956	1605	1979	903	1533	1901	909	1320	1616	804	1208	1413	824
Середньоарифметична ціна	1591	1981	942	1614	2009	956	1573	1975	904	1537	1911	915	1303	1606	798	1169	1384	812
Медіанна ціна	1948	2015	959	1945	2048	959	1914	2048	959	1741	1911	959	1500	1700	817	1125	1377	955
Модальна ціна	959	2048	959	2048	2048	959	2048	2048	959	2048	2048	959	959	1743	959	567	799	567
Мінімальна ціна	567	700	567	567	1741	567	567	815	567	785	959	785	567	959	567	567	699	567
Максимальна ціна	2048	2048	959	2048	2048	959	2048	2048	959	2048	2048	959	2048	2048	959	2044	2044	959
Місячна волатильність, %	25,9	11,4	4,9	25,6	2,7	3,4	25,5	8,8	6,8	23,3	5,9	9,6	21,0	9,3	15,0	15,6	10,9	7,5
ТЗ Бурштинський острів																		
Середньозважена ціна	1711	2022	931	1856	2025	959	1911	2003	959	1877	2009	982	1788	1935	959	1501	1709	879
Середньоарифметична ціна	1614	2023	933	1625	2024	959	1609	1999	959	1617	2009	963	1548	1902	959	1438	1769	887
Медіанна ціна	2014	2020	925	2020	2020	959	2020	2020	959	2020	2048	959	1716	2010	959	1500	1905	957
Модальна ціна	925	2020	925	2048	2048	959	2020	2020	959	2048	2048	959	959	2020	959	959	1953	959
Мінімальна ціна	914	2005	914	959	1741	959	959	1680	959	959	959	959	944	1499	944	200	700	200
Максимальна ціна	2048	2048	959	2048	2048	959	2048	2048	959	2048	2048	2020	2048	2048	959	2048	2048	959
Місячна волатильність, %	26,2	0,2	0,3	25,2	1,4	0,0	25,0	3,1	0,0	24,7	7,1	7,3	21,7	5,9	0,1	23,3	12,5	17,6

У ТЗ Бурштинський острів ціни ЕЕ на добу наперед були зазвичай вищими, ніж у ТЗ ОЕС Україна. ЕЕ пікового навантаження торгувалася на близькому до цінових обмежень рівні, однак профіцитність кон'юнктури дозволяла не досягати верхньої цінової межі. Лише у жовтні 2019 р. за дефіциту пропозиції ЕЕ пікового навантаження на рівні 28 % пікові ціни зрівнялися із верхньою границею. Позапіковий період із серпня по жовтень 2019 р. характеризувався своїми ціновими максимумами, аукціони закривалися на рівні цінових обмежень, тоді як збільшення пропозиції у листопаді – грудні 2019 р. спонукало до зниження цін.

Місячна волатильність цін у ТЗ ОЕС Україна ЕЕ пікового навантаження мала мінливі значення, максимальне коливання цін зафіксоване у липні та грудні 2019 р. на рівнях 11,4 % та 10,9 %, тоді як мінімальне у серпні 2019 р. – на рівні 2,7 %. Місячна волатильність цін для ЕЕ позапікового навантаження зростала із серпня по листопад 2019 р. з 3,4 % до 15 %. У грудні 2019 р. разом із підвищенням ціни до 955 грн/МВт-год відбулося зниження волатильності до 7,5 %. Скорочення розриву між цінами ЕЕ пікового та позапікового навантаження обумовило скорочення погодинної волатильності, яка скоротилася із 25,9 % у липні 2019 р. до 15,9 % у грудні 2019 р.

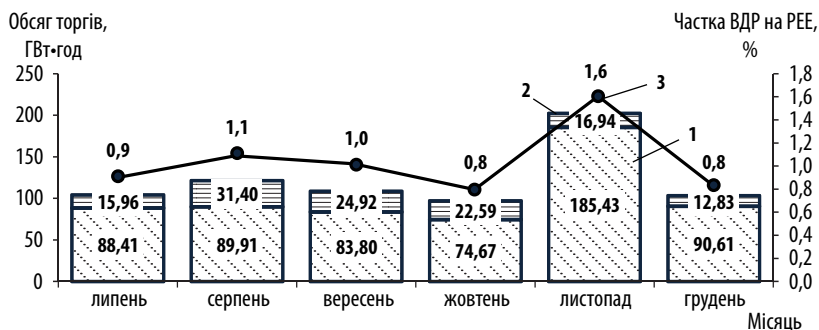
У ТЗ Бурштинський острів волатильність цін мала тенденцію до посилення. Так, місячна волатильність цін для ЕЕ пікового навантаження зросла із 0,2 % у липні 2019 р. до 12,5 % у грудні 2019 р., а для ЕЕ позапікового навантаження цей діапазон складає від 0,3 % до 17,6 %.

На третьому часовому сегменті – ВДР – торгівля ЕЕ здійснювалася незначними обсягами, та коливання частки цього сегмента РЕЕ було на рівні від 0,8 % до 1,6 % (рис. 3.28).

Загальна місткість ВДР у II півріччі 2019 р. становила 737,5 ГВт-год, або 1,0 % від електроспоживання, у тому числі з яких 83 % – у ТЗ ОЕС Україна та решта – у ТЗ Бурштинський острів.

У ТЗ ОЕС Україна найбільший обсяг внутрішньодобових торгів був у листопаді 2019 р. на рівні 185,4 ГВт-год, чому спонукали сприятливі кліматичні умови та профіцит пропозиції, який утворився за результатами торгів на РДН.

РОЗДІЛ 3. Особливості реформування ринку електричної енергії України



1 – ТЗ ОЕС Україна; 2 – ТЗ Бурштинський острів; 3 – частка ВДР на РЕЕ України

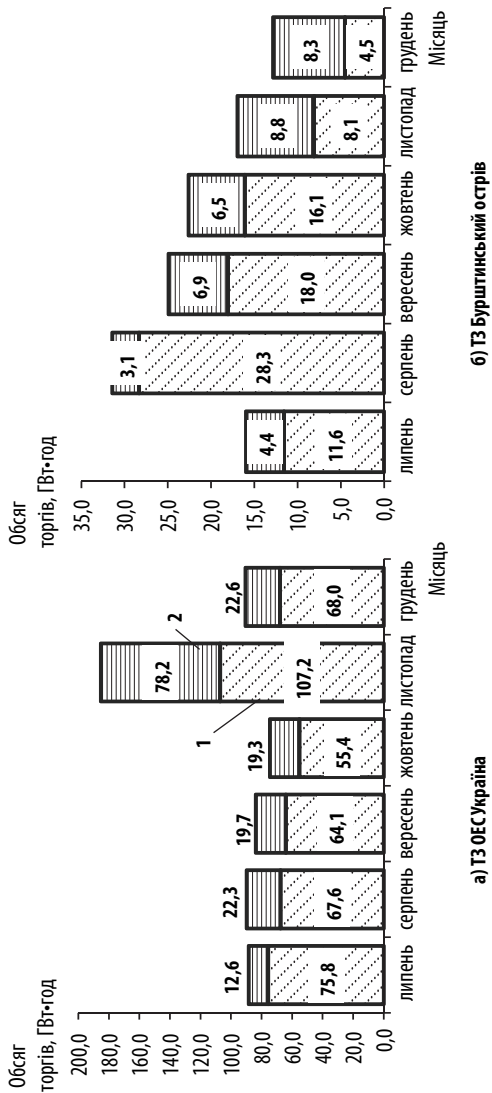
Рис. 3.28. Динаміка торгів на ВДР України у II півріччі 2019 р.

Середньодобовий обсяг купівлі-продажу на ВДР зріс у 2,5 разу порівняно із жовтнем 2019 р., а в окремі години сягав понад 3 ГВт·год, тоді як максимум жовтня 2019 р. становив лише 823 МВт·год.

У ТЗ Бурштинський острів обсяг внутрішньодобових торгів із серпня 2019 р. мав постійну тенденцію до зниження, скоротившись наприкінці року майже на 60 %. Обумовили таку тенденцію постійний дефіцит пропозиції та небажання покупців у цій зоні купувати ЕЕ за максимальними цінами, що призвели до постійно зростаючого споживчого надлишку.

У структурі внутрішньодобових торгів в обох торгових зонах переважала ЕЕ пікового навантаження (рис. 3.29).

У ТЗ ОЕС Україна абсолютні обсяги внутрішньодобових торгів пікового навантаження коливалися в діапазоні 55–107 ГВт·год, а у відносному вираженні – 58–85 %. У ТЗ Бурштинський острів максимальний обсяг внутрішньодобових торгів пікового навантаження зафіксовано у серпні 2019 р. у розмірі 28,3 ГВт·год, що склало 90 % від торгів за цей період, а позапікового навантаження у листопаді 2019 р. – у розмірі 8,8 ГВт·год, або 52 %. Хоча у грудні 2019 р. частка цих продуктів сягала вже 65 %, відбулося зниження обсягу торгів ЕЕ позапікового навантаження в абсолютному вираженні на 0,5 ГВт·год.



1 – базове навантаження; 2 – пікове навантаження; 3 – позапікове навантаження

Рис. 3.29. Динаміка торгів на ВДР у II півріччі 2019 р. за видами погодинних продуктів

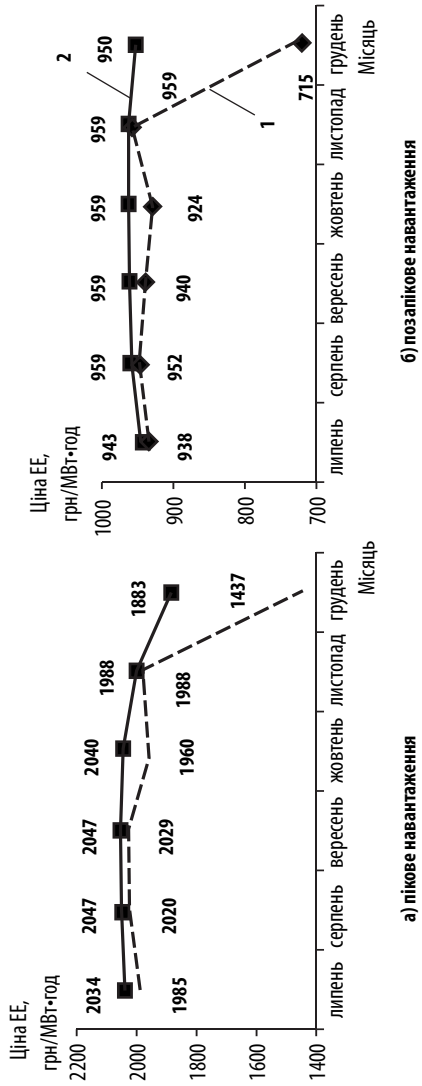
Різна збалансованість ринкової кон'юнктури на ВДР у торгових зонах обумовили різну цінову динаміку (рис. 3.30). Середньозважені ВДР-ціни у ТЗ ОЕС України мали мінливу динаміку у липні-листопаді 2019 р. із різким скороченням у грудні 2019 р., яке склало 28 % та 24 % для продуктів пікового та позапікового навантаження відповідно. Порівняно із основною торговою зоною ВДР-ціни у ТЗ Бурштинський острів були порівняно стабільними, помітне їх зниження відбулося для пікового навантаження у листопаді 2019 р. на 2 % та у грудні 2019 р. на 7 % порівняно із липнем 2019 р., тоді як ВДР-ціни позапікового навантаження залишалися наближеними до цінових обмежень та лише у грудні 2019 р. скоротилися на 1 % від верхньої межі.

Середньомісячні зважені ціни на ВДР були вищими, ніж на РДН. Середньомісячний спред між піковими цінами РДН та ВДР для ТЗ ОЕС Україна коливався від -3 грн/МВт-год до +372 грн/МВт-год, а для ТЗ Бурштинський острів – від +12 грн/МВт-год до +174 грн/МВт-год. Тоді як для ЕЕ позапікового навантаження – від -109 грн/МВт-год до +120 грн/МВт-год у ТЗ ОЕС Україна та від 0 грн/МВт-год до +71 грн/МВт-год у ТЗ Бурштинський острів.

Однак, враховуючи ціноутворення за заявленою ціною, а не за маржинальним методом як на РДН, купувати її на ВДР можливо було за значно нижчими цінами, ніж на попередньому сегменті РЕЕ, що спонукало учасників брати участі у внутрішньодобовій торгівлі (рис. 3.31). Мінімальна ціна, за якою можливо було купити ЕЕ, склалася на рівні 18,90 грн/МВт-год у ТЗ ОЕС Україна у липні 2019 р., а у грудні 2019 р. у ТЗ ОЕС Україна – 369 грн/МВт-год (в позапіковий період) та у ТЗ Бурштинський острів – 347 грн/МВт-год (як у піковий, так і позапіковий періоди). У той час як верхня границя ВДР-цін завжди дорівнювала ціновим обмеженням.

Як і на РДН, обумовила таку динаміку цін ринкова поведінка учасників, переважно продавців ЕЕ, що формувала несприятливу та нестабільну кон'юнктуру ВДР (табл. 3.17). Порівняно із РДН кон'юнктурні диспропорції ВДР є більш гострими в обох торгових зонах.

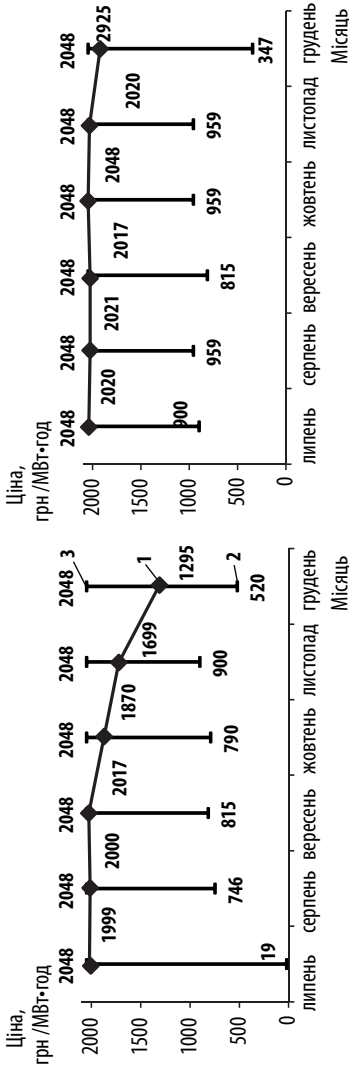
У ТЗ ОЕС Україна дефіцит внутрішньодобової пропозиції ЕЕ пікового навантаження постійно зростає із липня по вересень 2019 р., тоді



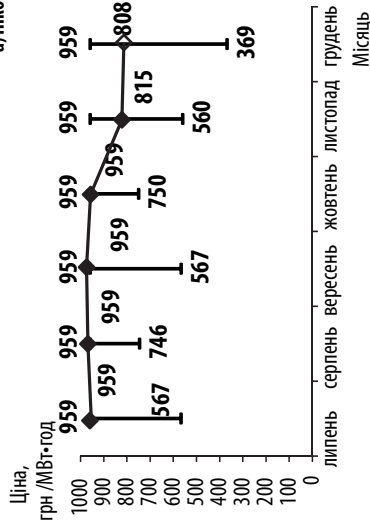
1 – ТЗ 0ЕС України; 2 – ТЗ Бурштинський острів

Рис. 3.30. Динаміка середньомісячних внутрішньодобових ціну II півріччі 2019 р.

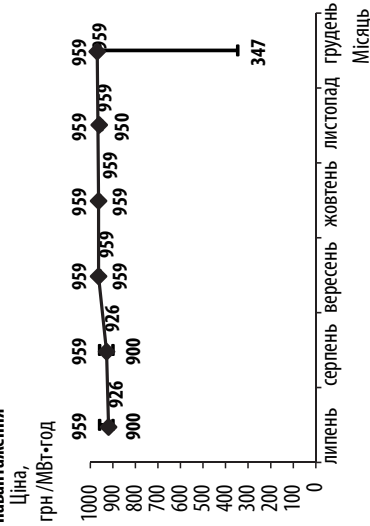
РОЗДІЛ 3. Особливості реформування ринку електричної енергії України



а) ТЗ ОЕС України



а) Пікове навантаження



б) ТЗ Буршинський острів

б) ТЗ Буршинський острів

1 – медіанна ціна; 2 – мінімальна ціна; 3 – максимальна ціна

Рис. 3.31. Динаміка цін на ВАР за режимами навантаження у II півріччі 2019 р.

Таблиця 3.17

Аналіз збалансованості кон'юнктури ВАР в Україні у II півріччі 2019 р.

Показник	Липень			Серпень			Вересень			Жовтень			Листопад			Грудень			
	0-24	9-23	0-8	0-24	9-23	0-8	0-24	9-23	0-8	0-24	9-23	0-8	0-24	9-23	0-8	0-24	9-23	0-8	
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
1																			
ТЗ ОЕС України																			
Кількість годин дефіциту пропозиції, год	361	114	247	359	180	179	320	181	140	247	119	128	41	13	28	78	50	28	
Ймовірність дефіциту пропозиції, %	49	25	89	48	39	64	44	40	51	33	25	46	6	3	10	10	11	10	
Середній розмір дефіциту пропозиції, МВт-год	453	272	537	207	110	305	308	233	617	253	313	341	199	252	174	247	126	464	
Кількість годин профіциту пропозиції, год	383	351	32	385	285	100	400	269	132	498	347	151	679	437	242	666	415	251	
Ймовірність профіциту пропозиції, %	51	75	11	52	61	36	56	60	49	67	75	54	94	97	90	90	89	90	
Середній розмір профіциту пропозиції, МВт-год	606	630	342	286	303	235	242	260	202	468	632	463	965	913	1059	1023	503	1884	

РОЗДІЛ 3. Особливості реформування ринку електричної енергії України

Продовження табл. 3.17

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Середній рівень неакцептованого попиту, МВт-год	264	133	482	113	58	205	153	114	429	111	78	167	116	130	94	160	151	174
Відносний рівень неакцептованого попиту, %	51	33	81	34	24	52	44	36	57	40	33	50	43	41	47	57	50	69
Середній рівень неакцептованої пропозиції, МВт-год	356	542	46	161	200,99	94	150	176	210	340	388	261	1015	1009	1025	1050	586	1823
Відносний рівень неакцептованої пропозиції, %	49	70	14	36	43	25	42	44	40	51	56	43	81	83	77	79	74	87
ТЗ Бурштинський острів																		
Кількість годин дефіциту пропозиції, год	156	56	100	444	165	279	270	143	270	484	205	279	295	32	263	365	158	207
Ймовірність дефіциту пропозиції, %	21	12	36	60	35	100	38	32	100	65	44	100	41	7	97	49	34	74
Середній розмір дефіциту пропозиції, МВт-год	72	37	92	131	26	193	274	68	237	219	124	288	193	79	207	218	159	262

Наукове забезпечення лібералізації ринку електричної енергії України

Закінчення табл. 3.17

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Кількість годин профіциту пропозиції, год	588	409	179	300	300	0	450	307	0	261	261	0	425	418	7	379	307	72
Ймовірність профіциту пропозиції,	79	88	64	40	65	0	63	68	0	35	56	0	59	93	97	51	66	26
Середній розмір профіциту пропозиції, МВт-год	85	98	56	66	66	66	48	70	0	120	120	141	142	105	131	149	55	55
Середній рівень неакцетованого попиту, МВт-год	17	6	35	79	10	193	30	22	237	145	59	288	80	7	202	146	106	213
Відносний рівень неакцетованого попиту, %	18	12	29	43	12	94	28	23	90	61	41	93	43	20	81	65	62	71
Середній рівень неакцетованої пропозиції, МВт-год	69	87	38	27	43	0	30	48	0	45	72	0	84	133	3	106	150	33
Відносний рівень неакцетованої пропозиції, %	72	80	57	20	32	0	15	44	0	33	52	0	54	85	2	64	87	26

як із жовтня 2019 р. намітилася зміна тенденції у кон'юктурі ринку на профіцитну. Ймовірність дефіциту ЕЕ пікового навантаження склала 10 % у грудні 2019 р. порівняно із 25 % у липні 2019 р., а середній рівень її дефіциту скоротився із 272 МВт·год до 126 МВт·год за аналізований період.

Незадоволеність покупців обумовила зростання споживчих надлишків, які склали 50 % у грудні 2019 р. порівняно із 33 % у липні 2019 р., а їх середній рівень склав 151–МВт·год, тоді як виробничі надлишки зросли на 4 % за аналізований період, і їх середній рівень у грудні 2019 р. склав 586 МВт·год.

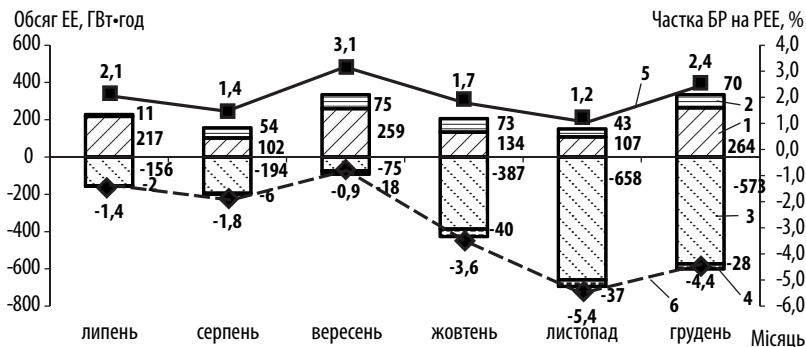
Кон'юнктура за продуктами позапікового навантаження в ТЗ ОЕС Україна мала постійну тенденцію до покращення. Ймовірність дефіциту ЕЕ скоротилася з 89 % у липні 2019 р. до 10 % у листопаді-грудні 2019 р. Середній розмір профіциту пропозиції зріс у 5,5 разу: із 342 МВт·год у липні 2019 р. до 1884 МВт·год у грудні 2019 р. Однак високими залишалися споживчі та виробничі надлишки, які у відносному вираженні склали 69 % та 87 % від поданих заявок на ВДР.

Загалом сприяло зміні ринкової кон'юктури на ВДР в ТЗ ОЕС Україна на більш сприятливу збільшення конкуренції серед виробників, у тому числі за рахунок пуску енергоблоків в експлуатацію після літніх ремонтів.

У ТЗ Бурштинський острів у липні-жовтні 2019 р. відбулося різке загострення дефіцитності, ймовірність якої складала 44 % та 100 % для продуктів пікового та позапікового навантаження відповідно. Початок опалювального періоду сприяв зниженню дефіцитності торгової зони, яка складала 34 % та 74 % відповідно у грудні 2019 р. У II півріччі 2019 р. відносний рівень неакцептованої пропозиції скоротився для продуктів позапікового навантаження на 31 % та склав у грудні 26 %, тоді як для пікового навантаження, навпаки, зріс на 7 %, встановившись на рівні 87 %. У той час як споживчі надлишки сягали у грудні 2019 р. 62 % та 71 % для продуктів пікового та позапікового навантаження відповідно.

Отже, в обох торгових зонах на ВДР не було знайдено компромісу за ціною між покупцями та продавцями ЕЕ.

Замикаючим сегментом РЕЕ є БР, який має здолати всі ринкові дисбаланси та перетворити комерційні потоки ЕЕ на фізичні. Вищі цінові обмеження, які були встановлені для БР України, спонукали виробників ЕЕ до участі саме в цьому сегменті серед інших організованих. Означене обумовило високу питому вагу БР на РЕЕ України у II півріччі 2019 р. (рис. 3.32).



1 – ТЗ ОЕС Україна, завантаження; 2 – ТЗ Бурштинський острів, завантаження; 3 – ТЗ ОЕС Україна, розвантаження; 4 – ТЗ Бурштинський острів, розвантаження; 5 – частка балансуєної енергії на завантаження; 6 – частка балансуєної енергії на розвантаження

Рис. 3.32. Динаміка торгівлі на БР у II півріччі 2019 р.

У II півріччі 2019 р. частка БР на РЕЕ України становила 5,0 %, у тому числі на завантаження припадало 2 % та 3 % – на розвантаження. Протягом цього періоду на БР було придбано майже 3,6 ТВт·год ЕЕ, з яких 87 % у ТЗ ОЕС Україна та 13 % – у ТЗ Бурштинський острів. Найвищого рівня частка БР сягнула у листопаді та грудні 2019 р. на рівні 6,6 % та 6,8 % відповідно, переважно за рахунок закупівлі ОСП значного обсягу балансуєної енергії на розвантаження в ТЗ ОЕС Україна. Загалом місткість БР у грудні 2019 р. зростає у 2,2 разу в ТЗ ОЕС Україна та у 7,7 разу в ТЗ Бурштинський острів.

Структура БР дозволяє виявити значні викривлення в комерційних потоках ЕЕ, що склалися на попередніх сегментах РЕЕ, та свідчить про

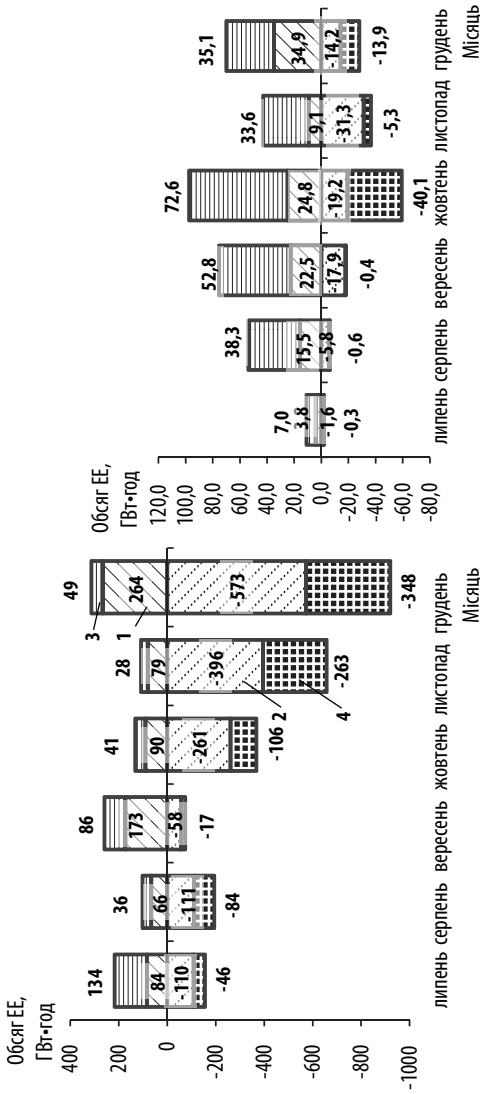
відсутність стимулів учасників РЕЕ до їх збалансування із фізичними (рис. 3.33).

У ТЗ ОЕС Україна в липні – жовтні 2019 р. в позапіковий період балансує енергія на завантаження перевищувала відповідні значення на розвантаження, а в піковий, навпаки, переважно розвантаження перевищувало завантаження. У ТЗ Бурштинський острів в основному закуповувалися продукти на завантаження, лише в окремі години актуальними були продукти на розвантаження, що підтверджує переважну дефіцитність цієї торгової зони.

Динаміка цін на балансує енергію на завантаження в обох торгових зонах була наближена до цінових обмежень (рис. 3.34). Період із липня по листопад 2019 р. характеризувався майже стабільними рівнями цін, тоді як впровадження гнучкого ціноутворення в грудні 2019 р. дало змогу знизити ціни на балансує енергію на 32 % та 16 % для пікового завантаження, на 12 % та на 4 % для позапікованого завантаження порівняно із листопадом 2019 р. для ТЗ ОЕС Україна та ТЗ Бурштинський острів відповідно.

Водночас упровадження гнучкого ціноутворення більш різко позначилося на балансує енергії на розвантаження (за якою виробники ЕЕ купують її у ОСП), ціни для якої скоротилися на 47 % та 31 % для пікового завантаження, на 31 % та на 28 % – для позапікованого завантаження порівняно із листопадом 2019 р. для ТЗ ОЕС Україна та ТЗ Бурштинський острів відповідно. Виходячи з цього можемо припустити, що БР присутні цінові маніпуляції для отримання додаткових вигід виробниками ЕЕ, тоді як покупці-постачальники ЕЕ змушені оплачувати за вартістю небалансів.

Як висновок наведемо структуру торгівлі на РЕЕ України у II півріччі 2019 р. (рис. 3.35), виходячи з якого видно, що 47 % ЕЕ було виведено з-понад чесної конкуренції, частина якої була предметом подальшого перепродажу, а єдиним значущим конкурентним сегментом РЕЕ України виступає РДН, хоча домінуюча частка на якому теж належала купівлі-продажу учаснику зі СО – ДП «Гарантований покупець».



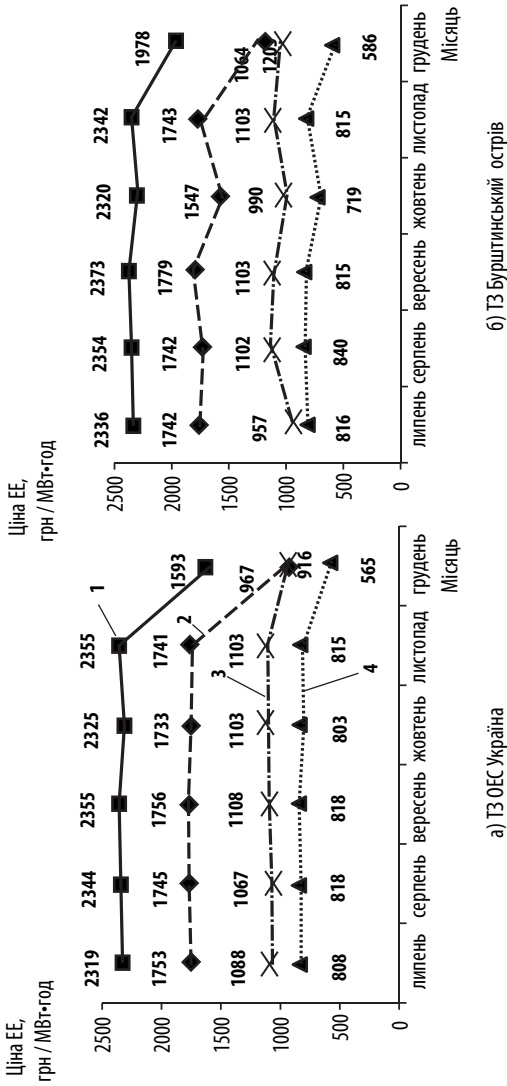
а) ТЗ ОЕС України

б) ТЗ Бурштинський остров

1 – ТЗ ОЕС України, завантаження; 2 – ТЗ Бурштинський остров, завантаження; 3 – ТЗ ОЕС України, розвантаження;
 4 – ТЗ Бурштинський остров, розвантаження; 5 – частка балансувальної енергії на завантаження; 6 – частка балансувальної енергії на розвантаження

Рис. 3.33. Динаміка торгів на БР за видами погодинних продуктів у II півріччі 2019 р.

РОЗДІЛ 3. Особливості реформування ринку електричної енергії України



1 – піковий період, завантаження; 2 – піковий період, розвантаження; 3 – позапіковий період, завантаження; 4 – позапіковий період, розвантаження

Рис. 3.34. Динаміка середньомісячних цін на балансуочу енергію у II півріччі 2019 р.

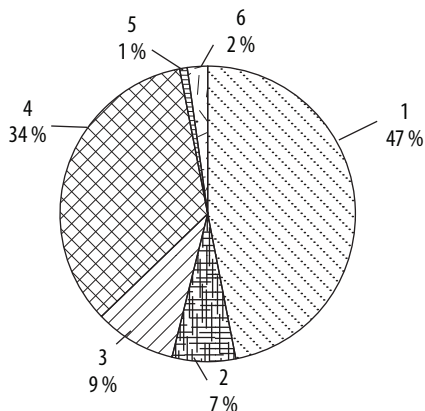


Рис. 3.35. Структура РЕЕ України у II півріччі 2019 р.

Примітка: у наведеній структурі не враховані обсяги спекулятивного перепродажу ЕЕ, які є на всіх сегментах РЕЕ

Таким чином, технічно запущений із 01.07.2019 р. конкурентний РЕЕ виявився економічно неготовим до функціонування в українських реаліях. Дійсну модель РЕЕ України доцільно назвати квазіконкурентною, оскільки:

- із ринку вилучено 90 % атомної та 35 % гідроелектроенергії, які реалізовували її за державними регульованими цінами Гарантованому покупцю для виконання СО;
- висока концентрованість продавців на ринку спонукала до дефіцитності торгових зон і спрямовувала торги до верхніх цінових обмежень;
- незбалансованість кон'юнктури довгострокового та спотових сегментів РЕЕ обумовлювала зростання місткості БР.

Отже, Україна «встрибнула» в конкурентний РЕЕ європейської моделі, маючи висококонцентровану пропозицію та низькоманеврену енергосистему, що відобразилося в цінових маніпуляціях і кон'юктурних диспропорціях на ринку.

4.1. Концепція лібералізації товарного ринку електричної енергії України

Прийняті у Законі України № 2019-VIII норми організації національного конкурентного РЕЕ мали за мету його перехід до ліберальної та конкурентної моделі. Однак відсутність рефлексії методологічних засад його формування обумовила неефективність, дисбалансованість і неліквідність його функціонування. Визначені правові рамки функціонування українського РЕЕ спотворили його європейський прототип та підкреслили вади національного електроенергетичного циклу. Серед недоліків української моделі РЕЕ є:

РДД є лише однією з форм (позабіржовою) торгівлі ЕЕ на строковому часовому сегменті;

- покладення спеціальних обов'язків на АЕС та ГЕС урізає конкуренцію серед продавців ЕЕ;
- штучно створений державний трейдер в особі ДП «Гарантований покупець» концентрує переважну більшість комерційних потоків ЕЕ, набуваючи монопольного положення на ринку;
- аукціонний підхід та маржинальний метод ціноутворення як індикативний на РДН обумовлює значну цінову волатильність у різні часові періоди;
- необґрунтовані цінові обмеження на РДН та ВДР призводять до маніпулювання ринковою владою крупними гравцями ринку;
- встановлені цінові обмеження для БР роблять його комерційно привабливим для торгівлі;
- запроваджена модель самодиспетчеризації на БР не дозволяє ОСП вчасно й ефективно збалансувати енергосистему;

- стрімкий розвиток ВДЕ та відсутність фінансової відповідальності у виробників ЕЕ з ВДЕ призводить до частого надання аварійних та економічно неоднозначних команд ОСП;
- низька культура розрахунків сприяє зростанню заборгованості в учасників РЕЕ.

Отже, наразі РЕЕ України функціонує за квазіконкурентною проєвропейською моделлю в умовах висококонцентрованої пропозиції, низькоманевреної та ізольованої енергосистеми, що обумовлює цінові маніпуляції і кон'юнктурні диспропорції на ринку. Означене потребує розробки альтернативної моделі лібералізації конкурентного РЕЕ України, яка виправить означені недоліки та забезпечить його спрямованість на шлях сталого саморозвитку.

Обґрунтування концептуальних положень лібералізації конкурентного товарного РЕЕ України потребує визначення мети, завдань, принципів і напрямів, а також цільових орієнтирів реформування, узагальнено які наведені на *рис. 4.1*.

Мета ототожнюється з кінцевим результатом, на досягнення якого спрямовані дії [290]. У преамбулі Закону України № 2019-VIII визначено його спрямованість на «забезпечення надійного та безпечного постачання ЕЕ споживачам з урахуванням інтересів споживачів, розвиток ринкових відносин, мінімізацію витрат на постачання ЕЕ та мінімізацію негативного впливу на навколишнє природне середовище» [262]. Враховуючи означене та критерії цілепокладання, **мета лібералізації РЕЕ** України визначена як створення системи вільної торгівлі ЕЕ між учасниками ринку з урахуванням національних інтересів і цінностей, а також вимог національної енергосистеми. Кожен елемент цієї мети набуває змістового наповнення:

- система представляє сукупність елементів, що знаходяться у відносинах і зв'язках один із одним, що утворює певну цілісність, єдність [290]. Згідно зі ст. 92 п. 5 Конституції України «виключно законами України визначаються засади ... організації та експлуатації енергосистеми» [291], тому система торгівлі ЕЕ потребує законодавчого оформлення;

- вільна торгівля має за мету зняття державних перешкод, що заважають нормальному функціонуванню ринку. Україна, підписавши Договір про заснування Енергетичного співтовариства [292] та Угоду про асоціацію з ЄС [293], взяла на себе зобов'язання щодо розвитку вільної торгівлі на енергетичних ринках, тому вільна конкуренція є вінцем лібералізації;
- інтереси характеризують активні потреби споживачів, які виступають мотивацією їх поведінки [294; 295]. Оскільки ЕЕ є критично значущим товаром сучасного суспільства, то інтереси споживачів ЕЕ відносяться до національних інтересів та підпадають під дію Закону України «Про основи національної безпеки» від 19.06.2003 № 964-IV [296];
- цінності визначають відношення між поданням суб'єкта про те, яким повинен бути оцінюваний об'єкт, і самим об'єктом [294; 295]. Національні цінності визначають вектор розвитку суспільства, однак наразі чітко не визначені в Україні. Опосередковано національні цінності можна визначити за пріоритетами розвитку науки і техніки, серед яких є енергоефективність і раціональне природокористування [298];
- вимоги енергосистеми співвідносяться із її перманентною спроможністю підтримувати баланс попиту та пропозиції ЕЕ згідно зі встановленими у національних стандартах та технічних умовах вимогами.

Нерозривно із метою лібералізації РЕЕ пов'язані очікувані результати його реформування, якими є:

- прозорість транзакцій купівлі-продажу ЕЕ;
- захист учасників РЕЕ від кредитних ризиків;
- мінімізація цін купівлі ЕЕ споживачами на ринку;
- зниження концентрації пропозиції серед продавців ЕЕ;
- ефективне узгодження комерційних і фізичних потоків ЕЕ.

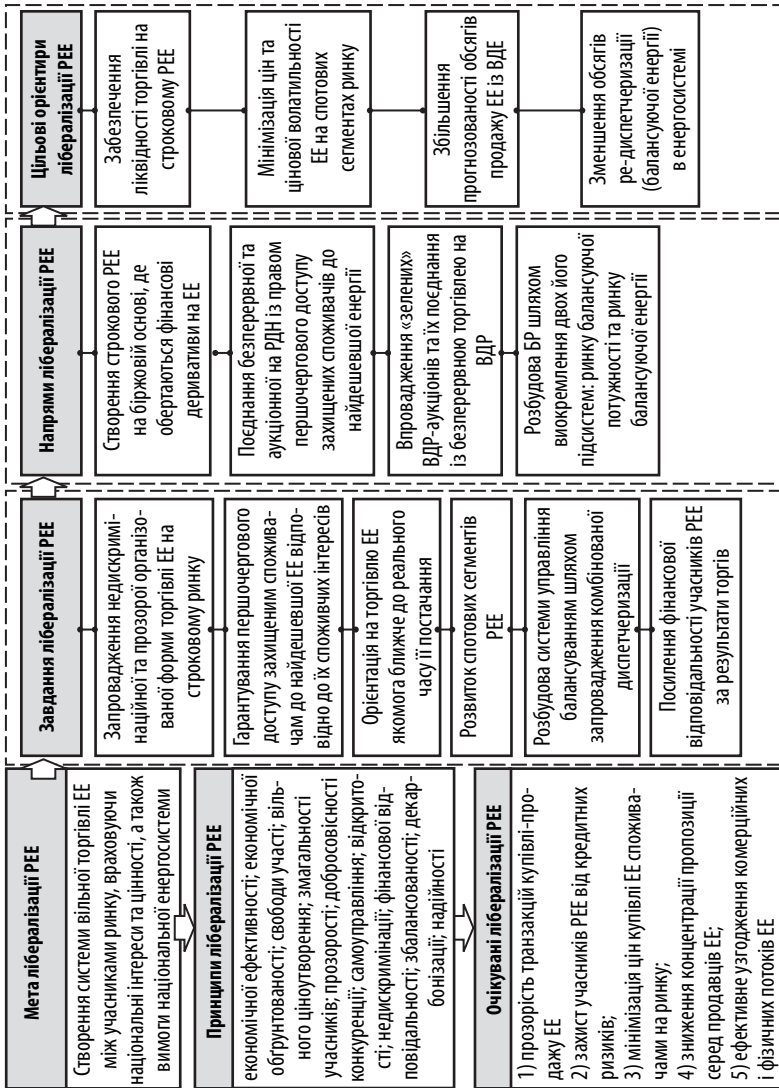


Рис. 4.1. Схеми реалізації концептуальних положень з лібералізації товарного РЕЕ України

Принципи функціонування РЕЕ, як вихідні нормативні вимоги до його організації [290], складають основу його наукової концепції та забезпечують розвиток конкуренції на РЕЕ. *Принципами лібералізації РЕЕ* України визначено такі:

- свободи участі – учасники РЕЕ самостійно приймають рішення щодо участі у його часових сегментах;
- вільного ціноутворення – учасники РЕЕ вправі самостійно визначати ціну ЕЕ в межах встановлених цінових обмежень;
- змагальності учасників – учасники РЕЕ конкурують між собою на окремих часових сегментах РЕЕ, пропонуючи найкращу ціну для споживачів;
- прозорості – торгівля ЕЕ відбувається у організованій формі на основі спеціалізованих електронних торговельних платформ;
- добросовісності конкуренції – будь-які дії учасників РЕЕ, що спотворюють конкуренцію, забороняються;
- самоуправління – продавці та покупці ЕЕ самостійно управляють ризиками цінової волатильності на РЕЕ;
- відкритості – результати торгів на РЕЕ є публічними, систематично оприлюднюються та легко перевіряються;
- недискримінаційності – рівноправність учасників РЕЕ;
- економічної ефективності – форми та методи торгівлі на РЕЕ сприяють вибору найефективніших видів генерації, уникаючи надприбутків для їх виробників;
- економічної обґрунтованості – державні регульовані ціни та цінові обмеження на РЕЕ можуть застосовуватися енергетичним регулятором, але їх рівень повинен бути ґрунтовним і підкріплюватися результатами світової практики;
- фінансової відповідальності – всі учасники РЕЕ несуть пряму фінансову відповідальність за результати діяльності на РЕЕ;
- збалансованості – підтримання поточного та майбутнього балансу попиту та пропозиції на РЕЕ;

- декарбонізації – пріоритетність споживання низьковуглецевих, у тому числі відновлюваних, та високоенергоєфективних джерел електрогенерації;
- надійності – гарантування параметрів якості ЕЕ.

Завдання формують план досягнення мети, які мають бути логічно взаємопов'язані та узгоджені з нею [290]. Головним *завданням лібералізації РЕЕ* в Україні є обґрунтування ключових детермінантів його функціонування із урахуванням особливостей національної енергосистеми при збереженні атрибутивних елементів європейської моделі. Останнє необхідно для інтеграції РЕЕ України в європейський енергетичний простір. Такими елементами європейської моделі є:

- чотири сегментарна модель будови, тобто послідовність таких часових сегментів товарного РЕЕ, як строковий ринок (СР), ринок на добу наперед (РДН), внутрішньодобовий ринок (ВДР) та балансуючий ринок (БР);
- збереження часу закриття воріт, методів ціноутворення та інших норм Четвертого енергопакета для міжкордонної торгівлі ЕЕ;
- пріоритетність споживання ЕЕ, виробленої з ВДЕ.

У запропонованій альтернативній моделі конкурентного РЕЕ Україна підтримується децентралізований підхід до формування конкурентного РЕЕ, загальноприйнятий в ЄС, але враховуються найуспішніші елементи конкурентних РЕЕ інших країн світу з урахуванням європейських наднаціональних нормативних вимог та з огляду на специфіку функціонування національної енергосистеми. З огляду на це ключові детермінанти конкурентного РЕЕ України за альтернативної моделі набувають такого визначення (*табл. 4.1*).

Головне завдання лібералізації РЕЕ підрозділяється на такі складові:

- запровадження організованої форми торгівлі ЕЕ на строковому часовому інтервалі;
- гарантування першочергового доступу захищеним споживачам до найдешевшої ЕЕ відповідно до їх споживчих інтересів;

Таблиця 4.1

Ключові детермінанти конкурентного РЕЕ України

Детермінанта	Характеристика детермінанти	Особливості застосування
Географічна демаркація	Зональний підхід із потоковими ринковими зв'язками	Визначення критичних ліній в енергосистемі
Спосіб диспетчеризації	Комбінований спосіб	Розбудова ринку балансуєчих потужностей (РБП) та участь ОСП у ВДР задля централізованої диспетчеризації низькоманеврених ГП
Ринкова інфраструктура	ОСП + ОР	ОР виконує комерційні функції на всіх сегментах товарного РЕЕ. ОСП відповідає за фізичне балансування енергосистеми
Форми торгівлі	Організована біржова торгівля	Інші форми торгівлі виключаються
Часові сегменти	СР, РДН, ВДР, БР	Різні часові сегменти послідовно змінюють один одного у часі. Кожен сегмент поділяється на декілька сесій
Методи ціноутворення	Заявлені та маржинальні ціни	СР орієнтується на заявлені ціни, РДН і ВДР використовують обидва види цін, БР орієнтується на індикативну ціну РДН
Продуктова диверсифікація	Блочні й одиничні продукти	У міру наближення до реального часу споживання ЕЕ відбувається розукрупнення ринкових продуктів

- орієнтація на торгівлю ЕЕ якомога ближче до реального часу її постачання;
- розвиток спотових сегментів РЕЕ за рахунок ефективного поєднання різних механізмів торгівлі та методів ціноутворення;
- розбудова системи управління балансуванням шляхом запровадження комбінованої диспетчеризації;

- посилення фінансової відповідальності учасників РЕЕ за результати торгів.

За аналогією з Польщею та Австралією пропонується, що товарний РЕЕ України буде функціонувати виключно на організованій основі (прямі договори між учасниками РЕЕ виключаються).

Напрями лібералізації РЕЕ України визначаються для кожного з його часових сегментів, кожен з яких має специфічні особливості.

1. **Строковий ринок (СР)** електроенергії України функціонує у формі фінансової енергетичної біржі, на якій відбувається торгівля фінансовими деривативами на ЕЕ. На першому етапі торгівля ведеться виключно ф'ючерсами із подальшим розвитком інших фінансових інструментів. Торгівля на СР відбувається блочними продуктами: річними, квартальними, місячними, тижневими та добовими ф'ючерсами для базового та пікового навантажень. Ф'ючерси повинні бути підкріплені фізичними потужностями: генеруючими потужностями або правами на пропускну потужність. Ф'ючерси можна конвертувати у форвардні контракти до настання їх терміну погашення, каскадувати на коротші періоди або вимагати фінансових розрахунків за ними (табл. 4.2). Цінових обмежень на СР не існує і ціноутворення відбувається за заявленою ціною, а виконання ф'ючерсів – за системними маржинальними цінами РДН-аукціонів на час їх погашення.

Таблиця 4.2

Визначальні особливості продуктів на СР України

Характеристика ринку	Тип продуктів	
	Ф'ючерси на ЕЕ	Форварди на ЕЕ
1	2	3
Тип продуктів	Блочні продукти базового та пікового навантажень	
Період погашення	Рік, квартал, місяць, тиждень, доба	
Відкриття воріт	За 2 роки до фізичної поставки	За 1 рік до фізичної поставки
Закриття воріт	За 2 доби до доби фізичної поставки	

Закінчення табл. 4.2

1	2	3
Метод ціноутворення	За заявленою ціною	
Механізм каскадування	Існує	Не існує
Можливість конвертації у фізичну ЕЕ	У форвардні контракти, реєстрація за системною ціною РДН	–
Керуючий орган	Оператор ринку	
Кліринг і врегулювання	Уповноважений банк	
Фінансове розрахунки	Протягом 5 робочих днів після доби фізичної поставки	
Зони передачі	Визначені торгові зони національним ОСП	

Фінансова форма організації СР спростить торгівлю ЕЕ на строкових часових інтервалах, а можливість конвертації фінансових деривативів у форвардні контракти дозволить управляти ризиками цінової волатильності.

2. *Ринок на добу наперед* (РДН), за аналогією із РЕЕ Польщі та Чехії, може поєднувати безперервну і аукціонну форми організованої торгівлі. Така модель забезпечує нівелювання ризиків стрімкого зростання ціни ЕЕ до рівня маржинального енергоблоку для покупців.

2.1. *Безперервна торгівля на РДН* за заявленими цінами ведеться блочними продуктами (базового, пікового та позапікового навантажень) в 2 сесії:

2.1.1) *РДН1* – перша (спеціальна) сесія – виробники ЕЕ із спеціальними обов'язками – підприємства державної форми власності – реалізують необхідні та достатні обсяги для покриття потреб постачальників універсальних послуг (ПУП), які призначені для реалізації ЕЕ захищеним споживачам. Купівля-продаж ЕЕ відбувається за державно регульованими цінами, розрахованими за економічно обґрунтованими витратами із встановленим відсотком рентабельності. Для покриття побутових потреб ПУП повинні подати заявки на прогнозні обсяги побутового споживання ЕЕ на наступну добу. Усі заявки акумулюються, та

визначається єдина середньозважена ціна ЕЕ, яку сплачують всі ПУП, тоді як виробники ЕЕ із спеціальними обов'язками отримують оплату за вироблену ЕЕ за заявленими цінами.

Облік спожитої ЕЕ у побутових споживачів відбувається щомісячно, та ПУП зобов'язані забезпечити своєчасність і валідність даних обліку ЕЕ. Розрахунки за небаланси ЕЕ відбуватимуться за середньозваженою місячною ціною. ПУП несуть фінансову відповідальність на БР за точність поданих заявок на РДН1:

- у випадку дефіциту ЕЕ будуть купувати ЕЕ на БР за ціною РДН3 із додаванням встановленого коефіцієнта;
- у випадку профіциту ЕЕ будуть продавати ЕЕ на БР за ціною РДН1 із вирахуванням встановленого коефіцієнта.

Виробники ЕЕ із спеціальними обов'язками за результатами підрахунку небалансів ПУП:

- у випадку профіциту ЕЕ продаватимуть надлишково вироблену ЕЕ за ціною РДН3 із врахуванням прийнятого коефіцієнта;
- у випадку профіциту ЕЕ купуватимуть недостатні обсяги за ціною РДН3 із вирахуванням прийнятого коефіцієнта.

Така модель взаємодії підвищить відповідальність ПУП і знизить відповідальність виробників ЕЕ із спеціальними обов'язками, оскільки вони не мають змоги впливати на обсяг небалансів за результатами торгів на РДН1.

Впровадження безперервної торгівлі на спеціальній сесії РДН забезпечить покриття операційних витрат виробників із спеціальними обов'язками, мінімальну вартість купівлі ЕЕ для ПУП, максимальне наближення моменту купівлі-продажу ЕЕ до реального часу споживання. Істотним ризиком такої форми торгівлі залишається валідність даних щодо обсягів побутового споживання ЕЕ, що вимагає впровадження регулятором обов'язкового аудиту ПУП із накладанням штрафних санкцій за недостовірність даних.

2.1.2) РДН2 – друга (комерційна) сесія – виробники ЕЕ державної форми власності обов'язково у межах неакцептованих обсягів на РДН1

та інші учасники ринку добровільно пропонують блочні продукти для базового, пікового та позапікового навантажень. Заявлені ціни для виробників ЕЕ державної форми власності є державно регульованими, а для інших вільними, але в межах цінових обмежень, встановлених для РДНЗ, тоді як постачальники / прямі споживачі конкурують між собою, пропонуючи вигіднішу ціну купівлі ЕЕ.

2.2. РДНЗ – третя сесія (аукціон) – ведеться за алгоритмом об'єднання цін на основі маржинального методу ціноутворення, на якій торгуються погодинні продукти. Виробники ЕЕ державної форми власності можуть запропонувати на РДН-аукціоні неакцептовані на РДН1 та РДН2 обсяги ЕЕ, решта учасників самостійно приймають рішення щодо участі в торгах.

В умовах надвисокої концентрації виробників на РЕЕ для спотових сегментів (РДН та ВДР) встановлюються цінові обмеження, які дорівнюють економічно обґрунтованій ціні – короткостроковим маржинальним витратам маржинального енергоблоку з урахуванням встановленого відсотка рентабельності, розрахованим за даними середньострокового прогнозу адекватності ENTSO-E. Маржинальним визнається енергоблок, який бере участь у покритті навантаження за найтяжчих умов роботи енергосистеми (часу максимального навантаження) у визначеному періоді – для зимового, весняного, літнього, осіннього максимумів. Вибір маржинального енергоблоку відбувається на основі звіту з оцінки адекватності розвитку генеруючих потужностей на відповідний рік, розробленого ОСП та затвердженого регулятором.

Таким чином, поєднання безперервної та маржинальної торгівлі на РДН відкриє доступ до дешевої ЕЕ для постачальників.

3. *Внутрішньодобовий ринок (ВДР).* Поточна модель функціонування ВДР в Україні зорієнтована на залишкові обсяги заявленої та неакцептованої ЕЕ на попередніх сегментах ринку. Однак хаотичність подання заявок учасниками ВДР-торгів обумовлює незначні обсяги, а різка погодинна цінова волатильність – значну ризикованість, – все це разом призводить до низької ліквідності цього сегмента РЕЕ. Виправити цю ситуацію пропонується за

прикладми Великої Британії, Італії та Іспанії, на яких впроваджено як аукціонну так і безперервну торгівлю у декілька сесій, що пропонується і запозичити Україні. Таким чином, в Україні пропонується запровадити дві форми торгівлі на ВДР – сліпі аукціонні торги та безперервну торгівлю ВДР що функціонуватиме у декілька сесій. Внутрішньодобова торгівля ЕЕ в Україні ведеться півгодинними продуктами з урахування встановлених верхніх цінових обмежень.

3.1. *ВДР-аукціони* ведуться за маржинальним методом ціноутворення, які проходять у 6 сесій: кожна тривалістю 4 години, за 4 години до фізичної поставки та на період поставки 4 години.

За аналогією із Австрією, де впроваджено зелені РДН-аукціони, учасниками ВДР-аукціонів є виключно виробники ЕЕ із ВДЕ, які продають весь прогнозований обсяг виробництва ЕЕ. Постачальники ЕЕ зобов'язані брати участь на ВДР та викупити ЕЕ із ВДЕ у відсотковому розмірі від обсягу їх акцептованих заявок на РДН.

3.2. *ВДР-торги* у формі безперервної торгівлі за заявленими цінами, яка закривається за 1 годину до фізичною поставки ЕЕ.

У ВДР-торгах можуть брати участь всі зареєстровані учасники РЕЕ. Особливим учасником ВДР-торгів є ОСП, який бере участь у безперервних ВДР-торгах з метою раннього балансування попиту та пропозиції ЕЕ. ОСП публічно звітує за всі торговельні операції, здійснені на ВДР із зазначенням причин придбання. Грошові потоки ОСП, пов'язані із участю у ВДР, включаються при розрахунку цін небалансів ЕЕ.

4. *Балансуючий ринок (БР)*. Прототипами для українського БР можуть виступати американський PJM з огляду на можливість впровадження комбінованої диспетчеризації, італійський GME щодо багатосесійності торгівлі, а також французький RTE щодо особливостей ціноутворення за спотовими цінами РДН. Обов'язково необхідно врахувати положення Регламенту ЄС 2017/2195.

Отже, за альтернативної моделі БР в Україні функціонує за двома підсистемами: ринок балануючої потужності (РБП) та ринок балансу-

ючої енергії (РБЕ). Учасниками БР є усі виробники ЕЕ, які номіновані для навантаження за результатами торгів на СР, РДН та ВДР в межах залишкового навантаження та максимального рівня розвантаження, а також генеруючі потужності швидкого старту незалежно від результатів торгів на попередніх сегментах РЕЕ. Кожен виробник ЕЕ повинен пройти обов'язкову сертифікацію для набуття статусу ППБ, набуття такого статусу споживачами ЕЕ є добровільним зобов'язанням.

4.1. Ринок балансуєної потужності (РБП) є складовою ринку потужностей, однак функціонує нерозривно та у складі товарного РЕЕ. Після оголошення результатів торгів на РДН ОСП визначає відповідність фізичних і комерційних потоків ЕЕ та, не очікуючи результатів торгів ВДР, проводить аукціони на балансуєну потужність на наступну добу.

РБП представляє односторонній аукціон, де ОСП закуповує прогнозний її обсяг у визначеному періоді за методом маржинального ціноутворення. Учасники БР подають ОСП покрокову функцію завантаження / розвантаження, а ОСП на основі оптимізаційної функції мінімізації витрат визначає переможців аукціонів на балансуєну потужність. Аукціони на балансуєну потужність проходять у формі 6 сесій кожна тривалістю по 4 години, за 6 годин до фізичної поставки та на період поставки 4 години.

На кожен період часу ОСП проводить два аукціони на закупівлю балансуєної потужності на завантаження та розвантаження. ППБ гарантовано отримує дохід на БР, незалежно – чи буде ця потужність активована / дезактивована, чи ні. Для переможців РБП-аукціону ОСП може дати диспетчерську команду для розвантаження / завантаження, не очікуючи закриття воріт ВДР та відкриття воріт РБЕ, здійснюючи тим самим раннє балансування – централізовану диспетчеризацію. Учасники РБП, яким надано команду на завантаження / розвантаження, отримують плату / сплачують за обсяг балансуєної енергії за індикативною ціною РДН-аукціонів у відповідному періоді.

4.2. Ринок балансуєної енергії (РБЕ) відкривається після закриття воріт ВДР. Кожен ППБ, номінований до завантаження за результатами торгів на СР, РДН та ВДР, а також виробники ЕЕ із потужностями швид-

кого старту (незалежно від результатів торгів на попередніх сегментах ринку) повинні подавати покрокову функцію на завантаження та розвантаження для кожного операційного періоду часу (на кожні 15 хвилин). ОСП приймає рішення та надає диспетчерські команди необхідним учасникам для підтримання операційної безпеки енергосистеми та перманентного збалансування попиту та пропозиції. Задля недопущення цінових маніпуляцій на РБЕ всі розрахунки за балансуючого енергію відбуваються виходячи із ціни РДН-аукціонів із додаванням для завантаження або відніманням для розвантаження встановленого коефіцієнта – α (табл. 4.3).

Таблиця 4.3

Напрями розрахунку цін балансуючої енергії на РБЕ

Учасник ринку із спеціальними обов'язками	Дефіцит ЕЕ	Профіцит ЕЕ
Постачальники / прями споживачі ЕЕ	Ціна РДН $3 + \alpha$ (купівля)	Ціна РДН $3 - \alpha$ (продаж)
Виробники / імпортери ЕЕ	Ціна РДН $3 - \alpha$ (купівля)	Ціна РДН $3 + \alpha$ (продаж)

Узагальнено концептуальну модель товарного РЕЕ в Україні наведено на рис. 4.2, а її технологічний регламент функціонування товарного РЕЕ наведено у табл. 4.4.

Формування конкурентного РЕЕ потребує визначення цільових **орієнтирів його лібералізації** (у класичному розумінні цього терміна І. Ансоффом [299]). До цільових орієнтирів РЕЕ віднесено:

- забезпечення ліквідності торгівлі на СР. Ліквідність торгівлі ЕЕ на строковому часовому інтервалі визначається за рівнем «чорна», який характеризує співвідношення між обсягом торгів і рівнем попиту на ЕЕ. Строкові РЕЕ ЄС вважаються ліквідними якщо рівень «чорна» перевищує 3, тобто продана ЕЕ повинна пройти 3 оберти на ринку [300];
- мінімізація цін та цінової волатильності ЕЕ на спотових сегментах РЕЕ. Відкриття конкуренції на РЕЕ має за основну мету зниження цін ЕЕ під пресом конкуренції, однак, враховуючи різну

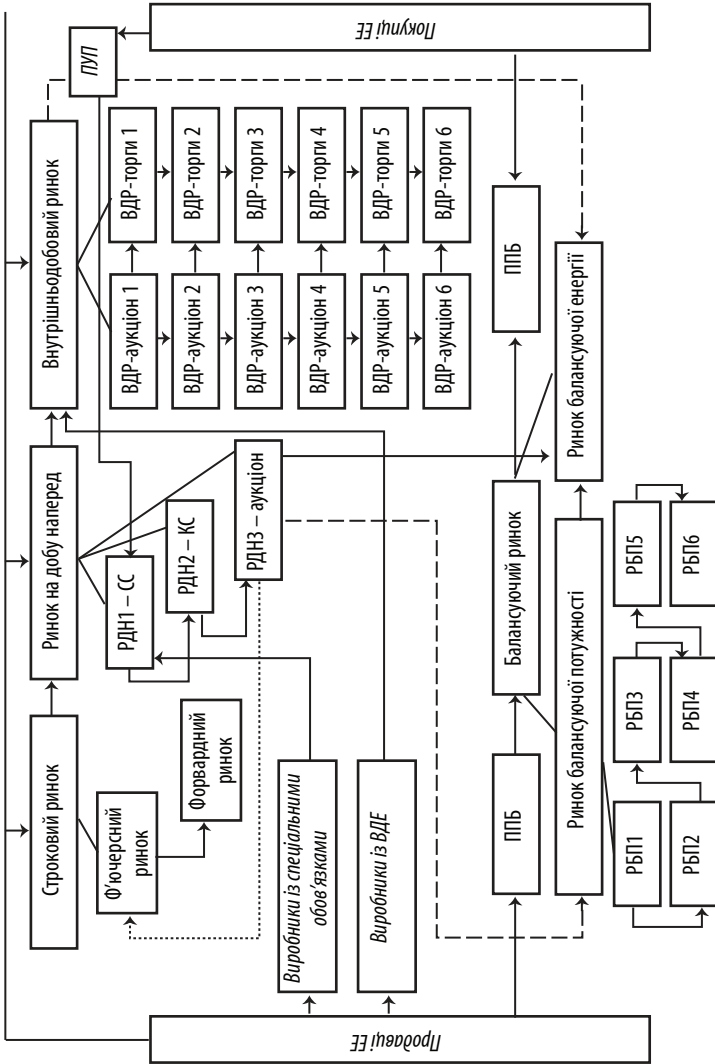


Рис. 4.2. Концептуальна модель конкурентного товарного РЕЕ України

Таблиця 4.4

Технологічний регламент функціонування товарного РЕЕ України

Час відкриття воріт	Час закриття воріт	Сесія	Учасники	Метод ціноутворення	Період поставки
1	2	3	4	5	6
Строковий ринок (ДР)					
Y-2	D-2 до Y	Річні торги	усі за бажанням	заявлена ціна	Y
HY-2	D-2 до HY	Піврічні торгівлі	усі за бажанням	заявлена ціна	HY
Q-2	D-2 до Q	Квартальні торги	усі за бажанням	заявлена ціна	Q
M-2	D-2 до M	Місячні торги	усі за бажанням	заявлена ціна	M
W-2	D-2 до W	Тижневі торги	усі за бажанням	заявлена ціна	W
Ринок на добу наперед (РДН)					
D-1 8:00	D-1 9:00	РДН1 – спеціальна сесія	учасники ринку із спеціальними обов'язками	заявлена ціна	D
D-1 9:30	D-1 11:00	РДН2 – комерційна сесія	виробники-державні підприємства, інші учасники, окрім ВДЕ	заявлена ціна	D
D-1 8:00	D-1 12:00	РДН3 – аукціон	усі за бажанням, окрім ВДЕ; виробники – державні підприємства в межах залишкового навантаження	маржинальна ціна	D

Продовження табл. 4.4

1	2	3	4	5	6
Внутрішньодобовий ринок (ВДР)					
D-1 16:00	D-1 20:00	ВДР-аукціон 1	виробники EE із ВДЕ	маржинальна ціна	D 00:00-04:00
D-1 20:00	D 0:00	ВДР-аукціон 2	виробники EE із ВДЕ	маржинальна ціна	D 04:00-8:00
D 0:00	D 4:00	ВДР-аукціон 3	виробники EE із ВДЕ	маржинальна ціна	D 8:00-12:00
D 4:00	D 8:00	ВДР-аукціон 4	виробники EE із ВДЕ	маржинальна ціна	D 12:00-16:00
D 8:00	D 12:00	ВДР-аукціон 5	виробники EE із ВДЕ	маржинальна ціна	D 16:00-20:00
D 12:00	D 16:00	ВДР аукціон 6	виробники EE із ВДЕ	маржинальна ціна	D 20:00-0:00
D t-3 год.	D t-1 год.	ВДР-торги	усі учасники, включаючи ОСП	заявлена ціна	D t-t+4
Балансуючий ринок					
D-1 14:00	D-1 18:00	РБП1	ОСП і сертифіковані ППБ	маржинальна ціна	D 0:00-4:00
D-1 18:00	D-1 22:00	РБП2	ОСП і сертифіковані ППБ	маржинальна ціна	D 4:00-8:00

Закінчення табл. 4.4

1	2	3	4	5	6
D-1 22:00	D 02:00	РБПЗ	сертифіковані ППБ	маржинальна ціна	D 8:00-12:00
D 02:00	D 06:00	РБП4	ОСП і сертифіковані ППБ	маржинальна ціна	D 12:00-16:00
D 06:00	D 10:00	РБП5	ОСП і сертифіковані ППБ	маржинальна ціна	D 16:00-20:00
D 10:00	D 14:00	РБП6	ОСП і сертифіковані ППБ	маржинальна ціна	D 20:00-0:00
D t-1 год.	D t-15 хв.	БР	номіновані учасники до завантаження за результатами торгів на СР, РДН, ВДР, постачальники балансуючих потужностей	індикативна ціна РДН	D на кожному 15 хв.

Примітка: Y, H, Y, Q, M, W, D – рік, півріччя, квартал, місяць, тиждень, доба, час фізичної поставки ЕЕ

цінність ЕЕ у різні періоди часу та добу, тижневу та місячну циклічність її споживання, бажаною є тенденція постійного зниження цін ЕЕ та її цінової волатильності в межах окремих періодів часу;

- збільшення прогнозованості обсягів продажу ЕЕ із ВДЕ. Виробництво ЕЕ із ВДЕ є пріоритетним напрямом розвитку електроенергетики сучасності, однак створює значні ризики для роботи енергосистеми, здолати які на першому етапі можливо за рахунок збільшення точності прогнозування. Зменшення обсягів небалансів ЕЕ із ВДЕ сприятиме сталій роботі енергосистеми та збалансованості роботи РЕЕ;
- зменшення обсягів балансуючої енергії в енергосистемі пов'язується із узгодженням комерційних і фізичних потоків ЕЕ, тому чим меншою є частка БР, тим збалансованішою є його ринкова кон'юнктура.

Запропонована концептуальна модель конкурентного РЕЕ має істотні переваги порівняно з наявною, якими є:

- орієнтація на торгівлю якомога ближче до реального часу;
- впровадження біржової торгівлі на СР забезпечує прозорість транзакцій купівлі-продажу та захист від кредитних ризиків, а фінансова її форма спрощує фізичне планування строкових поставок ЕЕ;
- ліквідація штучно створеного учасника ринку – ДП «Гарантований покупець»;
- ПУП самостійно визначають прогнозований графік навантаження на визначеній території, закуповують її на спеціальних сесіях РДН та несуть відповідальність за небаланси на БР;
- виробники ЕЕ з ВДЕ самостійно торгують виробленою продукцією виключно на ВДР, визначаючи прогнозований графік виробництва та несучи фінансову відповідальність за небаланси на БР;
- ОСП здатний провести раннє балансування, закупивши фізично необхідний обсяг ЕЕ на завантаження або розвантаження на

ВДР та завчасно активуючи закуплені обсяги балансуючої потужності на БР;

- на балансуючу енергію встановлюються ціни на завантаження та розвантаження виходячи із індикативної ціни РДН-аукціонів, тому учасники ринку більше не зацікавлені у маніпулюванні її обсягами;
- використання безперервних торгів та ціноутворення за заявленою ціною на РДН дозволяє закуповувати дешеві обсяги ЕЕ АЕС, ГЕС за нижчими цінами, ніж маржинальні;
- використання маржинального методу ціноутворення на ВДР-аукціонах забезпечує ефективність виробництва ЕЕ з ВДЕ та сприяє зниженню витрат на оплату «зелених» тарифів та / або премій;
- тариф на розвиток ВДЕ відокремлюється від тарифу на передачу, а суми платежів виробникам ЕЕ з ВДЕ пропорційно розподіляються між споживачами згідно з їх обсягами споживання.

4.2. Організація строкового ринку електричної енергії України на біржовій основі

Проблема забезпечення ефективності функціонування строкового РЕЕ (СР) породжена плутаниною часових границь ринку та форм торгівлі ЕЕ, що заклала суттєву помилку при побудові його моделі. Так, якщо РДН, ВДР та БР є відокремленими сегментами РЕЕ за часовими границями (моментом купівлі-продажу ЕЕ), то РДД представляє форму торгівлю ЕЕ. Тільки РДД визначено як неорганізований сегмент ринку, тоді як інші передбачають створення відповідної торговельної платформи: чи то під керівництвом ОР (для сегментів РДН і ВДР), чи то ОСП (для БР). Таким чином, дійсні нормативні положення не передбачають можливість організованої торгівлі ЕЕ на строковому часовому інтервалі (окрім п. 6 ст. 66 Закону України № 2019-VIII [262]). До того ж часові рамки РДД чітко не визначені: зазначено тільки час «закриття воріт» РДД о 10 год за добу до фізичної поставки (пп. 2.1.4 Постано-

ви НКРЕКП від 14.03.2018 № 307 [267]), та регулятор має право лише встановлювати максимальний строк дії ДД, який не може бути меншим за 6 міс. (Закон України № 2019-VIII ст. 66 п. 4 [262]). Означену проблему намагається вирішити Українська енергетична біржа, яка запровадила форвардні строкові контракти в межах комерційних для учасників РДД [287]. Однак активність учасників організованого РДД залишається низькою, що обумовлює низьку ліквідність цього сегмента.

Зважаючи на високу концентрацію виробників ЕЕ на РЕЕ України та відносну ізольованість енергосистеми України від європейських енергосистем, впровадження РДД як єдиної форми строкової торгівлі ЕЕ спонукає до негативних наслідків вільної торгівлі ЕЕ, що виражається у маніпулюванні цінами та обсягами ЕЕ за умов закритих прямих договорів. Отже, дійсні нормативно-організаційні положення щодо вибору форм торгівлі на СР потребують перегляду із точки зору можливості створення організованої форми торгівлі ЕЕ. Часові границі строкової торгівлі ЕЕ повинні нівелювати цінові ризики спотової.

Проаналізований європейський досвід щодо функціонування строкових РЕЕ дозволяє визначити різні напрями вирішення цієї проблеми, які з урахуванням особливостей електроенергетики України можуть бути перенесені у національну практику. Серед таких здобутків, що сприяють розвитку строкової торгівлі ЕЕ в ЄС, є:

- 1) зростання питомої ваги організованої форми торгівлі ЕЕ на строковому часовому інтервалі;
- 2) розвиток ринків фінансових деривативів як переважної форми організації строкового РЕЕ;
- 3) основною формою фінансових деривативів на ЕЕ є ф'ючерси, тоді як решта вважаються похідними інструментами;
- 4) обумовленість цін фінансових деривативів ЕЕ цінами на фізичну ЕЕ на спотовому ринку (частіше РДН, як виключення ВДР);
- 5) можливість конвертації фінансової ЕЕ у фізичну на основі кооперації організованих торговельних платформ;
- 6) каскадний механізм обертання ф'ючерсів на строковому РЕЕ;

- 7) торгівля ЕЕ на різних часових інтервалах від 1 доби до 6 років;
- 8) виокремлення двох видів строкових контрактів на ЕЕ – для базового та пікового навантажень.

Таким чином, метою лібералізації строкового РЕЕ України має стати забезпечення прозорості й економічної ефективності торгівлі ЕЕ на строковому часовому інтервалі. Зазначену мету може бути досягнуто за рахунок вдалого поєднання форм організованої торгівлі фінансовими деривативами та фізичною ЕЕ на організованому біржовому ринку. Для чого пропонується впровадити такі ринкові продукти: ф'ючерси та форварди на ЕЕ для базового та пікового навантаження. Різниця між ними полягає у тому, що *ф'ючерс на ЕЕ* представляє контракт-зобов'язання на купівлю-продаж ЕЕ у майбутньому за ціною, яка складеться на РДН-аукціонах на дату їх фінансового виконання, що не передбачає фізичної поставки ЕЕ, тоді як *форвард на ЕЕ* – це контракт-зобов'язання на купівлю-продаж ЕЕ у майбутньому за ціною, яка складеться на РДН-аукціонах на дату його виконання, який завершується фізичною поставкою ЕЕ у майбутньому. На СР обертаються ф'ючерси на ЕЕ, які можна каскадувати, конвертувати або погасити:

- каскадування представляє процес розукрупнення фінансових деривативів на ЕЕ на коротші періоди часу;
- конвертація – процес переведення ф'ючерсних у форвардні контракти на ЕЕ;
- погашення – процес фінансового врегулювання зобов'язань за ф'ючерсними контрактами на дату їх експірації, тобто визначення та розрахунок маржі за ними.

Кожний учасник РЕЕ, який зареєстрований ОР, може стати учасником строкової торгівлі на РЕЕ. Виробники ЕЕ зі спеціальними обов'язками можуть торгувати ф'ючерсами на ЕЕ без можливості їх конвертації.

Запропоновану схему функціонування строкового РЕЕ України на біржовій основі наведено на *рис. 4.3*.

Строковий РЕЕ відкривається за 2 роки, а закривається за 2 доби до початку операційної періоду (рік, квартал, місяць, тиждень, доба) фі-

РОЗДІЛ 4. Теоретико-методичні положення з лібералізації ринку електричної енергії України

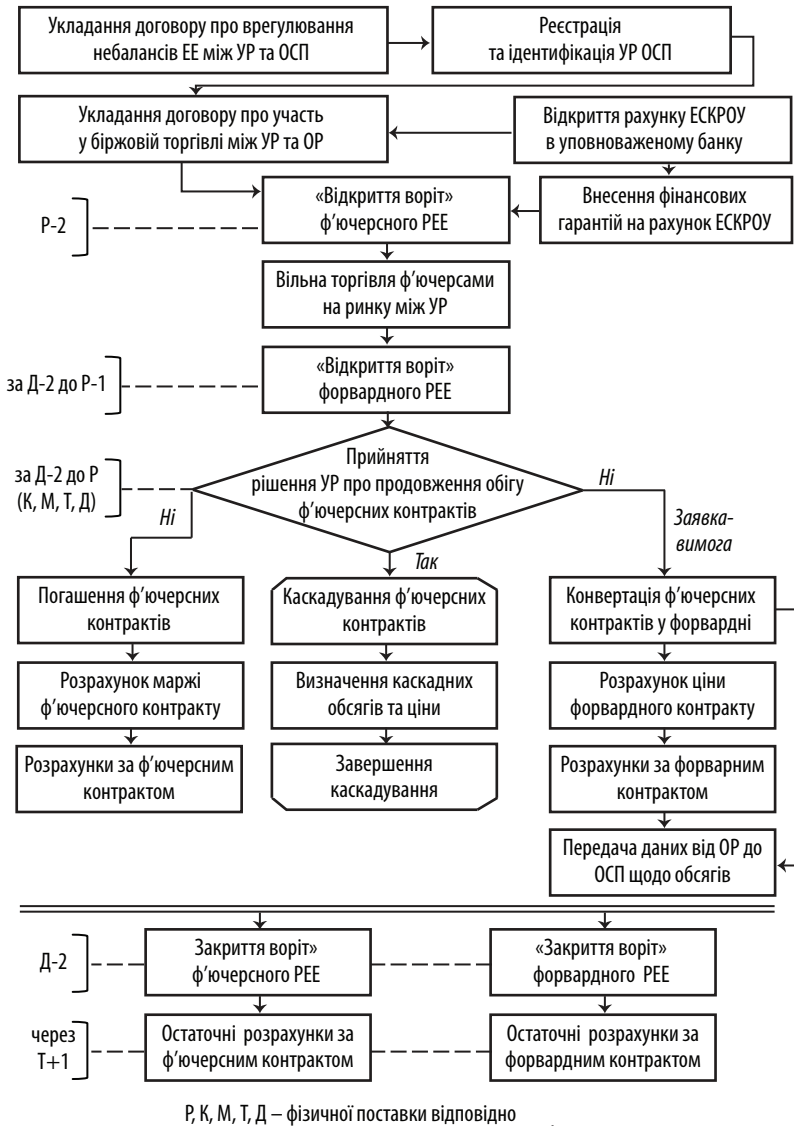


Рис. 4.3. Схема функціонування строкового РЕЕ України на біржовій основі

зичної поставки ЕЕ. Протягом цього часу оптові продавці (виробники та імпортери ЕЕ) можуть запропонувати весь максимально можливий та технічно осяжний обсяг ЕЕ, який може бути згенеровано в межах кожної години фізичної поставки з урахуванням планового графіку зупинок і проведення ремонтів, а також за результатами явних аукціонів на розподіл трансграничної пропускної потужності.

Залежно від терміну діє ф'ючерси доцільно поділити на річні, квартальні, місячні, тижневі та добові. Ф'ючерсні контракти доцільно виділяти для базового (для кожної із 24 год) та пікового навантаження (із 9:00 до 21:00 год), що відповідає добовій циклічності споживання ЕЕ в Україні. Можливе виокремлення ф'ючерсів для робочого та неробочого дня.

Строковий РЕЕ України функціонує як двостороння енергетична біржа, де проходять безперервні аукціони за заявленими цінами. Початкову ціну фінансового деривативу оптовий продавець ЕЕ визначає самостійно виходячи із цілей ефективності функціонування об'єкта електрогенерації, а оптовий покупець вирішує, чи згоден він купити необхідну кількість активу за заявленою ціною. Із перебігом часу оптовий покупець «фінансової» ЕЕ може виступити як її оптовий продавець і перепродати дериватив, встановлюючи його ціну самостійно. Новий оптовий покупець сплачує першому держателю активу різницю у ціні купівлі-продажу. Після завершення періоду обертання фінансовий дериватив підлягає погашенню за системною ціною РДН у визначеному періоді, якщо не передбачено інше (каскадування або конвертація ф'ючерса).

Замість погашення ф'ючерсних контрактів оптовий покупець ЕЕ може конвертувати їх у форвардні із вимогою фізичної поставки ЕЕ. У випадку конвертації ф'ючерсних контрактів у форвардні ціна договору купівлі-продажу ЕЕ визначається за системною ціною РДН за відповідний операційний період на дату експірації контракту. Оптовий покупець ЕЕ надсилає оператору строкового РЕЕ заявку-вимогу щодо конвертації ф'ючерсних контрактів у форвардні, а останній вилучає за-контрактівані обсяги із подальшого обігу на ринку та подає ОСП узгоджені номінації щодо законтрактіваних обсягів.

ОСП направляє повідомлення оптовому продавцю ЕЕ щодо зареєстрованих номінацій, і той повинен прийняти такі номінації або сплатити оптовому покупцю неустойку у виді подвійної позитивної маржі ф'ючерсного контракту щодо системної ціни РДН.

Учасники ф'ючерсного РЕЕ зобов'язані внести фінансові гарантії на рахунки ЕСКРОУ у відсотковому відношенні до обсягу купівлі-продажу фінансових деривативів, розмір яких визначає оптовий продавець фінансового інструменту.

Граничний термін погашення ф'ючерсних контрактів настає за 2 доби до фактичного операційного періоду (року, кварталу, місяця, тижня або доби фізичної поставки ЕЕ), до якого держатель фінансового деривативу надсилає заявку-вимогу про його погашення. У протилежному випадку ф'ючерси підтягаються каскадуванню з урахуванням індексів сезонності, який встановлюються для кожного кварталу, місяця, тижня або доби на основі ретроспективних даних за останні 3 операційні періоди.

Механізм каскадування ф'ючерсних контрактів розпочинається за 2 доби до настання фактичного операційного періоду (квартал, місяць, тиждень, доба), та у випадку відсутності фактичних кроків зі сторони учасників РЕЕ річні ф'ючерсні контракти розділяються на кварталні, кварталні – на місячні, місячні – на тижневі, а тижневі – на добові (рис. 4.4). Добові ф'ючерси не каскадуються. Після чого відбуваються розрахунок маржі за ф'ючерсним контрактом і фінансові розрахунки між учасниками.

У випадку прийняття рішення про конвертацію фінансової ЕЕ у фізичну оптовий покупець вносить відповідне рішення до торговельної платформи ОР (заявку-вимогу), але не пізніше ніж закриття воріт строкового РЕЕ, тобто за 2 доби до настання фактичного операційного періоду (рік, квартал, місяць, тиждень, доба). Зазначені обсяги підлягають фізичному виконанню оптовим продавцем ЕЕ.

ОР надсилає автоматичне повідомлення ОСП щодо обсягів зареєстрованих форвардних контрактів, тоді як останній перевіряє відповідність поданих даних та сповіщає учасників форвардного контракту про

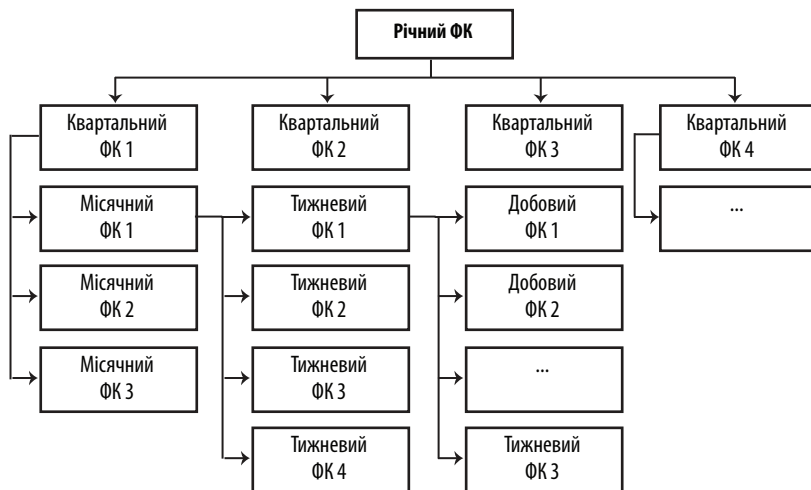


Рис. 4.4. Схема каскадування ф'ючерсних контрактів на строковому РЕЕ України

Примітка: ФК – ф'ючерсний контракт

законтрактовані обсяги не пізніше ніж за добу до фізичної поставки (до відкриття воріт РДН). У випадку невідповідності даних інформації поданої ОСП, учасників торгів мають право їх скорегувати до кінцевого часу (окрім ціни договору), інакше законтрактовані обсяги відхиляються, а ф'ючерси підлягають фінансовому врегулюванню.

Оптові продавці ЕЕ, які мають незаконтрактовані обсяги за форвардними договорами, можуть їх запропонувати на РДН.

Визначення цін на ф'ючерсному та форвардних РЕЕ України відбувається за системними цінами РДН за відповідний операційних період (табл. 4.5).

Системна ціна РДН для *i*-го операційного періоду визначається як середньоарифметична ціна РДН-аукціонів за період, що передує (рік, квартал, місяць, тиждень, доба) виконанню ф'ючерсних контрактів для базового та пікового навантажень.

Таблиця 4.5

Ціноутворення на строковому РЕЕ України

Тип угоди	Формула розрахунку	Умовні позначки
Погашення ф'ючерсних контрактів	$M = CЦРДН_i - НЦФ$	M – маржа ф'ючерсного контракту; $НФК$ – номінальна ціна ф'ючерсного контракту для i -го операційного періоду;
Каскадування ф'ючерсних контрактів	$КЦФК_i = ЦФК_j \times I_{сез}$	$СЦРДН_i$ – системна ціна РДН для i -го операційного періоду; $ЦФок$ – ціна форвардного контракту; $КЦФК_i$ – каскадна ціна ф'ючерса i -го операційного періоду; $ЦФК_j$ – ціна ф'ючерса j -го операційного періоду;
Конвертація у форвардні контракти	$ЦФок = СЦРДН_i$	$I_{сез}$ – індекс сезонності за ціною

Згідно з Законом України № 2019-VIII ОР відповідальний тільки за діяльність на організованих сегментах ринку (РДН та ВДР), тоді як строкові угоди на РЕЕ здійснюються на власний ризик учасників, а ОСП реєструє лише узгоджені номінації. Створення організованого строкового РЕЕ передбачає наділення ОР додатковими функціями щодо оперування торговельною платформою ф'ючерсного та форвардного сегментів РЕЕ. В європейській практиці наявний досвід як щодо функціонування єдиного оператора для строкового, так і спотового РЕЕ з відокремленими підрозділами (IPEX, TGE), так і створення двох самостійних бірж у межах однієї компанії (EEX Group, яка оперує двома біржами Erex Spot – для торгів на РДН та ВДР та EEX – для ф'ючерсної торгівлі), так і відокремленого функціонування двох бірж (Nord Pool та Nasdaq Commodities) без їх операційного об'єднання. Останнє можливо лише у випадку пропозиції фінансових деривативів без можливості фізичного виконання.

Враховуючи загальноєвропейську тенденцію щодо інтегрування різних сегментів під єдиним керівництвом, то доцільно в Україні створити на базі єдиного ОР два відокремлені самостійні підрозділи, що будуть оперувати строковим і спотовими сегментами РЕЕ із налагоджен-

Наукове забезпечення лібералізації ринку електричної енергії України

ня ефективного обміну даними між ними та з ОСП. Аналіз нормативно закріплених функцій за ОР у ст. 51 Законі України № 2019-VIII [262] дозволяє встановити єдине управління різними сегментами ринку єдиним оператором, що запобігає дублюванню деяких функцій в межах різних підприємств (табл. 4.6).

Таблиця 4.6

Функції ОР на різних часових сегментах РЕЕ

Функція ОР за [262]	Строковий РЕЕ	Спотовий РЕЕ
Забезпечення рівних умов участі	Єдині правила	
Реєстрування учасників ринку та введення відповідного реєстру	Єдиний реєстр	
Забезпечення дотримання учасниками надання гарантій виконання фінансових зобов'язань	Субрахунок фінансових гарантій за ф'ючерсними контрактами та форвардними контрактами окремо	Єдиний субрахунок фінансових гарантій для РДН і ВДР
Визначення результатів торгів	Визначення маржі ф'ючерсного контракту, каскадування цін за ф'ючерсними контрактами; визначення цін форвардних контрактів	Аукціони на РДН та торги за заявленою ціною на ВДР
Запровадження клірингу	Єдиний кліринг	
Передача даних щодо за-контракованих обсягів ОСП	Єдина база обміну даними	
Оприлюднення результатів торгів	Єдина інформаційна платформа	
Консультативно-інформаційна підтримка учасників	Єдине вікно	
Співпраця із Регулятором	Єдиний формат	
Забезпечення конфіденційності інформації	Єдиний формат	

За рахунок поєднання різних часових сегментів під єдиним керівництвом ОР спрощується процес клірингу, тобто взаємоврахування

фінансових вимог і зобов'язань учасників ринку за договорами купівлі-продажу ЕЕ. Фінансові ризики як за строковими, так і спотовими угодами проходять через уповноважений банк або клірингову установу, в яких учасники РЕЕ відкривають рахунок ЕСКРОУ, з двома окремими субрахунками для строкової та спотової торгівлі ЕЕ.

Ціни на РЕЕ мають високу волатильність, що походить від історичної динаміки та сезонної волатильності, тому при обґрунтуванні цін на ф'ючерсні контракти пропонується методичний підхід до розрахунку ф'ючерсних контрактів на ЕЕ, який опирається на аналіз часового тренду з урахуванням сезонності та складається із 3 етапів: аналітичного, прогнозного та розрахункового, які, своєю чергою, підрозділяються на 6 кроків (рис. 4.5).

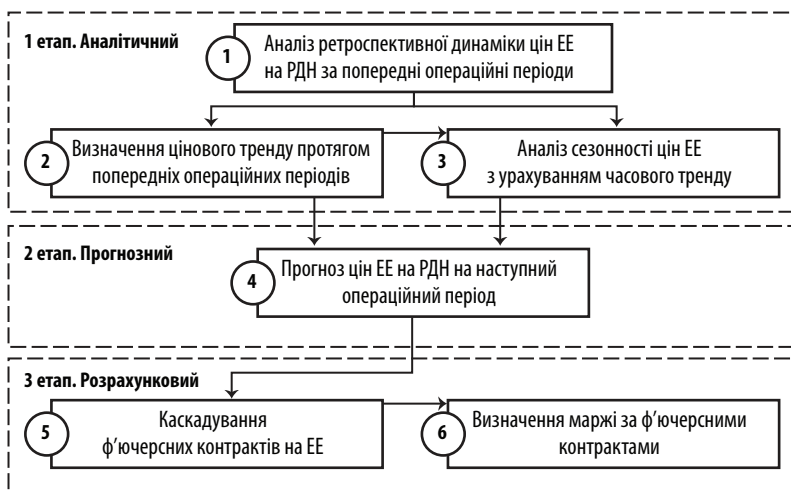


Рис. 4.5. Методичний підхід до розрахунку цін ф'ючерсних контрактів на ЕЕ

У рамках *аналітичного етапу* відбувається аналіз ретроспективної динаміки цін на РДН за минулі операційні періоди, визначаються ретроспективні системні ціни на РДН, будуються строкові цінові тренди, та визначаються індекси сезонності за операційними періодами.

У процесі *другого етапу* прогноуються індикативні ціни ф'ючерсів на ЕЕ на наступні операційні періоди. Прогнозування цін ф'ючерсів вищого порядку відбувається за часовими трендами, тоді як визначення цін ф'ючерсів нижчого порядку відбувається з урахуванням індексу сезонності.

На *третьому етапі* відбуваються безпосередньо каскадування до добових і розрахунків маржі ф'ючерсних контрактів на ЕЕ. При цьому для оператора ринку важливо, щоб відхилення ф'ючерсів ЕЕ від системної ціни РДН було б мінімальним, тоді як для продавців на РДН – максимально позитивним, а для покупців – навпаки, максимально негативним.

Апробацію запропонованого методичного підходу було здійснено для прогнозування індикативних цін річного ф'ючерса на ЕЕ базового навантаження в ТЗ ОЕС Україна (на липень 2020 – червень 2021 рр.), його каскадування для 3-го кварталу 2020 р., із подальшим каскадуванням на липень 2020 р., на 1 тиждень липня, а також тижневого ф'ючерса на добові.

У *табл. 4.7* наведено історичну динаміку системних цін РДН в ТЗ ОЕС Україна у липні 2019 р. – червні 2020 р. для базового навантаження.

У ретроспективі середньорічна ціна ЕЕ базового навантаження в ТЗ ОЕС України склала 1353,59 грн/МВт·год. Найвищі ціни мали місце на старті нової моделі РЕЕ в Україні – у 3 кварталі 2019 р., тоді як найнижчі – у грудні 2019 р. (атомно-вугільний парадокс розвитку електроенергетики України) та у травні 2020 р. (карантинні заходи викликали стрімке скорочення електроспоживання).

Виходячи із ретроспективної динаміки цін було побудовано лінійний часовий тренд (*рис. 4.6*), за яким визначено, що ціни на ЕЕ мають повільно спадну тенденцію.

Визначений ціновий тренд не враховує чинник сезонності. Однак отримані дані складають основу для розрахунку індексу сезонності (I_{ces}), який було розраховано за формулою:

$$I_{ces} = \sum_{j=1}^N \frac{U_{ij}^{\phi}}{\widehat{U}_{ij}} / N_j \times 100 \%, \quad (4.1)$$

Таблиця 4.7

Ретроспективні ціни на РДН у ТЗ ОЕС Україна у липні 2019 р. – червні 2020 р.

Ціна ЕЕ, грн/ МВт·год	Рік (липень 2019 р. – червень 2020 р.)											
	1353,59											
Середньорічна	3 квартал 2019 р.			4 квартал 2019 р.			1 квартал 2020 р.			2 квартал 2020 р.		
Середньо-квартальна	1598,65			1336,35			1295,30			1185,02		
Середньомісячна	липень 2019	серпень 2019	вересень 2019	жовтень 2019	листопад 2019	грудень 2019	січень 2020	лютий 2020	березень 2020	квітень 2020	травень 2020	червень 2020
	1591,47	1631,09	1573,40	1536,87	1302,75	1169,42	1346,63	1183,2	1356,07	1211,72	1146,27	1197,08

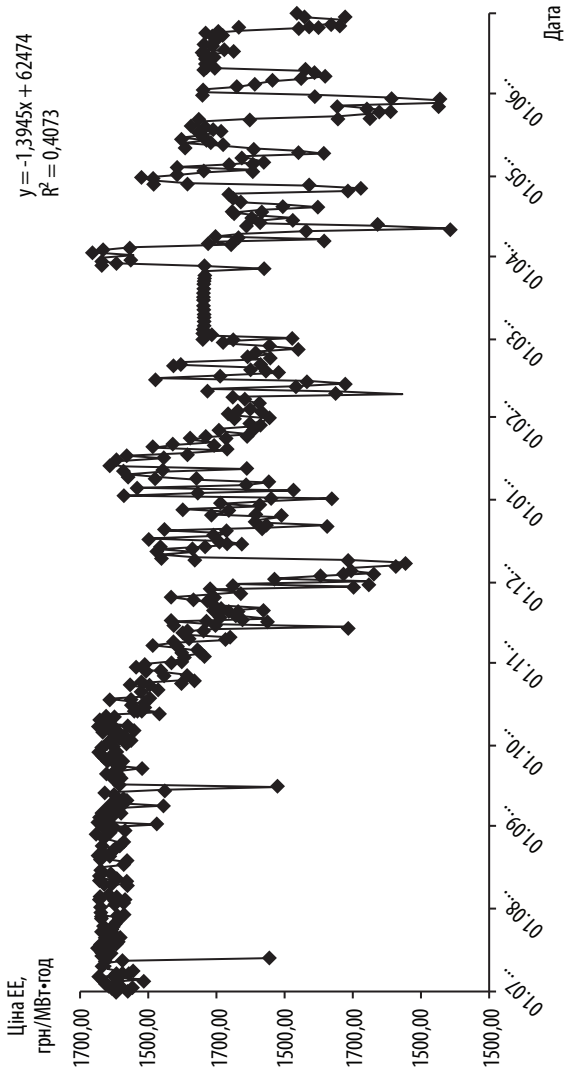


Рис. 4.6. Динаміка системних цін базового навантаження в ТЗ ОЕС України у липні 2019 р. – червні 2020 р.

РОЗДІЛ 4. Теоретико-методичні положення з лібералізації ринку електричної енергії України

де C_{ij}^{ϕ} – фактичне значення ціни ЕЕ в i -му місяці j -го періоду;
 \hat{C}_{ij} – прогнозне значення ціни ЕЕ в i -му місяці j -го періоду;
 N_i – кількість i -х місяців в j -му періоді.

У табл. 4.8 наведені результати розрахунку індексів сезонності.

Таблиця 4.8

Індекс сезонності за цінами РДН у ТЗ ОЕС Україна

Індекс сезонності	Рік						
	Річний	1,000					
Квартальний	3 квартал		4 квартал		1 квартал		2 квартал
	1,0310		0,9436		1,0068		1,0203
Місячний	липень 2019		серпень 2019			вересень 2019	
	1,0025		1,0446			1,0478	
Тижневий	27 тиждень		28 тиждень		29 тиждень		30 тиждень
	0,9857		0,9674		1,0215		1,0197
Добовий	понеділок	вівторок	серeda	четвер	п'ятниця	субота	неділя
	1,0309	1,0248	1,0537	1,0157	0,9941	0,9554	0,9295

Визначені індекси сезонності виступають як коефіцієнти каскадування.

ОР не може впливати на ціни фінансових деривативів, а лише прогнозує їх індикативні рівні. Побудовані цінові тренди й індекси сезонності дозволяють спрогнозувати ціну на РДН на початок операційного періоду та каскадувати ф'ючерси на ЕЕ на коротші операційні періоди (табл. 4.9).

Отже, прогнозна індикативна ціна для річного ф'ючерсного контракту в ТЗ ОЕС Україна складає на рівні 1097,98 грн/МВт·год, ціна ф'ючерса для 3 кварталу 2020 р. – 1132,02 грн/МВт·год, для липня 2020 р. – 1134,85 грн/МВт·год, для 27 тижня 2020 р. – 1118,62 грн/МВт·год, та в межах цього тижня індикативні ціни добових ф'ючерсів

Наукове забезпечення лібералізації ринку електричної енергії України

коливаються від 1039,76 грн/МВт·год (неділя) до 1178,69 грн/МВт·год (середа).

Таблиця 4.9

**Прогнозні індикативні ціни ф'ючерсів на ЕЕ в ТЗ ОЕС Україна
у липні 2020 р. – червні 2021 р.**

Індекс сезонності	Рік						
	Річний	1097,98					
Квартальний	3 квартал 2020 р.	4 квартал 2020 р.	1 квартал 2021 р.		2 квартал 2021 р.		
	1132,02	1036,05	1105,45		1120,27		
Місячний	липень 2020		серпень 2020		вересень 2020		
	1134,85		1182,51		1186,13		
Тижневий	27 тиждень	28 тиждень	29 тиждень	30 тиждень	31 тиждень		
	1118,62	1097,85	1159,25	1157,21	1170,37		
Добовий (27 тиж-день)	29.06. 2020	30.06. 2020	01.07. 2020	02.07. 2020	03.07. 2020	04.07. 2020	05.07. 2020
			1178,69	1136,18	1112,02	1068,72	1039,76

Визначення маржі для ф'ючерсних контрактів відбувається за системною ціною на РДН за минулий операційний період (окрім добових ф'ючерсів, які погашаються за фактичною ціною РДН).

Означене дозволяє проводити розрахунок маржі та погашення ф'ючерсів на ЕЕ до завершення прогнозного операційного періоду. Оскільки покупець або продавець ф'ючерсів ЕЕ приймають самостійні рішення щодо їх подальшого обертання (каскадування, конвертації або погашення), то це значно прискорює рух грошових коштів на строковому РЕЕ.

У табл. 4.10 наведено порівняння прогнозних і фактичних цін на РДН у липні 2020 р.

Відносна помилка прогнозової ціни місячного ф'ючерса від фактичної ціни РДН у липні 2020 р. склала 3,9 %, а середнє відхилення за тижневими ф'ючерсами становило 3,7 %, що доводить обґрунтованість

Таблиця 4.10

Розрахунок маржі за ф'ючерсами на ЕЕ у липні 2020 р.

Період	Прогнозна ціна ф'ючерса, грн/МВт·год	Системна ціна РДН за минулий період, грн/МВт·год	Маржа ф'ючерса, грн/МВт·год	Фактична системна ціна РДН, грн/МВт·год	Відносне відхилення від фактичної ціни РДН, %	
					прогнозна ціна	системної ціни РДН
липень 2020 р.	1132,02	1197,08	65,06	1177,67	3,9	1,6
27 тиждень 2020 р.	1115,83	1112,43	-3,4	1136,5	1,8	2,1
28 тиждень 2020 р.	1095,12	1136,5	41,38	1216,53	10,0	6,6
29 тиждень 2020 р.	1156,36	1216,53	60,17	1090,79	6,0	11,5
30 тиждень 2020 р.	1154,32	1090,79	-63,53	1154,32	0,0	5,5
31 тиждень 2020 р.	1167,485	1154,32	-13,165	1157,84	0,8	0,3

розрахунку ф'ючерсних цін за методом цінового тренду з урахуванням сезонності. Ціни РДН у червні 2020 р. лише на 1,6 % відрізнялася від липня 2020 р., тоді як середнє відхилення тижневих цін минулого та фактичного періодів склало 5,2 %, що дозволяє визнати вибір системних цін РДН за минулий період прийнятним.

Отже, якщо покупець придбав би липневий ф'ючерс на ЕЕ за прогноною індикативною ціною РДН, то отримав би прибуток, тоді як продавець, навпаки, – збиток у розмірі 65,06 грн/МВт·год.

Таким чином, розроблений методичний підхід до обґрунтування цін ф'ючерсів на ЕЕ дозволяє пропонувати ф'ючерси незалежно від календарного періоду. Головна умова їх обертання – пропозиція до «закриття воріт» строкового РЕЕ. Учасники строкового РЕЕ мають змогу хеджувати довгострокові та короткострокові ризики торгівлі ЕЕ на інтервалі від 2 років до 2 діб до фізичної поставки ЕЕ, сприяючи підвищенню ліквідності торгівлі ЕЕ як товаром. Конвертація ф'ючерсів у форвардні контракти забезпечує фізичне планування електропостачання.

4.3. Формування ринку потужностей України на організованій основі

Проблеми національного електроенергетичного комплексу України, а саме: вичерпання паркового ресурсу наявного електрогенеруючого обладнання, зростання погодинних диференціалів у навантаженні, стрімкий розвиток негарантованих відновлюваних джерел електрогенерації, зростання вартості традиційного виробництва ЕЕ та посилення екологічних нормативів, порушують питання забезпечення його стало-го та адекватного саморозвитку. Оскільки ні ОСП, ні ОР, ні КМУ, ні Міненерго, ні енергетичний регулятор не мають прямого впливу на розвиток електроенергетичної галузі та лише можуть стимулювати інвестиції (через надання гарантій щодо повернення постійних капіталовкладень) у її розвиток, створюючи організаційно-економічно-правову основу розвитку потужностей енергосистеми України, то вирішити це питання вбачається можливим лише шляхом формування конкурентного ринку потужностей (РП) на організованій основі. Метою впровадження цієї

складової механізму РЕЕ є підтримання операційної безпеки постачання ЕЕ в короткостроковому періоді та забезпечення адекватного рівня саморозвитку потужностей в середньо- та довгостроковому періодах.

В основі формування РП України може бути закладено обсягоорієнтований підхід, згідно з яким всі переможці аукціонів на РП отримують плату за потужність виходячи із прогнозного рівня адекватного навантаження в енергосистемі. Як наслідок – інвестори та / або оператори потужностей отримують змогу гарантованого повернення капіталовкладень на пропорційній щорічній основі та можливість нівелювати ризики короткострокової волатильності цін на товарному РЕЕ.

РП функціонує виключно в організованій формі через спеціальні електронні торговельні платформи. РП поділяється на три продуктові сегменти – ринок балансуєної потужності (РБП), ринок традиційної потужності (РТП) та ринок альтернативної потужності (РАП). РБП є спотовим, тоді як РТП та РАП – строковими сегментами ринку.

Ринок балансуєної потужності (РБП) являє собою односторонній аукціон, де ОСП закуповує внутрішньодобовий обсяг балансуєної потужності. Після оголошення результатів торгів на РДН ОСП визначає відповідність фізичних і комерційних потоків ЕЕ та, не очікуючи результатів торгів ВДР, проводить закупівлю балансуєної потужності. Аукціони на балансуєну потужність проходять у формі 6 сесій, кожна тривалістю 4 години, за 6 годин до фізичної поставки та на період поставки – 4 години. На кожен період часу ОСП проводить два аукціони: окремо на завантаження та розвантаження та визначає на основі оптимізаційної функції мінімізації витрат переможців аукціонів на балансуєну потужність. Переможці РБП-аукціону гарантовано отримують дохід на РБП, незалежно чи буде ця потужність активована / дезактивована, чи ні на РБЕ.

РБП функціонує за маржинальним методом ціноутворення під дією верхніх цінових обмежень, які дорівнюють витратам на завантаження маржинального енергоблоку із гарячого стану.

Ринок традиційної потужності (РТП) функціонує у формі односторонніх аукціонів, які проводить ОСП щорічно після опри-

люднення та затвердження звіту з оцінки адекватності розвитку потужностей, за ініціативою центрального органу відповідального за проведення стратегічної політики в енергетичній сфері за операційним планом (технологічним регламентом), затвердженим Кабінетом Міністрів України.

Для забезпечення балансування попиту та пропозиції ЕЕ аукціони на потужність мають проходити окремо для потужності базового, напівпікового та пікового навантажень. Цільовий обсяг закупівлі потужності базового навантаження повинен визначатися виходячи із мінімального навантаження, напівпікового – різниці коливань між мінімальним і середньодобовим рівнями, а для пікового навантаження – виходячи із діапазону коливань середньодобового та максимального навантаження для найтяжчих умов роботи енергосистеми в кожній торговій зоні.

Враховуючи дуальність цілі функціонування РТП і часовий лаг між інвестиціями та виробництвом ЕЕ для різних технологій електрогенерації доцільно запропонувати такі часові сегменти на РТП – види аукціонів на потужність (табл. 4.11):

- *однорічні* (A+1), які спрямовані на забезпечення готовності енергосистеми до функціонування до найтяжчого навантаження у короткостроковому періоді (на 1-й прогнозний рік прогнозу адекватності розвитку);
- *середньострокові* (A+3), які спрямовані на адекватний розвиток потужностей в середньостроковому періоді (на 3-й прогнозний рік);
- *довгострокові* (A+5), які спрямовані на адекватний розвиток потужностей у довгостроковому періоді (на 5-й прогнозний рік).

Учасниками строкових сегментів РП можуть бути як наявні, так і нові генеруючі потужності, інтерконнектори, системи зберігання та управління попитом на ЕЕ. Строкові угоди на потужність мають різний термін дії: для наявних об'єктів – 1 рік; для реконструйованих об'єктів – 5 років; для нових об'єктів – 10 років.

Вихідною базою для визначення цільового обсягу закупівлі є дані консервативного сценарію адекватного розвитку енергосистеми за тор-

РОЗДІЛ 4. Теоретико-методичні положення з лібералізації ринку електричної енергії України

говими зонами та обсяги договірних потужностей, законтракованих у попередні роки.

Ціноутворення на РТП відбувається за заявленими цінами, які враховують тільки довгострокові витрати. При цьому учасники товарного РЕЕ не зобов'язані брати участь у РТП, а можуть продавати ЕЕ виключено на товарних часових сегментах, беручи на себе ризик покриття постійних довгострокових витрат.

До потенційних учасників повинні висуватися кваліфікаційні вимоги, які перевіряються конкурсною комісією до відкриття аукціону, зокрема, такими вимогами вважаються:

- наявність залишкового паркового ресурсу обладнання для роботи у прогностному періоді для наявних об'єктів електрогенерації;
- наявність затвердженого техніко-економічного обґрунтування нового будівництва або реконструкції наявного, розроблених згідно із міжнародними стандартами проектування;
- відповідність сучасним екологічним вимогам для нових об'єктів або графіку скорочення викидів для наявного або реконструйованого об'єкта;
- фінансова стійкість оператора потужності.

Таблиця 4.11

Порівняльна характеристика пропонованих аукціонів на потужність

Характеристика	Вид аукціону		
	A+1	A+3	A+5
1	2	3	4
Цільове призначення аукціону	забезпечення адекватного рівня розвитку потужностей в енергосистемі		
	в короткостроковому періоді (на 1-й прогностний рік)	у середньостроковому періоді (на 5-й прогностний рік)	у довгостроковому періоді (на 10-й прогностний рік)
Термін дії договорів	1 рік	Залежно від типу учасника: від 1 до 10 років	

Закінчення табл. 4.11

1	2	3	4
Метод ціноутворення	За заявленими цінами конкурсних торгів		
Тип учасників	Всі існуючі і нові ГП, інтерконнектори та системи управління попитом		
Доступність потужностей для товарного РЕЕ	Учасники аукціонів можуть торгувати ЕЕ на товарному РЕЕ, покриваючи короткострокові витрати електрогенерації		
Плата за потужність	Покриває виключно постійні капітальні витрати		

Разом із кваліфікаційними характеристиками до конкурсної комісії доцільно подати технічні характеристики об'єкта, що включають:

- встановлену потужність об'єкта, потужність за мінімального навантаження, чисту номінальну потужність;
- операційну гнучкість об'єкта, що включає час запуску із холодного та гарячого станів, швидкість нарощування потужності;
- термін експлуатації потужності;
- енергоефективність об'єкта, яка вимірюється за чистим коефіцієнтом корисної дії;
- вуглецемісткість електрогенерації;
- види основного та резервного палива.

Із метою підтримання високого рівня конкуренції та враховуючи різні техніко-еколого-економічні характеристики енергоблоків, функціонує РТП на поблочній основі. Мінімальний розмір заявки на потужність для участі у торгах не може бути меншим від чистої номінальної потужності найменшого енергоблоку, що працює в енергосистемі, а максимальний – дорівнювати чистій номінальній потужності найбільшого енергоблоку в енергосистемі. А для нових об'єктів – без обмеження за потужністю.

Аукціони на потужність мають проходити щорічно після оприлюднення та затвердження звіту з оцінки адекватності розвитку по-

РОЗДІЛ 4. Теоретико-методичні положення з лібералізації ринку електричної енергії України

тужностей, за ініціативою центрального органу відповідального за проведення стратегічної політики в енергетичній сфері за операційним планом (технологічним регламентом), затвердженим КМУ. Орієнтований технологічний регламент функціонування РТП може мати такий вид (табл. 4.12).

Таблиця 4.12

Пропонований технологічний регламент функціонування РТП України

Вид аукціону			Процедура	Термін виконання	Відповідальні особи
1	2	3	4	5	6
A+1	A+3	A+5	Оприлюднення звіту з оцінки адекватності розвитку потужностей	до 01/11 Т-1	ОСП
A+1	A+3	A+5	Затвердження звіту з оцінки адекватності розвитку потужностей	до 15/12 Т-1	Регулятор
A+1	A+3	A+5	Затвердження та оприлюднення цільового обсягу закупівлі потужності та критеріїв оцінки учасників РП	до 01/02 Т	КМУ за поданням Міненерго
A+1	A+3	A+5	«Відкриття воріт» кваліфікації учасників	01/03 Т	Конкурсна комісія
A+1	A+3	A+5	Потенційні учасники надають дані щодо відповідності кваліфікаційним вимогам до участі в РП	протягом березня Т року	Потенційні учасники РП
A+1	A+3	A+5	«Закриття воріт» кваліфікації. Оголошення результатів	01/04 Т	Конкурсна комісія
A+1	A+3	A+5	Апеляція результатів кваліфікації учасників	до 01/05 Т року	Учасники ринку, конкурсна комісія
A+1	A+3		«Відкриття воріт» аукціонів на потужність	1 робочий день травня місяця Т року	ОСП
A+1	A+3		Перший раунд. Подання цінових пропозицій кваліфікованими учасниками	протягом травня місяця Т року	Учасники РП

Наукове забезпечення лібералізації ринку електричної енергії України

Продовження табл. 4.12

1	2	3	4	5	6
A+1	A+3		Поетапне пониження цінових пропозицій	+1 робочий день від попереднього раунду торгів	Учасники РП
A+1	A+3		Кліринговий (10-й) раунд. Визначення клірингової ціни потужності*	10 робочий день травня місяця Т року	Учасники РП
A+1	A+3		«Закриття воріт» аукціонів. Повідомлення результатів торгів	10 робочий день травня місяця Т року	ОСП
A+1	A+3		Оприлюднення результатів торгів	до 20/05 Т року	ОСП, Міненерго
A+1	A+3		Укладання договорів на потужність	до 01/06 Т року	Учасники РП, ОСП
		A+5	Визначення та оприлюднення скорегованого довгострокового обсягу закупівлі потужності	до 01/06 Т року	ОСП
		A+5	«Відкриття воріт» аукціону	1 робочий день червня місяця Т року	ОСП
		A+5	Перший раунд. Подання цінових пропозицій кваліфікованими учасниками	1 робочий день червня місяця Т року	Учасники РП
		A+5	Поетапне пониження цінових пропозицій	+1 робочий день від попереднього раунду торгів	Учасники РП
		A+5	Кліринговий (10-й) раунд. Визначення клірингової ціни потужності*	10 робочий день червня місяця Т року	Учасники РП
		A+5	«Закриття воріт» аукціонів. Повідомлення результатів торгів	10 робочий день червня місяця Т року	ОСП

Закінчення табл. 4.12

1	2	3	4	5	6
		A+5	Оприлюднення результатів торгів	до 15/06 Т року	ОСП, Міненерго
		A+5	Укладання договорів на потужність	до 15/06 Т року	Учасники РП, ОСП
A+1	A+3	A+5	Врахування результатів торгів на потужність при розробці наступного звіту з оцінки адекватності розвитку потужності	до 01/11 Т	ОСП

Примітка: Т – поточний рік; Т-1 – попередній рік; Т+1 – перший прогнозний рік; * – може існувати можливість раннього завершення аукціону, якщо обсяг пропозицій учасників стає меншим, ніж цільовий обсяг закупівлі

У ході аукціонів на потужність визначається зважена нормована вартість ЕЕ у площині критеріїв «цінність – вартість – чистота» ЕЕ, що дозволяє провести зважену енергетичну політику, яка забезпечує поточну ефективність функціонування потужності на товарному РЕЕ та забезпечити сталий розвиток електроенергетики у середньостроковому майбутньому.

Торги на РТП відбуваються у 10 раундів, якщо раніше не буде досягнуто цільового обсягу потужності. Під час торгів учасники аукціону можуть змінювати тільки вартість потужності, а інші техніко-економічні параметри потужності незмінні.

Переможці аукціону на потужність підписують з ОСП строковий договір, в якому встановлюється фіксована ставка потужності, за заявленою ціною яку оператор потужності запропонував у кліринговому раунді та яка буде виплачуватиметься йому протягом встановленого договором строку.

Для забезпечення прозорості, недискримінаційності та нейтральності розвитку РТП України аукціони на потужність мають проводитися в електронному форматі. Зокрема, вбачається можливість створення аналогічного програмного продукту, який використовується у сфері публічних закупівель. Відбір учасників-переможців здійснюється систе-

мою автоматично серед учасників, які пройшли попередню кваліфікацію та подали цінові пропозиції для участі в аукціонах.

Оператором РТП доцільно визнати ОСП, оскільки на нього згідно з Законом України № 2019-VIII покладені обов'язки підтримання балансу попиту та пропозиції як в поточному, так і прогнозованому періодах.

Розрахунки за потужність доцільно здійснювати подекадно на основі фактичних даних комерційного обліку. У разі невиконання зобов'язань за договорами на потужність переможцями аукціонів ОСП повинен накладати штрафні санкції. Надалі ОСП перекладає витрати на потужність на постачальників і прямих споживачів ЕЕ пропорційно обсягам їх споживання.

Враховуючи вищенаведене, можна запропонувати таку концептуальну модель РП України (рис. 4.7).

Отже, наведена концептуальна модель функціонування РП України дозволить збудувати інвестиційно привабливу, технологічно нейтральну та техніко-екологічно прийнятну модель розвитку енергосистеми в Україні на основі трьох контрольних точок (видів аукціонів): на короткостроковий (A+1), середньостроковий (A+3) та довгостроковий (A+5) періоди. Такий механізм функціонування РП має спонукати та зобов'язати операторів потужностей діяти згідно із наміченим стратегічним вектором розвитку електроенергетики.

Ринок альтернативної потужності (РАП) спрямований на покриття постійних витрат і гарантування інвесторам повернення їх капіталовкладень у розвиток потужностей на основі ВДЕ. Мета створення такого сегмента РЕЕ полягає у стимулюванні до інтеграції ЕЕ із ВДЕ в РЕЕ у ринково відповідальний спосіб, уникаючи зайвих спотворень ринку, враховуючи можливі витрати на їх інтеграцію, не порушуючи стабільності системи. Мета нерозривно пов'язана із очікуваними результатами, якими в процесі формування РВЕ є:

- збільшення частки ЕЕ із ВДЕ в електроенергетичному балансі;
- гарантування адекватного розвитку енергосистеми.

Взаємообумовленість і взаємозалежність цих двох результатів і визначатиме ефективність функціонування всього механізму РАП.

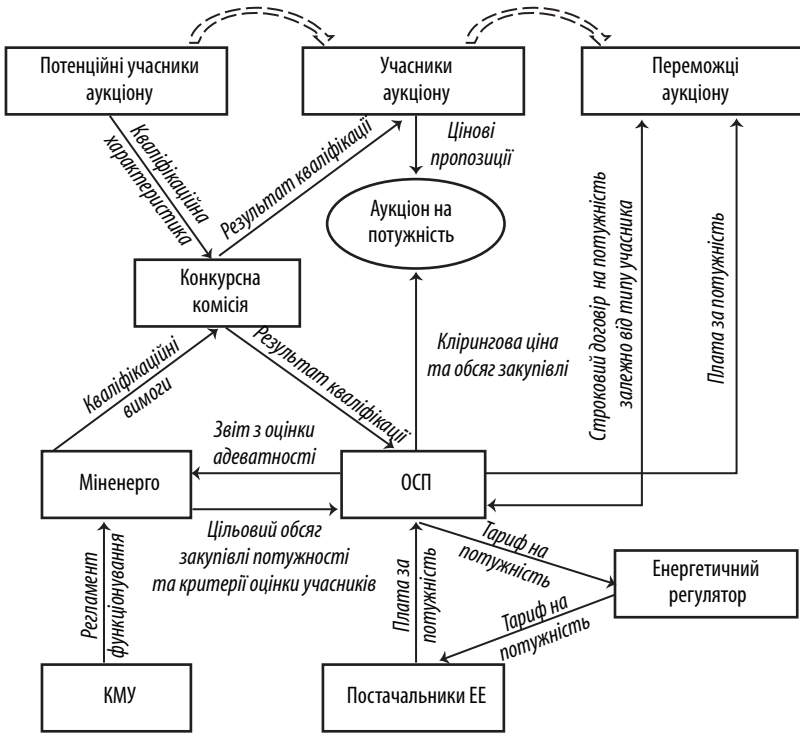


Рис. 4.7. Концептуальна модель функціонування РТЕ України

РАП є складовою такого сегмента, як ринок відновлюваної електроенергії (РВЕ), який також охоплює товарний РВЕ. На РАП торгуються контракти на будівництво альтернативної потужності, тоді як на товарному РВЕ відбувається торгівля обсягами виробленої ЕЕ. Товарний РВЕ покликаний покрити короткострокові витрати виробників ЕЕ із ВДЕ та забезпечити їм необхідний дохід від здійснення комерційної діяльності, тоді як ринок альтернативної потужності (РАП) спрямований на покриття постійних витрат і гарантування інвесторам повернення їх капіталовкладень. Функціонування товарного РВЕ має відбуватися на організованій основі на часових сегментах якомога ближчих до реального часу постачання ЕЕ, тобто на ВДР.

Таким чином, РВЕ України пропонується поділити на 2 продуктові сегменти:

- РАП – іак спеціальний сегмент РП, де відбувається торгівля потужностями ЕЕ із ВДЕ. Згідно з класифікацією РП такий сегмент ринку будується за цільовим обсягоорієнтованим підходом, тобто для нових потужностей (наявні потужності на час впровадження аукціонів на альтернативну потужність вже фінансуються за «зеленими» тарифами);
- «зелені» ВДР-аукціони, де виробники ЕЕ із ВДЕ можуть конкурувати один із одним за короткостроковими операційними витратами, а також безперервна ВДР-торгівля, де відбувається продаж неакцептованих залишків, або купівля надлишково проданої «зеленої» ЕЕ на ВДР-аукціонах.

Отже, пропонується така модель функціонування РВЕ в Україні (рис. 4.8), яка охоплює сегменти товарного РЕЕ та ринку потужностей.

Відкриття РАП відбувається після закриття РТП. Цільовий обсяг закупівлі альтернативної потужності визначається із запасу гнучкості енергосистеми при найтяжчих умовах її роботи.

РАП функціонує у формі односторонніх аукціонів, серед яких пріоритет віддається технологічно нейтральним аукціонам (табл. 4.13).

Торгівля альтернативною потужністю відбувається за лотами із якомога меншим порогом за обсягом:

- лот 1 – добре освоєні потужності негарантованої відновлюваної генерації;
- лот 2 – мало освоєні технології негарантованої відновлюваної генерації;
- лот 3 – гарантовані маневрені (пікові та напівпікові) потужності відновлюваної електрогенерації.

Поділ цільового обсягу закупівлі на лоти необхідний, оскільки різні технології ЕЕ із ВДЕ мають різний ступінь комерціалізації та значущість для роботи енергосистеми. З метою підтримання принципів економічної ефективності змагальності учасників і добросовісної конкуренції та

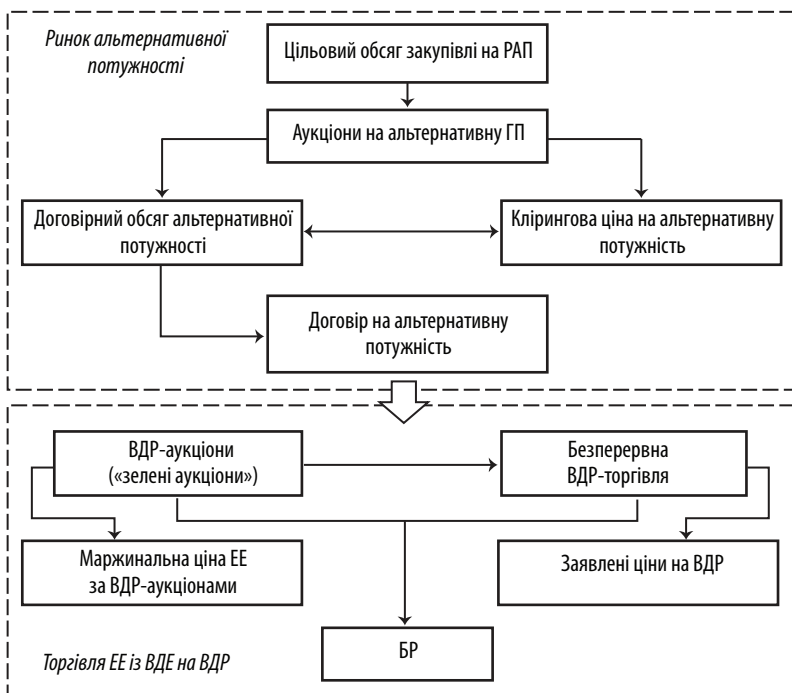


Рис. 4.8. Концептуальна модель функціонування РВЕ України

враховуючи різні техніко-економічні характеристики різних виробників ЕЕ із ВДЕ, торгівля альтернативною ГП має відбуватися на багатолотовій основі із якомога меншим порогом за обсягом.

ОСП щороку визначає обсяги закупівлі ГП на ВДЕ за кожним лотом.

Однак, якщо прогнозується, що технологічно нейтральні аукціони можуть призвести до неоптимальних результатів роботи енергосистеми, то впроваджуються технологічно спеціалізовані аукціони, з розподілом квот за видами електрогенерації.

Так, наразі для адекватного розвитку енергосистеми України технологічно необхідно впроваджувати розподіл лоту 1 на квоти: обмежити

Наукове забезпечення лібералізації ринку електричної енергії України

розвиток сонячної фотоелектричної електрогенерації, тоді як розвиток вітрової наземної генерації доки що має запас міцності.

Таблиця 4.13

Характеристика аукціонів на альтернативну потужність в Україні

Характеристика	Визначальні особливості
Цільове призначення аукціону	Підтримання нового будівництва та реконструкції наявних альтернативних ГП
Термін дії договорів	До 10 років
Метод ціноутворення	За маржинальною ціною конкурсних торгів
Ціна потужність	Вираховується у євро (грн)/кВт/год
Тип учасників	Всі нові та наявні виробники ЕЕ із ВДЕ, з якими НЕ укладено договори на закупівлю ЕЕ за фіксованим «зеленим» тарифом та які не отримують плату за альтернативну потужність за результатами попередніх аукціонів
Доступність потужностей для товарного РЕЕ	Учасники аукціонів на альтернативну потужність зобов'язані брати участь у торгівлі на ВДР-аукціонах, покриваючи операційні витрати на електрогенерацію
Платіж за потужність	Покриває постійні капітальні витрати, а змінні покриваються на товарних сегментах РЕЕ

Як і на РТП, доцільно запровадити на РАП аукціони на 1-й, 3-й та 5-й прогностичні роки виходячи із наявних можливостей щодо забезпечення гнучкості енергосистеми. Брати участь у РАП мають право всі альтернативні потужності, які не беруть участь у інших механізмах фінансової підтримки.

Торги на РАП відбуваються у 10 раундів, якщо раніше не буде досягнуто цільового обсягу потужності. В основу РАП закладено маржинальний метод ціноутворення, де всі переможці аукціонів отримують оплату за потужність за маржинальною ціною клірингового раунду. Орієнтований технологічний регламент функціонування РАП має такий вигляд (табл. 4.14).

Таблиця 4.14

Пропонований технологічний регламент функціонування РАП України

№ з/п	Процедура	Термін виконання	Відповідальні особи
1	2	3	4
1	Оприлюднення результатів торгів на традиційну потужність	до 15/06 Т року	ОСП, Міненерго
2	Затвердження та оприлюднення цільового обсягу закупівлі альтернативної ГП та критеріїв оцінки учасників РП	до 01/07 Т	КМУ за поданням Міненерго
3	«Відкриття воріт» кваліфікації учасників РАП	01/08 Т	Конкурсна комісія
4	Потенційні учасники надають дані щодо відповідності кваліфікаційним вимогам до участі в РАП і вносять гарантійне фінансове забезпечення	протягом серпня Т року	Потенційні учасники РАП
5	«Закриття воріт» кваліфікації. Оголошення результатів	01/09 Т	Конкурсна комісія
6	Апеляція результатів кваліфікації	до 01/10 Т року	Учасники РАП, конкурсна комісія
7	«Відкриття воріт» аукціонів. Відкриття стартових цінових пропозицій учасників	1 робочий день жовтня місяця Т року	Оператор РАП
8	Перший раунд. Подання цінових пропозицій кваліфікованими учасниками	+1 робочий день від попереднього раунду торгів	Учасники РАП
9	Поетапне пониження цінових пропозицій	+1 робочий день від попереднього раунду торгів	Учасники РАП
10	Кліринговий (10-й) раунд. Визначення клірингової ціни потужності*	10 робочий день жовтня місяця Т року	Учасники РАП
11	«Закриття воріт» аукціонів. Повідомлення результатів торгів учасникам	10 робочий день жовтня місяця Т року	Оператор РАП
12	Оприлюднення результатів торгів	до 20/10 Т року	Оператор РАП, Міненерго

Закінчення табл. 4.14

1	2	3	4
13	Укладання договорів на альтернативну потужність	до 01/11 Т року	Учасники РАП, ОСП
14	Врахування результатів торгів на альтернативну при розробці наступного звіту з оцінки адекватності розвитку потужності	до 01/11 Т року	ОСП

Примітка: Т – поточний рік; Т-1 – попередній рік; Т+1 – перший прогностичний рік; * – може існувати можливість раннього завершення аукціону, якщо обсяг пропозицій учасників стає меншим, ніж цільовий обсяг закупівлі

Виробники ЕЕ із ВДЕ стають повноправними гравцями товарного РЕЕ, беручи на себе фінансову відповідальність за небаланси ЕЕ в енергосистемі. Небаланси ЕЕ із ВДЕ врегульовуються на БР. У випадку збільшення фізичного відпуску ЕЕ виробниками ЕЕ із ВДЕ ОСП зобов'язаний викупити цю ЕЕ, а у випадку зменшення фізичного відпуску ЕЕ виробники ЕЕ із ВДЕ зобов'язані повернути / сплатити фінансові зобов'язання ОСП виходячи із індикативної ціни РДН у відповідному періоді.

ОСП за результатами аукціонів на РТП та РАП визначає річну місткість РП України, яку розподіляє помісячно. В середині місяця розподіл фактичних нарахувань за потужність відбувається пропорційно обсягу споживання ЕЕ. Постачальники / споживачі ЕЕ щомісячно отримують рахунки за потужність, окремо від послуг передачі та балансування.

Таким чином, запропоновані концептуальні положення функціонування РВЕ дозволяє сформулювати його конкуренту модель, зокрема, через:

- створення недискримінаційних умов організованої ринкової торгів ЕЕ із ВДЕ для всіх кваліфікованих учасників. Передбачається впровадження організованої електронної торговельної платформи, єдиних правил її функціонування та рівноправного доступу до неї учасників;
- розширення можливостей виробників ЕЕ із ВДЕ щодо прямої участі у товарних сегментах РВЕ. Передбачається ліквідація

штучних посередників торгівлі ЕЕ із ВДЕ та пряма торгівля ЕЕ із ВДЕ на спеціалізованих сегментах РЕЕ;

- встановлення фінансової відповідальності виробників ЕЕ із ВДЕ за результати торгів;
- встановлення обґрунтованого розміру єдиної плати за розвиток потужностей із ВДЕ, яка є фіксованою на визначений період;
- забезпечення пропорційного розподілу витрат на виробництво ЕЕ між споживачами. Передбачається, що ЕЕ із ВДЕ, що продається на товарному РЕЕ, має бути повністю розподілена між споживачами.

4.4. Особливості ціноутворення на конкурентному ринку електричної енергії України

Лібералізація РЕЕ спрямована на формування вільних і справедливих цін ЕЕ. Але такі ціни будуть тим справедливішими, чим досконалішою буде конкуренція на ринку. Як доведено у праці [301], виробники ЕЕ встановлюють більшу націнку в умовах недосконалою конкуренції. Тому завданням державного регулювання при формуванні конкурентного РЕЕ є проведення ефективної цінової політики. Це завдання можливо реалізувати через встановлення економічно обґрунтованих витрат з метою сприяння розвитку конкуренції та недопущення маніпулювання ринковою владою учасниками.

Наразі не існує ідеального методу ціноутворення на РЕЕ, а виділяються декілька методичних підходів до оцінки вартості ЕЕ, наведені у *табл. 4.15*. Різні продуктові сегменти конкурентного РЕЕ зорієнтовані на різні методи ціноутворення, що відображає економічну логіку їх функціонування.

Сучасна модель конкурентного товарного РЕЕ орієнтована на спотову торгівлю ЕЕ, отже спирається на метод короткострокових маржинальних витрат як індикативний. Вирішальною перевагою цього методу є уніфікація цін ЕЕ: всі продавці отримують, а покупці сплачують єдину ціну ЕЕ. На основі маржинального ціноутворення у формі сліпих аукці-

онів працюють більшість конкурентних РЕЕ у світі. Однак саме маржинальний метод ціноутворення зазнає значної критики [302], оскільки, *по-перше*, придатний тільки для висококонкурентних (низькоконцентрованих) ринків; *по-друге*, знижує інвестиційні стимули для саморозвитку ринку. Окрім цього, стрімке проникнення ВДЕ підриває рентабельність функціонування електрогенерації на викопних видах ПЕР.

Таблиця 4.15

Еволюція методичних підходів до ціноутворення на РЕЕ [302–304]

№ з/п	Метод	Сутність методу	Особливості застосування
1	2	3	4
1	Нормативні ціни	Ціни ЕЕ є державно регульованими та встановлюються на рівні планових витрат та нормативної норми прибутку	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Не враховують кон'юнктуру ринку з точки зору збалансованості попиту та пропозиції. ▪ Передбачають перехресне субсидування між окремими групами споживачів
2	Довгострокові маржинальні ціни	Ціна ЕЕ розраховується як приведена вартість, яка враховує зміну всіх витрат (всі фактори виробництва є змінними) для задоволення постійного приросту (або зниження) попиту, поділена на величину такого приросту за певний період часу	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Враховує довгострокову зміну споживчого попиту та профілів споживчого навантаження. ▪ Передбачає можливість хеджування цінових ризиків при калькуванні енергетичних витрат. ▪ Не враховує короткострокові коливання ринкової кон'юнктури, цінність ЕЕ у часі
3	Короткострокові маржинальні ціни	Ціна ЕЕ вираховується виходячи зі зміни тільки виробничих витрат, які змінюються відповідно до зміни у попиту на ЕЕ у часі	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Враховує короткострокові зміни у споживчому попиту та цінність ЕЕ у часі. ▪ Залежить від типу електростанції та операційної ефективності її функціонування. ▪ Не забезпечує довгострокове задоволення попиту на ЕЕ

Закінчення табл. 4.15

1	2	3	4
4	Нормована приведена вартість	Ціна ЕЕ дорівнює середній вартості генерації протягом всього терміну експлуатації електростанції, яка прирівнює приведену виручку від генерації та продажу ЕЕ до приведених витрат на спорудження та експлуатацію станції	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Дозволяє оцінити інвестиційну привабливість окремих технологій електрогенерації. ▪ Не враховує зміни у споживчому попиті та навантаженні, цінність ЕЕ у часі в конкретний період
5	Нормована вартість альтернативних витрат	Ціна ЕЕ представляє потенційну виручку власника електростанції від продажу ЕЕ і потужності замість заміщеної. Враховується як сума витрат, яких було уникнено, на обсяг виробництва ЕЕ	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Дозволяє порівняти інвестиційну привабливість окремої технології електрогенерації. ▪ Потребує постійного моніторингу маржинальних цін виробників ЕЕ-конкурентів

Комплементарним методом конкурентного ціноутворення на товарному РЕЕ є безперервне узгодження номінацій за заявленими цінами: дві транзакції виконуються, коли найвища ціна заявки на купівлю перевищує або дорівнює найнижчій ціні заявки на продаж [39]. Найчастіше безперервна торгівля за заявленими цінами ведеться на ВДР для забезпечення якнайшвидшого узгодження номінацій.

Хоча метод маржинального ціноутворення вважається індикативним і пріоритетним для конкурентних РЕЕ, дискусії порівняно з ціноутворенням за заявленою ціною не вщухають у науковому співтоваристві [305–307]. Проведене німецькими вченими дослідження дозволило підтвердити збільшення ліквідності та зменшення цінової волатильності при поєднанні форм безперервної торгівлі за заявленою ціною та аукціонної торгівлі за маржинальним ціноутворенням на ВДР [307]. Аналогічних висновків можна дійти за РЕЕ в Іспанії, Італії та Польщі. До того ж у цьому дослідженні припускається, якщо таке поєднання було ефективним для ВДР, то й буде ефективним й для РДН. Означене частково підтверджується досвідом спотової торгівлі ЕЕ в Польщі та Чехії.

В умовах недосконалої конкуренції метод короткострокових маржинальних витрат повинен залишатися індикативним, а цінове регулювання РЕЕ має бути спрямоване на недопущення цінової дискримінації через стрімке підвищення ціни ЕЕ понад економічно обґрунтовані витрати.

У класичному розумінні маржинальні витрати (MC) – це зміна загальних витрат внаслідок збільшення обсягу виробництва на одну одиницю [308]. Маржинальні витрати є диференціалом першого порядку та у найпростішому варіанті дорівнюють змінним витратам на виробництво, оскільки постійні витрати виключаються із рівняння (диференціал константи дорівнює 0) [309]:

$$MC = \frac{dC}{dV} = \frac{\Delta C}{\Delta V} = \frac{\Delta VC}{\Delta V}, \quad (4.2)$$

де C – виробничі витрати;

VC – змінні витрати;

V – обсяг виробництва.

Проблема оцінки маржинальних витрат ЕЕ пов'язана з умовністю поділу витрат на постійні та змінні:

- капітальні витрати вважаються умовно-постійними та змінюються лише у довгостроковому періоді при зміні рівнів споживчого навантаження в енеросистемі. Зауважимо, що капітальні витрати знаходяться поза межами товарного РЕЕ: виробники самостійно несуть ризики покриття капітальних витрат та / або держава запроваджує механізми торгівлі потужностями;
- операційні витрати на обслуговування та експлуатацію електростанції поділяються як на змінні, так і постійні, покриття останніх залежить від цінової стратегії виробника ЕЕ;
- витрати на паливо та плата за шкідливі викиди та відходи вважаються умовно-змінними із завантаження електростанції вище мінімальної потужності;
- стартові витрати на пуск електростанції можна вважати постійними за стабільного завантаження, але в умовах ринку кіль-

кість стартів / зупинок енергоблоків, окрім іншого, обумовлена рівнем споживчого попиту, конкурентоспроможністю такого енергоблоку та цінністю ЕЕ у часі.

Таким чином, маржинальні витрати ЕЕ (МС) можна визначити як додаткові витрати на приріст електрогенерації із мінімального до максимального завантаження, поділені на величину такого приросту (2):

$$MC = \frac{\Delta(FC + CC + OMC)_{\min, \max}}{\Delta V_{\min, \max}}, \quad (4.3)$$

де FC – витрати палива на виробництво ЕЕ;

CC – витрати за викиди шкідливих речовин внаслідок виробництва ЕЕ;

OMC – змінні витрати на обслуговування та експлуатацію виробництва;

$\min V, \max V$ – мінімальний і максимальний рівень завантаження.

Однак класична функція маржинальних витрат дорівнює змінним витратам у короткостроковому періоді лише у випадку наявності достатнього резерву задіяної, але незавантаженої потужності. Умовно кажучи, за наявності резерву такої потужності маржинальні витрати дорівнюють змінним витратам на виробництво додаткової ЕЕ. Оскільки задоволення споживчого попиту неможливо забезпечити одним енергоблоком, то виникає необхідність поступового задіяння додаткових більш дорогих енергоблоків. Звідси виникає поняття маржинальних витрат маржинального енергоблоку, тобто додаткових витрат останнього найбільш дорогого енергоблоку, який бере участь у покритті споживчого навантаження. Ці витрати й визначають справедливую вартість ЕЕ, однакову для всіх покупців і продавців на РЕЕ. В умовах чистої конкуренції маржинальний енергоблок працює з нульовою рентабельністю, тоді як інші отримують маржинальний прибуток внаслідок відхилення маржинальних витрат порівняно із останнім енергоблоком. У той час як при недосконалій конкуренції необхідно гарантувати маржинальному енергоблоку достатній рівень рентабельності задля недопущення ринкового колапсу та блекауту всієї енергосистеми.

В Україні РЕЕ є недосконалим (висококонцентрованим і вузькодиверсифікованим), найкрупнішим гравцем на якому є держава. Окрім цього, значну частку на ринку займає група компаній ДТЕК. Питання наявності ринкової влади в основних гравців ринку не виникає: вони мають змогу та за бажанням можуть скористатися своїм ринковим положенням.

Тому завданням альтернативної моделі конкурентного РЕЕ України є встановлення економічно обґрунтованої вартості ЕЕ (запровадження справедливих цінових обмежень на ЕЕ) для забезпечення рівних і чесних конкурентних ринкових умов господарювання. Такі цінові обмеження пропонуються запровадити майже на всіх часових сегментах товарного РЕЕ, окрім СР. Хоча обумовленість цін СР цінами РДН-аукціонів фактично означає застосування цих цінових обмежень і для нього. Як запропоновано раніше, для кожного сегмента РЕЕ будуть впроваджені різні рівні цінових обмежень на рівні економічно обґрунтованих витрат, які покривають:

- на РДН1 та РДН2 для суб'єктів державної власності короткострокові маржинальні витрати за різних рівнів рентабельності за типами генерації;
- на РДН-аукціонах та ВДР-торгах для всіх учасників ринку короткострокові маржинальні витрати маржинального енергоблоку за встановленого рівня рентабельності;
- для РБЕ індикативними є ціни РДН-аукціонів із урахування прийнятих коефіцієнтів для дестимулювання учасників ринку до виникнення небалансів.

Оцінка економічно обґрунтованих витрат повинна бути незалежною від впливу учасників РЕЕ та здійснюватися енергетичним регулятором у співпраці з ОСП. Таку оцінку пропонується проводити на щорічній основі виходячи із даних національного звіту з оцінки адекватності розвитку потужностей. В основу оцінки маржинальних витрат можуть бути закладені нормативні значення витрат за технологіями електрогенерації, враховані ENTSO-E при розробці сценаріїв адекватного розвитку європейських енергосистем.

РОЗДІЛ 4. Теоретико-методичні положення з лібералізації ринку електричної енергії України

У цьому дослідженні наведено оцінку короткострокових маржинальних витрат для маржинальних енергоблоків в Україні, які можуть бути прийняті за основу для встановлення цінових обмежень для РДН-аукціонів. Вузька структура електрогенерації України спрощує відповідну оцінку за типами технологій, серед яких виділяються:

- парова електрогенерація на пиловугільному паливі та природному газі;
- атомна електрогенерація;
- когенерація на пиловугільному паливі та природному газі.

У табл. 4.16 наведено нормативні техніко-економічні характеристики технологій електрогенерації, що встановлені згідно з середньостроковим прогнозом адекватності ENTSO-E у 2019 р. (MAF-2019) [310].

Таблиця 4.16

Техніко-економічна характеристика технологій електрогенерації згідно з середньостроковим прогнозом адекватності ENTSO-E [310]

Показник	Парова електрогенерація			Когенерація ¹	
	атомна	вугільна	газова	вугільна	газова
1	2	3	4	5	6
Стандартна ефективність електрогенерації, %	33	35	36	70	
Стартові витрати палива на пуск, ГДж/МВт:					
із холодного стану,	–	21,0	9,7	21,0	9,7
із теплового стану	14,0	18,0	7,6	18,0	7,6
із гарячого стану	–	10,5	4,1	10,5	4,1
Стартові постійні витрати на пуск, Євро/МВт					
із холодного стану,	–	94	70	94	70
із теплового стану	21	70	68	70	68
із гарячого стану	–	49	33	49	33
Ціна палива, Євро/ГДж	0,47	2,268	6,057	2,268	6,057
Змінні операційні витрати, Євро/МВт·год	9,0	3,3	1,1	3,3	1,1

Закінчення табл. 4.16

1	2	3	4	5	6
Викиди CO ₂ , кг/ГДж	0	94	57	94	57
Вартість викидів 1 тонни CO ₂ , Євро/тонн	18				
Мінімальний рівень завантаження потужності, %	50	43	35	43	35
Мінімальний час роботи, год	12	8	5	8	5
Мінімальний час зупинки, год	12	8	5	8	5

Примітка: 1 – витрати для технології когенерації враховано на умовах *ceteris paribus* для монотехнологій парової генерації

Оцінку короткострокових маржинальних витрат було проведено за типовими потужностями, в ролі яких прийнято: для АЕС – 1000 МВт, пилувугільних ТЕС – 300 МВт, газових електростанцій та ТЕЦ – 200 МВт.

Безпосередньо обсяг встановленої потужності не впливає на значення короткострокових маржинальних витрат, а лише обумовлює швидкість покриття постійних витрат залежно від масштабу виробництва. Максимальний рівень завантаження прийнято на рівні 90 %. Виходячи з цього й було проведено розрахунок типових короткострокових маржинальних витрат на електрогенерацію (табл. 4.17).

Як передбачається, виробники ЕЕ з державною формою власності торгуватимуть на сесіях РДН та ВДР із різними рівнями рентабельності: РДН1 – із мінімальною, РДН2 – середньою та РДН3 та ВДР – максимальною, що дозволить їм поступово нарощувати ефективність виробничої діяльності (у міру наближення до реального часу) та виконувати соціальну функцію в економіці (продажу найдешевшої ЕЕ захищеним споживачам).

За умови встановлення відповідних значень рентабельності у 15 %, 20 % та 25 % на РДН1, РДН2 і РДН3, економічно обґрунтовані ціни ЕЕ можуть бути встановлені на рівнях, які наведені у табл. 4.18.

Таблиця 4.17
Оцінка маржинальних виробничих витрат на електрогенерацію за різними рівнями навантаження

Витрати, Євро	АЕС, 1000 МВт		Пилоугільна парова ТЕС, 300 МВт		Газова парова ТЕС, 200 МВт		Пилоугільна когенерація, 200 МВт		Газова когенерація, 200 МВт	
	$K_{\text{ВВП}} = 50\%$	$K_{\text{ВВП}} = 90\%$	$K_{\text{ВВП}} = 43\%$	$K_{\text{ВВП}} = 90\%$	$K_{\text{ВВП}} = 35\%$	$K_{\text{ВВП}} = 90\%$	$K_{\text{ВВП}} = 43\%$	$K_{\text{ВВП}} = 90\%$	$K_{\text{ВВП}} = 35\%$	$K_{\text{ВВП}} = 90\%$
1. Паливо	2562	4611	3007	6293	4234	10886	1003	2099	2179	5604
2. Викиди CO ₂	–	–	2204	4694	717	1844	748	1565	369	950
3. Змінні операційні	4500	8100	426	891	77	198	284	594	77	198
Всього	7062	12711	5637	11878	5028	12928	2035	4258	2625	6752
Маржинальні витрати, Євро / МВт-год	14,12		44,26		71,82		23,65		37,52	

Таблиця 4.18

Цінова диференціація ЕЕ за сегментами товарного РЕЕ

Тип генерації	Маржинальні витрати, Євро/МВт-год	Цінові обмеження, Євро/МВт-год		
		РДН1 (+10 %)	РДН2 (+15 %)	РДН3 (+20 %)
АЕС	14,12	15,53	16,24	17,65
ТЕЦ вугільні	23,65	26,02	27,20	29,56
ТЕЦ газові	37,49	41,24	43,11	46,86
ТЕС вугільні	44,24	48,66	50,88	55,30
ТЕС газові	71,82	79,00	82,59	89,78

Вузкодиверсифікована структура електрогенерації обумовлює, що маржинальними енергоблоками в Україні були і залишаються парові пилувугільні енергоблоки ТЕС (газові парові блоки знаходяться в резерві або в консервації) та лише в окремі нічні години поточний РЕЕ закривається на рівні атомних енергоблоків, а в часи денного максимуму – на рівні виробників із ВДЕ. Отже, можемо припустити, що короткострокові маржинальні витрати для маржинального енергоблоку дорівнюють 44,24 Євро/МВт-год (≈ 1328 грн/МВт-год), а маржинальна ціна (верхні цінові обмеження) за 25-відсоткової рентабельності дорівнює 55,30 Євро/МВт-год (або 1659 грн/МВт-год). Поточний рівень цінових обмежень на рівні 2048,23 грн/МВт-год є надвисоким і забезпечує покриття маржинальних витрат на 54 %. За умов практичної відсутності ринку потужностей, маніпулюючи цінами, виробники ЕЕ намагаються покрити на товарному РЕЕ України не тільки короткострокові маржинальні, але й постійні та довгострокові витрати.

Іншою складовою ціноутворення на товарному РЕЕ є запровадження нижніх цінових обмежень для підвищення цінності ЕЕ в позапіковий період та раціоналізації графіку генерації. Наразі у Правилах ринків [267] такі цінові обмеження дорівнюють 10 грн/МВт-год, за якою ДП «Гарантований покупець» реалізує ЕЕ з ВДЕ на РДН та ВДР. Впровадження негативних цін ЕЕ здатне підвищити рентабельність виробництва ЕЕ базового та напівпікового навантажень за рахунок ви-

рівнювання графіків споживання. Наразі в ЄС встановлені єдині цінові обмеження, нижні границі яких дорівнюють для РДН у -500 Євро/МВт·год та для ВДР у - 9999 Євро/МВт·год [311].

Припускаються, що нижні цінові обмеження повинні опиратися на маржинальні альтернативні витрати (MAC) маржинального енергоблоку, тобто додаткові витрати, яких вдається йому уникнути внаслідок зупинки (простою) через стрімке зниження попиту. Розрахунок таких витрат пропонується здійснювати за формулою:

$$MAC = \frac{MC \times P_{min} \times (T_{min\ off} + T_{start}) - (SC + MC \times P_{min})}{P_{min} \times (T_{min\ off} + T_{start}) - P_{min}}, \quad (4.4)$$

де SC – стартові витрати на пуск енергоблоку, включаючи витрати палива та витрати на експлуатацію;

P_{min} – мінімальний рівень завантаження генеруючої потужності;

$T_{min\ off}$ – мінімальна тривалість часу зупинки енергоблоку;

T_{start} – тривалість старту енергоблоку.

Такі витрати для маржинального (парового пилувугільного) енергоблоку дорівнюватимуть:

$$MAC = \frac{44,24 \times 129 \times (8+2) - (33247 + 44,26 \times 129)}{129 - 129 \times (8+2)} = 15,62 \text{ Євро/МВт·год}$$

За умов продовження роботи в часи низького попиту маржинальний енергоблок може зекономити 15,62 Євро/МВт·год, тоді нижня цінова границя ЕЕ може становити -11,71 Євро/МВт·год (з урахування 25-відсоткової рентабельності). Цю ціну виробник ЕЕ сплатить споживачу за збільшення його навантаження, що сприяє вирівнюванню графіку генерації ЕЕ та уникненню додаткових витрат на старт енергоблоків.

Таким чином, спираючись на короткострокові маржинальні витрати, можна запропонувати такі цінові обмеження для аукціонної торгівлі на РДНЗ та ВДР – від -11,71 Євро/МВт·год (-351 грн/МВт·год) до 55,30 Євро/МВт·год (1659 грн/МВт·год).

Встановленні цінові обмеження не диференціюються за періодами часу, тобто діють однаково як для позапікового та пікового навантажень.

Оснovoю функціонування РТП складає методичне забезпечення з підтримки вибору пріоритетних напрямів сталого адекватного розвитку енергосистеми, логічну схему якого наведено на *рис. 4.9*. Через економічний механізм взаємодії ОСП та операторів потужностей відбувається відбір технологій електроенергетики за принципом мінімізації довгострокової вартості ЕЕ у площині критеріїв «цінність – вартість – чистота» ЕЕ. Така оцінка є індикативною та проводиться до затвердження КМУ регламенту торгів та в процесі кожного раунду аукціонів потужності за фактичними ціновими пропозиціями учасників торгів.

Процес вибору пріоритетних напрямів розвитку електроенергетики складається з трьох етапів.

На *першому етапі* відбувається кваліфікація учасників, за результатами якої конкурсна комісія визначає відповідність потенційного учасника аукціонів на потужність встановленим вимогам і присвоює кожному з них ранги за чистотою та цінністю ЕЕ.

Цінність ЕЕ визначає гнучкість технології до балансування пропозиції у відповідь на зміни у попиті. Найбільш цінною є та технологія, яка здатна найшвидше та в найширшому діапазоні змінювати обсяги електрогенерації на вимогу споживчих інтересів. На основі параметрів робиться розподіл технологій електроенергетики на базові, пікові та напівпікові (*табл. 4.19*).

Чистота ЕЕ визначається за нормами шкідливих викидів у процесі електрогенерації.

За результатами ранжування для кожного учасника торгів встановлюються рангові коефіцієнти за формулою (4.5), які в подальшому будуть використані ОСП для визначення зваженої вартості ЕЕ:

$$RC_j = \frac{R_i}{R_{\max j}}, \quad (4.5)$$

де RC_j – ранговий коефіцієнт;

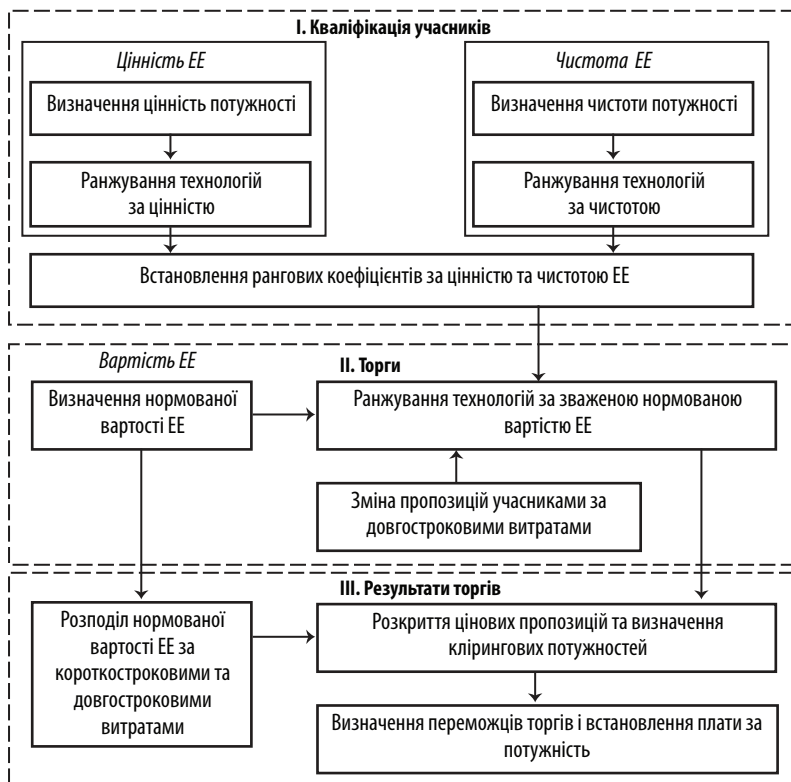


Рис. 4.9. Логічна схема методичного забезпечення з підтримки вибору пріоритетних технологій розвитку електроенергетики

Таблиця 4.19

Розподіл технологій за цінністю ЕЕ для енергосистеми

Параметр	Базові	Напівпікові	Пікові
Мінімальне навантаження	Високе	Середнє	Низьке
Час завантаження з холодного стану	Тривалий	Середній	Короткий
Швидкість набору навантаження	Низька	Середня	Висока

R_{ij} – ранг i -го учасника торгів за j -м критерієм;

$R_{\max j}$ – максимальний ранг за j -м критерієм.

Ці ранги в подальшому є незмінними в ході торгів.

На *другому етапі* проходять торги у формі аукціонів на зниження. На 1-му раунді торгів учасники подають цінові пропозиції, яка містить таку інформацію про потужність:

- вид палива;
- обсяг потужності у МВт;
- життєвий цикл потужності, років;
- рік експлуатації потужності, років;
- вартість потужності, Євро/МВт/год;
- операційні витрати, Євро/МВт-год;
- чиста енергоефективність, %;
- вуглецемісткість енергоспоживання, т/ГДж.

Операційні витрати, енергоефективність і вуглецемісткість енергоспоживання є постійними та не змінюються під час торгів.

Під час торгів учасники можуть змінювати тільки вартість потужності.

У процесі аукціонів на потужність визначається зважена нормована вартість ЕЕ за формулою (4.6):

$$LCOE' = LCOE \times \sqrt{RC_1 - RC_2}, \quad (4.6)$$

де $LCOE'$ – зважена нормована вартість ЕЕ;

$LCOE$ – нормована вартість ЕЕ;

RC_1 – ранговий коефіцієнт за цінністю ЕЕ;

RC_2 – ранговий коефіцієнт за чистотою ЕЕ.

Для оцінки нормованої вартості ЕЕ використовується показник $LCOE$ (levelized cost of electricity), який оцінює інвестиційну привабливості різних технологій електроенергетики [312]. $LCOE$ оцінює вартість ЕЕ, яка згенерована за час життєвий цикл об'єкта потужності та

використовується як інструмент порівняльного аналізу [313]. Цей метод спирається на приведену вартість доходів і витрат до їх теперішньої вартості у конкретний базовий рік. Ці витрати еквівалентні середній ціні, яку повинні були б заплатити споживачі, щоб погасити всі витрати з доходністю, рівною ставці дисконту [314]. Таким чином, нормована вартість ЕЕ ($LCOE$) розраховується за такою формулою, в розрахунку на 1 МВт·год [315; 316]:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + OM_t + F_t + C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}, \quad (4.7)$$

де I_t – інвестиції, здійснені в році t ;

OM_t – операційні витрати і витрати на технічне обслуговування в році t ;

F_t – витрати на паливо в році t ;

C_t – плата за викиди двоокису вуглецю в році t ;

E_t – виробництво електроенергії на рік t , МВт·год;

r – ставка дисконтування;

n – термін експлуатації електростанції.

Усі цінові заявки ранжуються за зваженою нормованою вартістю ЕЕ та в ході кожного раунду визначається клірингова потужність: найдешевші пропозиції у площині критеріїв «цінності – вартості – чистоти» ЕЕ.

Торги відбуваються у 10 раундів або якщо обсяг поданих заявок знаходиться в діапазоні $\pm 0,5$ % від планового обсягу закупівлі. За результатами кожного раунду розкриваються цінові пропозиції.

На *третьому етапі* аукціону на потужність, у кліринговому раунді, відбувається визначення результатів торгів, коли всі пропозиції учасників розкриваються, очищуються від рангових коефіцієнтів і ранжуються за порядком збільшення за вартістю потужності.

Переможці аукціону на традиційну потужність підписують договір на постачання потужності у певному періоді за заявленими цінами клі-

рингового раунду та зобов'язуються дотримуватися техніко-еколого-економічних параметрів законтракованих потужностей.

Для апробації наведеного методичного забезпечення було проведено оцінку вартості 7 технологій електрогенерації, які працюють на різних видах викопного палива:

- PWR (Pressurized water reactor) – водо-водяний ядерний реактор;
- OCGT (Open Cycle Gas Turbine) – газотурбіна генерація відкритого циклу;
- CCGT (Combined cycle gas turbine) – комбінована парогазотурбінна генерація;
- IGCC (Integrated Coal Gasification Combined Cycle) – парогазотурбінна генерація з інтегрованою газифікацією вугілля;
- SubC (Subcritical) – паротурбінна генерація з докритичними параметрами пари;
- SupC (Supercritical) – паротурбінна генерація з надкритичними параметрами пари;
- USC (Ultra-supercritical) – паротурбінна генерація з ультранадкритичними параметрами пари.

Вибір означених технологій спирається на науково-технічні імперативи розвитку світової електроенергетики, які зазначені у форсайт-прогнозах та технологічних дорожніх картах [317–324]. Узагальнену характеристику цінності обраних технологій електроенергетики наведено у *табл. 4.20*.

Зважаючи на ці характеристики технології атомної електрогенерації, доцільно використовувати виключно для покриття базового навантаження, CCGT та IGCC використовуються для регулювання напівпікового навантаження, тоді як тільки технологія OCGT здатна регулювати пікове навантаження в енергосистемі. Технології SubC, SupC, USC можуть використовуватися як в режимах базового, так і напівпікового навантажень. Потужності CCGT та IGCC є рівноцінними за цінністю ЕЕ для енергосистеми та майже рівноцінними є потужності SupC та USC.

Таблиця 4.20

Порівняльна характеристика технологій теплової електрогенерації [323; 325]

Показник	Технології						
	PWR	OCGT	CCGT	IGCC	SubC	SupC	USC
Мінімальне завантаження, %	50	30	35	35	45	45	40
Швидкість набору навантаження, % за хвилину	1	10	4	4	2	2	3
Час завантаження з гарячого стану, хвилин	720	10	90	120	180	180	180
Час завантаження з холодного стану, хвилин	720	10	240	360	600	600	600
Режим завантаження	базовий	піковий	напів-піковий	напів-піковий	базовий / напів-піковий	базовий / напів-піковий	напів-піковий

Далі проведено ранжування технологій за критеріями цінності та чистоти технологій електроенергетики (табл. 4.21).

Таблиця 4.21

Ранжування технологій електроенергетики за цінністю та чистотою ЕЕ

Вид палива	Технологія	Диференціал навантаження		Вуглецемісткість ЕЕ	
		%	Ранг за цінністю	кг/МВт·год	Ранг за чистотою
1	2	3	4	5	6
Базові					
Ядерне паливо (ЯП)	PWR	40	3	0	1
Кам'яне вугілля (КВ)	SubC	45	2	966	6
Кам'яне вугілля (КВ)	SupC	45	2	845	4
Кам'яне вугілля (КВ)	USC	50	1	735	2
Буре вугілля (БВ)	SubC	45	2	1038	7
Буре вугілля (БВ)	SupC	45	2	908	5

Закінчення табл. 4.21

1	2	3	4	5	6
Буре вугілля (БВ)	USC	50	1	790	3
Пікові					
Природний газ (ПГ)	OCGT1	55	2	586	2
Природний газ (ПГ)	OCGT2	60	1	500	1
Напівпікові					
Природний газ (ПГ)	CCGT1	55	1	427	2
Природний газ (ПГ)	CCGT2	55	1	354	1
Природний газ (ПГ)	SupC	45	3	500	3
Кам'яне вугілля (КВ)	IGCC	55	1	604	4
Кам'яне вугілля (КВ)	SubC	45	3	966	9
Кам'яне вугілля (КВ)	SupC	45	3	845	7
Кам'яне вугілля (КВ)	USC	50	2	735	5
Буре вугілля (БВ)	SubC	45	3	1038	10
Буре вугілля (БВ)	SupC	45	3	908	8
Буре вугілля (БВ)	USC	50	2	790	6

Примітка: технології OCGT та CCGT представлені у двох поколіннях

Для оцінки нормованої вартості ЕЕ було прийнято, що КВВП базових технологій електрогенерації складає 75 % на рік, напівпікових – 50 % на рік, пікових – 25 %, що дозволить коректно розрахувати грошові потоки для різних режимів навантаження. Базою для оцінки вартості ЕЕ слугували дані середньострокового прогнозу адекватності у 2019 р., розробленого ENTSO-E [310], та технологічні дорожні карти МЕА [323]. Вихідні дані для розрахунків наведено у табл. 4.22.

Наведені дані дають змогу провести оператору системи незалежну оцінку вартості ЕЕ для різних технологій електроенергетики (табл. 4.23).

Вартість ЕЕ буде різною для нових та наявних технологій і залежить від строку експлуатації об'єкта електроенергетики (рис. 4.10).

Таблиця 4.22

Вихідні дані для оцінки вартості технологій електроенергетики

Вид палива	Технологія	Життєвий цикл, років	Капітальні витрати, Євро/кВт	Операційні витрати, Євро/МВт-год	Чиста енергоефективність, %	Вуглецемісткість енергоспоживання, т/ГДж
ЯП	PWR	50	5000	9	33	0
ПГ	OCGT1	25	700	1,6	35	57
ПГ	OCGT2	25	900	1,6	41	57
ПГ	CCGT1	30	1000	1,6	48	57
ПГ	CCGT2	30	1300	1,6	58	57
ПГ	SupC	40	700	3,3	40	57
KB	IGCC	30	3700	3,3	56	94
KB	SubC	40	800	3,3	35	94
KB	SupC	40	1200	3,3	40	94
KB	USC	40	2000	3,3	46	94
БВ	SubC	40	1000	3,3	35	101
БВ	SupC	40	1500	3,3	40	101
БВ	USC	40	2200	3,3	40	101

Таблиця 4.23

Розрахунок вартості ЕЕ для нових технологій електроенергетики

Вид палива	Технологія	Нормована вартість ЕЕ		Ранги		Зважена нормована вартість ЕЕ	
		Євро/МВт·год	Ранг	Цінність	Чистота	Євро/МВт·год	Ранг
Базові потужності							
ЯП	PWR	29,34	1	3	1	11,1	1
КВ	SubC	47,06	7	2	6	35,6	7
КВ	SupC	43,5	6	2	4	26,8	5
КВ	USC	41,89	5	1	2	12,9	2
БВ	SubC	37,09	4	2	7	30,3	6
БВ	SupC	35,25	3	2	5	24,3	4
БВ	USC	34,49	2	1	3	13,0	3
Пікові потужності							
ПГ	OCGT1	87,21	2	2	2	87,2	2
ПГ	OCGT2	80,21	1	1	1	40,1	1
Напівпікові потужності							
ПГ	CCGT1	62,31	9	1	2	16,1	2
ПГ	CCGT2	55,44	7	1	1	10,1	1
ПГ	SupC	71,02	10	3	3	38,9	9
КВ	IGCC	56,91	8	1	4	20,8	3
КВ	SubC	48,59	6	3	9	46,1	11
КВ	SupC	45,78	5	3	7	38,3	8
КВ	USC	45,7	4	2	5	26,4	5
БВ	SubC	39	3	3	10	39,0	10
БВ	SupC	38,1	1	3	8	34,1	7
БВ	USC	38,68	2	2	6	24,5	4

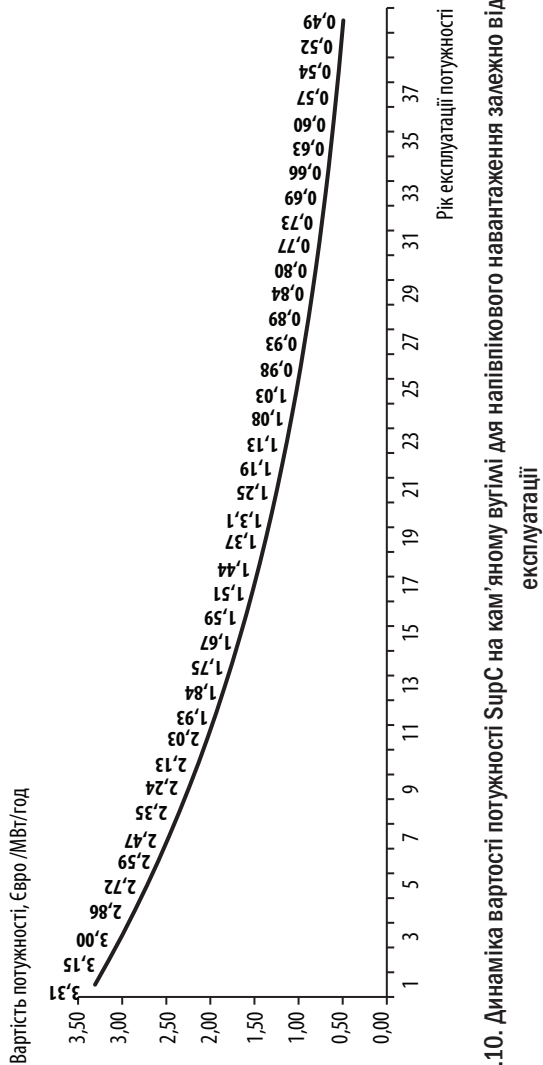


Рис. 4.10. Динаміка вартості потужності SurC на кам'яному вугіллі для напівпикового навантаження залежно від строку експлуатації

Наукове забезпечення лібералізації ринку електричної енергії України

За результатами ранжування зваженої нормованої вартості ЕЕ визначається плата за потужність (табл. 4.24).

Таблиця 4.24

Визначення вартості потужності технологій електроенергетики

Вид палива	Технологія	Зважена нормована вартість ЕЕ		Плата за потужність	
		Євро/МВт·год	Ранг	Євро/МВт·год	Ранг
Базові потужності					
ЯП	PWR	11,1	1	9,87	7
КВ	USC	12,9	2	4,94	5
БВ	USC	13,0	3	5,43	6
БВ	SupC	24,3	4	3,7	4
КВ	SupC	26,8	5	2,96	3
БВ	SubC	30,3	6	2,47	2
КВ	SubC	35,6	7	1,97	1
Пікові потужності					
ПГ	OCGT2	40,1	1	2,93	2
ПГ	OCGT1	87,2	2	2,28	1
Напівпікові потужності					
ПГ	CCGT2	10,1	1	3,87	7
ПГ	CCGT1	16,1	2	2,98	5
КВ	IGCC	20,8	3	11,02	10
БВ	USC	24,5	4	4,92	9
КВ	USC	26,4	5	4,47	8
БВ	SupC	34,1	6	3,35	6
КВ	SupC	38,3	7	2,68	4
ПГ	SupC	38,9	8	1,56	1
БВ	SubC	39,0	9	2,23	3
КВ	SubC	46,1	10	1,79	2

Завдання встановлення економічно обґрунтованих витрат на виробництво ЕЕ постає й на етапі формування конкурентного РВЕ. Така оцінка дозволить визначати пріоритетні технології ЕЕ із ВДЕ для сталого адекватного розвитку енергосистеми. Відбір пріоритетних технологій виробництва ЕЕ із ВДЕ пропонується за єдиним критерієм – ціною.

Такі цінові обмеження доцільно встановлювати окремо для ВДР-аукціонів та РАП. Цінові обмеження для товарного сегмента РВЕ мають опиратися на короткострокові витрати, тоді як для РАП – на довгострокові витрати. Зважаючи на це, доцільно розкласти формулу нормованої вартості ЕЕ на складові таким чином:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{(Opex_t + Capex_t)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_t}{(1+r)^t}} \Rightarrow \quad (4.8)$$

$$LRCE = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{Capex_t}{(1+r)^t}}{(PC \times 8760)} \quad (4.9)$$

$$SRCE = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{Opex_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_t}{(1+r)^t}} = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{(LCOE \times E_t - Capex_t)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_t}{(1+r)^t}}, \quad (4.10)$$

де $LCOE$ – нормована вартість ЕЕ;

$LRCE$ – довгострокова вартість ЕЕ;

$SRCE$ – короткострокова вартість ЕЕ;

$Opex$ – операційні витрати, %;

$Capex$ – капітальні витрати;

r – ставка дисконтування;

t – рік експлуатації.

Неупередженість оцінки та відбору пріоритетних технологій ЕЕ із ВДЕ забезпечується за допомогою використання міжнародної прак-

тики, в ролі якої може виступати база даних Міжнародного агентства з відновлюваних джерел енергії (IRENA). В роботі наведено апробацію запропонованого методичного забезпечення для технологій відновлюваної електрогенерації за різних показників капіталомісткості та завантаженості виробництва. Вихідні дані для оцінки вартості технологій ЕЕ із ВДЕ наведені у *табл. 4.25*.

Оцінку граничних витрат за кожною складовою вартості ЕЕ доцільно провести за трьома з варіантів, що дасть змогу визначити цінові обмеження за кожним лотом:

- базовим, що враховує середні параметри технології електрогенерації;
- найкращим – за найнижчої вартості ЕЕ при найнижчих капітальних витратах і найвищого коефіцієнта завантаження;
- найгіршим – за найвищій вартості ЕЕ при найвищих капітальних витратах і найнижчого коефіцієнта завантаження.

Розрахунок витрат на виробництво ЕЕ із ВДЕ наведено у *табл. 4.26*.

Базовий варіант представляє індикативну, рекомендовану ціну (*рис. 4.11*), тоді як потенційні оператори потужностей ЕЕ на основі ВДЕ можуть надавати цінові пропозиції у межах встановленого діапазону, запобігаючи дискримінації учасників.

На РАП за кожним лотом, а у випадку технологічно спеціалізованих аукціонів за кожною технологією, встановлюються цінові обмеження на рівні маржинальних цін у діапазоні від найдешевшої до найдорожчої потужності (*табл. 4.27*).

Механізм аукціонних торгів на РАП аналогічний основній сесії РП, однак для підвищення інвестиційної привабливості ЕЕ із ВДЕ передбачається маржинальний метод ціноутворення, тобто всі переможці аукціонів за окремим лотом / технологією отримують єдину ставку плати за потужність. Тоді як для постачальників / споживачів плата за потужність розраховується за середньозваженим методом серед лотів / технологій.

Таблиця 4.25

Витрати на виробництво ЕЕ із ВАЕ за різних технологій відновлюваної електрогенерації у 2019 р. [326]

Технологія	Зважена нормована вартість ЕЕ (LSOE), Євро/МВт·год			Зважені капітальні витрати, Євро/кВт			КВВП, %		
	мін.	сер.	макс.	мін.	сер.	макс.	мін.	сер.	макс.
Наземні ВЕС	37	48	86	1022	1303	2121	25	34	54
Морські ВЕС	89	110	171	2288	3785	4743	26	43	50
Фотоелектричні СЕС	50	74	190	692	1052	2388	12	18	27
СЕС-концентратори	95	162	237	2923	4525	6090	32	45	60
Малі ТЕС	38	163	343	1309	4176	8013	29	47	65
ГеоЕС	35	56	137	1903	3072	7635	72	84	90
БЕС на звалищному газі	36	68	150	2891	2905	2981	83	84	92
БЕС на сільськогосподарських відходах	37	75	135	557	2980	6123	78	85	91
БЕС на лісових відходах	42	64	118	1899	4331	6817	59	82	91
БЕС на муніципальних відходах	44	69	184	1033	3595	6358	62	77	87

Таблиця 4.26

Визначення вартості ЕЕ із ВАЕ за складовими

Технологія	Базовий			Найкращий			Найгірший		
	LCOE, Євро/ МВт·год	LRCE, Євро/ МВт·год	SRCE, Євро/ МВт·год	LCOE, Євро/ МВт·год	LRCE, Євро/ МВт·год	SRCE, Євро/ МВт·год	LCOE, Євро/ МВт·год	LRCE, Євро/ МВт·год	SRCE, Євро/ МВт·год
Наземні ВЕС	47,8	4,2	30,3	37,4	3,3	25,7	86,1	6,8	37,7
Морські ВЕС	109,6	12,2	69,4	88,7	7,4	62,6	171,3	15,3	67,1
Фотоелектричні СЕС	73,9	3,4	47,2	49,6	2,3	35,0	189,6	7,7	76,0
СЕС-концентратори	161,7	14,5	115,8	94,8	9,4	67,0	237,4	19,6	128,8
Малі ГЕС	163,5	3,5	43,2	38,3	1,1	33,7	342,6	6,7	79,6
ГеоЕС	55,7	9,9	39,0	34,8	6,1	22,7	136,5	24,6	76,0
БЕС на звалищному газі	67,8	9,4	52,0	35,7	9,3	17,7	149,6	9,6	129,0
БЕС на сільськогосподарських відходах	74,8	9,6	58,8	36,5	1,8	33,0	134,8	19,7	90,0
БЕС на лісових відходах	64,3	13,9	40,3	41,7	6,1	29,8	118,3	21,9	52,3
БЕС на муніципальних відходах	68,7	11,6	47,4	44,3	3,3	37,6	184,3	20,4	125,8

РОЗДІЛ 4. Теоретико-методичні положення з лібералізації ринку електричної енергії України

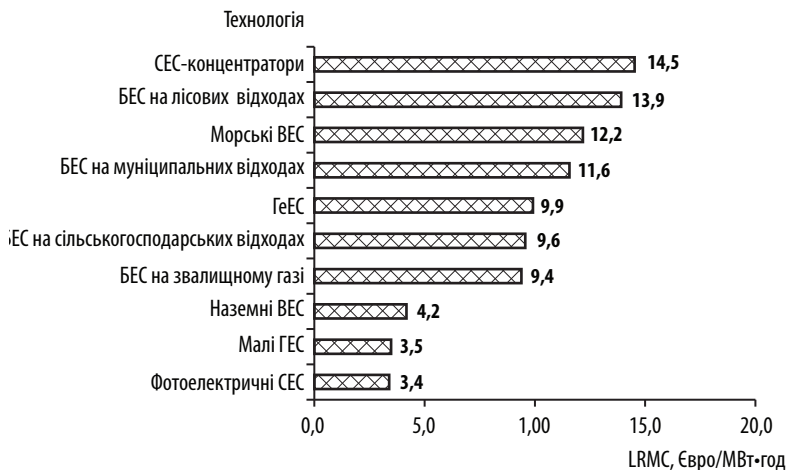


Рис. 4.11. Ранжування технологій виробництва ЕЕ із ВДЕ за довгостроковими витратами

Таблиця 4.27

Пропоновані цінові обмеження на РАП у 2020 р.*

Лот / технологія	LRMC, Євро/МВт/год		
	нижні	верхні	діапазон
1	2	3	4
Лот 1	2,3	7,7	5,4
Наземні ВЕС	3,3	6,8	3,5
Фотоелектричні СЕС	2,3	7,7	5,4
Лот 2	7,4	19,6	12,2
Морські ВЕС	7,4	15,3	7,9
СЕС-концентратори	9,4	19,6	10,2
Лот 3	1,8	21,9	20,1
Малі ГЕС	4,7	6,7	2,0
БЕС на звалищному газі	9,3	9,6	0,3
БЕС на сільськогосподарських відходах	1,8	19,7	17,9

Закінчення табл. 4.27

1	2	3	4
БЕС на лісових відходах	6,1	21,9	15,8
БЕС на муніципальних відходах	3,3	20,4	17,1

Примітка: * – потенціал ГеоЕС залишається ще невідомим в Україні

Максимальний строк укладання контрактів на потужність із виробниками ЕЕ складає 10 років, після завершення якого вони зможуть знову вийти на РАП та за допомогою аукціону здобути право на подальшу підтримку.

На товарному сегменті РВЕ, ВДР-аукціонах, виробники ЕЕ із ВДЕ конкурують між собою за короткостроковими витратами, за якими на основі маржинального ціноутворення встановлюється ціна ЕЕ із ВДЕ без розподілу її на лоти (означене дозволяє оцінити цінність ЕЕ у часі). На рис. 4.12 наведено ранжування технологій виробництва ЕЕ із ВДЕ за короткостроковими маржинальними витратами.

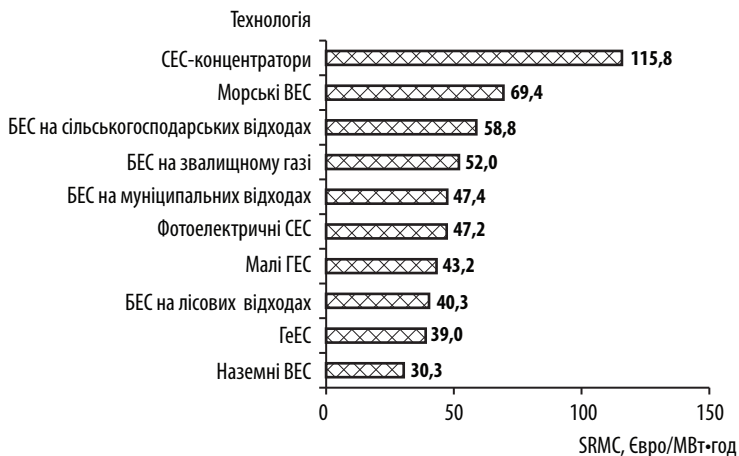


Рис. 4.12. Ранжування технологій виробництва ЕЕ із ВДЕ за короткостроковими маржинальними витратами

Найдешевшою технологією виробництва ЕЕ із ВДЕ є наземні ВЕС, що відповідає цінності їх використання в позапіковий період споживання. Фотоелектричні СЕС мають помірно середній рівень короткострокових витрат, що забезпечує їх конкурентоспроможність на час денного максимуму. ВЕС є відносно дорогими, однак їх цінність має особливе значення для покриття вечірнього максимуму. Сонячні концентратори є найдорожчою з технологій, що обмежує їх комерціалізацію у світі. Відсутність морських ВЕС і сонячних концентраторів обумовлює встановлення цінових обмежень для виробників ЕЕ із ВДЕ у діапазоні від 30 Євро/МВт·год до 59 Євро/МВт·год.

У межах цього діапазону виробники ЕЕ із ВДЕ і постачальники конкурують між собою на ВДР-аукціонах. Останні зобов'язані подати цінові пропозиції на такий аукціон в розмірі встановленого відсотка від обсягу поданих заявок на РДН. Частку обов'язкового викупу «зеленої» електроенергії у її виробників визначає ОСП залежно від ступеня розвитку ВДЕ в енергосистемі.

Таким чином, наведені методичні положення до ціноутворення на конкурентному РЕЕ дозволяють проводити зважену цінову політику, дозволяючи виробникам ЕЕ покривати економічно обґрунтовані витрати, розподіляючи їх на короткострокові (змінна складова) та довгострокові (постійна складова), гарантуючи операційну безпеку та адекватність розвитку енергосистеми та не створюючи надмірних тягарів для споживачів ЕЕ.

ВИСНОВКИ

Проведене дослідження дозволило отримати наукові результати різного рівня новизни, що дозволяє вирішити актуальне завдання з лібералізації ринку електричної енергії України.

1. Виділяються два різні підходи до формування конкурентного РЕЕ: централізований та децентралізований, головна різниця між якими полягає у механізмах узгодження фізичних і комерційних потоків ЕЕ. *Перша* передбачає одночасну координацію цих потоків, тоді як *друга* – їх розмежування та спочатку визначення комерційних потоків і лише згодом – збалансування фізичних.

Незалежно від обраного підходу процес формування конкурентного РЕЕ спирається на обґрунтування детермінант його моделі, серед яких ключовими є такі 7: географічне розмежування енергосистеми, спосіб диспетчеризації, ринкова інфраструктура, форми торгівлі, часове масштабування, методи ціноутворення, продуктова диверсифікація.

2. У ЄС впроваджується децентралізований підхід до будови конкурентного РЕЕ із зональним розмежуванням енергосистем, тоді як в США та Австралії – централізований. Проте американський РЕЕ спирається на подальше розмежування із комбінованою диспетчеризацією, а австралійській РЕЕ – на зональне розмежування із централізованою диспетчеризацією.

У США і Австралії РЕЕ управляються незалежними системними операторами, які координують фізичні та комерційні потоки в енергосистемах, тоді як ЄС ці потоки є розмежованими та управляються окремо операторами систем передачі й операторами ринку відповідно.

Відмінності мають і форми торгівлі на РЕЕ. На європейських РЕЕ торгівля ведеться як на біржовій, так і позабіржовій основі, в організованій та неорганізованій формі, 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 строковому часовому інтервалі існує спільна тенденція до розвитку фінансової торгівлі ЕЕ в ЄС, США та Австралії.

Досліджені моделі конкурентних РЕЕ різняться й за часовим масштабування. В ЄС існує 4-сегментарний, тоді як в США – 2-сегментарний, а в Австралії – 1-сегментарний товарні РЕЕ.

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 торгуються продукти від 60 до 15 хвилин.

3. Еталонна модель конкурентного РЕЕ ЄС набула остаточного оформлення із прийняттям Четвертого енергетичного пакета. Однак прописані нормативні положення є гнучкими, що дозволяє країнам ЄС формувати унікальні внутрішні ринки. В роботі проведено параметричну ідентифікацію національних РЕЕ європейських країн, яка довела значний рівень їх диференціації. Окремі варіації мають особливості географічного розмежування на контрольні території та торгові зони, а також особливості будови ринкової інфраструктури. Однак основна причина відмінностей їх моделей пов'язана із вибором різних форм торгівлі та методів ціноутворення за часовими сегментами. Найбільш диференційованими є строкові сегменти ринку, тоді як РДН функціонують переважно за єдиним алгоритмом і різняться тільки за продуктовою диверсифікацією ринкових продуктів. На ВДР існує тенденція до суміщення безперервної торгівлі із заявленими цінами й аукціонів із маржинальним ціноутворенням. На БР розвивається делегування комерційних функцій окремим операторам ринку та відбувається перехід до єдиного ціноутворення.

Найбільш ліквідні РЕЕ в ЄС є мають відкриті границі та високорозвинуті форми організованої торгівлі.

4. Диференціація цін на ЕЕ в ЄС пояснюється різною ринковою кон'юктурою: споживчою та виробничою орієнтацією національних РЕЕ. Найдешевшу ЕЕ для внутрішнього споживання отримують експортоорієнтовані ринки, які виробляють її із традиційних неуглецевих джерел. Відкриті імпортоорієнтовані країни мають можливість хеджувати ризики зростання цін ЕЕ за рахунок активної участі у зовнішній торгівлі, у той час як внутрішня орієнтація із переважанням у структурі генерації викопних органічних джерел генерації обумовлює зростання цін ЕЕ. Високі цінові ризики мають країни, зорієнтовані на «зелену» електроенергетику, здолати які можна через розширення інтеграційних зв'язків із суміжними РЕЕ.
5. Модель одностороннього енергетичного пулу на ринку електричної енергії України працювала до середини 2019 р. Сам пул оперувався ДП «Енергоринок», яке виконувало функції оператора ринку та частково – оператора системи та здійснювало викуп ЕЕ у всіх виробників потужністю понад 20 МВт або з річним обсягом виробництва понад 100 млн кВт·год. За цієї моделі тільки ТЕС працювали у конкурентному середовищі – за ціновими заявками, тоді як ціни АЕС, ГЕС, ГАЕС, ТЕЦ і виробників ЕЕ із ВДЕ були регульовані державою та встановлювалися енергетичним регулятором – НКРЕКП. Оптова ціна на ЕЕ встановлювалася на основі середньозваженого методу ціноутворення, який дозволяв нівелювати високі ціни теплової електрогенерації та «зелені» тарифи з дешевими тарифами на атомну та гідроелектроенергію.

Водночас така модель створила ряд проблем: цінову дискримінацію та великий обсяг перехресного субсидування між учасниками ОРЕ; нарощування заборгованості, відсутність стимулів для інвестування в оновлення та розвиток енергосистеми України.

6. Із 01.07.2019 р. Україна перейшла до моделі конкурентного РЕЕ на проєвропейській основі, яку збудовано за децентралізованим підходом. Така модель передбачає зональне географічне роз-

межування (в енергосистемі України виділено 2 торгові зони), самодиспетчеризацію, чотирисегментарну часову будову, в якій виділено 1 неорганізований сегмент ринку – РДД та 3 організовані – РДН, ВДР і БР, на яких торгуються прості та блочні подинні продукти.

На РДД ціна ЕЕ встановлюються за договірними цінами, на РДН і БР – за маржинальним методом ціноутворення, а на ВДР торгівля ведеться за заявленими цінами.

Оперує РДД і БР – оператор систем передачі, а РДН і ВДР – оператор ринку. Комерційні та фізичні функції на РЕЕ є розмежованими до відкриття БР, що обумовлює значні потреби в ре-диспетчеризації енергосистеми.

Однак відсутність глибокої рефлексії ключових детермінантів побудови конкурентного РЕЕ обумовила викривлення європейської моделі в українському варіанті, зокрема:

- існує плутанина між часовими границями та формами торгівлі ЕЕ. Так, якщо РДН, ВДР та БР є відокремленими часовими сегментами РЕЕ, то РДД відображає форму торгівлю ЕЕ;
- не визначено особливостей організації фінансового РЕЕ. Оптова торгівля ЕЕ розглядається виключно як фізична, тобто яка передбачає майбутню фізичну поставку ЕЕ;
- монополізація РДН та ВДР єдиним оператором ринку, підконтрольним державі, відриває авторитет ринкової влади на РЕЕ;
- впровадження маржинального методу ціноутворення на РДН апріорі передбачає зростання оптових цін ЕЕ, оскільки маржинальними енергоблоками в Україні найчастіше були і залишаються теплові;
- БР є практично відірваними від РДП: БР включає тільки торгівлю балансуною енергією, тоді як торгівля балансуючими потужностями відбувається на РДП;
- самодиспетчеризація РЕЕ обумовлює часте надання аварійних та економічно неоднозначних команд на РЕЕ, а також несе істотні

ризика маніпулювання цінами й обсягами ЕЕ в умовах високої концентрації виробників.

Окрім цього, значна частина обсягів ЕЕ була виведена із ринку через покладення спеціальних обов'язків на АЕС та ГЕС, що знизило конкуренцію серед продавців на РЕЕ. Штучно створений державний трейдер в особі ДП «Гарантований покупець» сконцентрував більшість комерційних потоків ЕЕ, набувши монопольного положення на ринку.

Отже, дійсну модель РЕЕ України доцільно вважати квазіконкурентною.

7. Перші підсумки роботи проєвропейського РЕЕ України (за II півріччя 2019 р.) дозволяють зробити висновки про його неефективність:
 - 1) висока концентрація продавців на ринку надає їм можливості маніпулювати ринковою владою та призводить до дефіцитності торгових зон;
 - 2) незбалансованість ринковою кон'юнктури спонукає високу цінову волатильність і прагнення цін до верхніх обмежень;
 - 3) відсутність координації фізичних і комерційних потоків ЕЕ на строковому та спотових сегментах РЕЕ обумовлює зростання місткості БР.
8. Із метою розвитку конкуренції на товарному РЕЕ України в роботі запропоновано концептуальні положення з його лібералізації, які передбачають створення системи вільної торгівлі ЕЕ між учасниками ринку, враховуючи національні інтереси та цінності, а також вимоги національної енергосистеми. Альтернативна модель конкурентного РЕЕ враховує як особливості національної енергосистеми, так і атрибутивні елементи європейської моделі і передбачає його створення виключно на організованій основі:
 - *СР* функціонує у фінансовій формі, де торгуються фінансові деривативи на ЕЕ із можливістю їх фінансового погашення, каскадування або конвертації у форвардні контракти;

- РДН функціонує у 3 сесії і поєднує безперервну торгівлю за заявленими цінами і сліпі аукціони, що діють за маржинальним ціноутворенням;
 - ВДР поєднує «зелені» аукціони та безперервні внутрішньодобові торги;
 - БР функціонує за двома підсистемами: РБП та РБЕ, що дозволяє запровадити комбіновану переддиспетчеризацію енергосистеми та зменшити обсяги небалансів ЕЕ.
9. Питання вибору ефективних форм торгівлі ЕЕ на строковому часовому інтервалі є запорукою забезпечення ліквідності українського РЕЕ в умовах надвисокої концентрації пропозиції. Прямі та закриті домовленості не дозволяють забезпечити прозорість торгівлі, а отже, і не сприяють розвитку конкуренції. Зважаючи на це, в роботі обґрунтовано методичні положення з організації строкового РЕЕ на біржовій основі та розроблено методичний підхід до розрахунку цін ф'ючерсних контактів на ЕЕ. Організація біржового строкового РЕЕ України дає змогу учасникам ринку хеджувати довгострокові та короткострокові цінові ризики торгівлі ЕЕ на інтервалі від 2 років до 2 діб до фізичного постачання ЕЕ, сприяючи підвищенню ліквідності обігу ЕЕ.
10. Патологічні вади, застарілість електроенергетики України, а також стрімке впровадження ВДЕ-потужностей обумовлюють необхідність надання інвестиційної підтримки на шляху до її адекватного та сталого саморозвитку. Така підтримка повинна надаватися у ринково відповідальний спосіб та на конкурентних засадах. Тому в роботі запропоновано теоретико-методичні положення із формування ринку потужностей на організованій основі.

На РП виділяються три сегменти:

- 1) РБП є спотовим сегментом РП, який гарантує операційну енергетичну безпеку на РЕЕ;

- 2) РТП діє як строковий сегмент РП, який гарантує адекватність розвитку електроенергетики України на коротко- (однорічні аукціони), середньо- (трирічні аукціони) і довгостроковий (п'ятирічні аукціони) періоди;
- 3) РАП є також строковим сегментом РП, на якому торгуються альтернативні потужності, який гарантує проникнення ВДЕ в економічно ефективний спосіб, уникаючи зайвих спотворень ринку.
11. Запорукою розвитку конкуренції на РЕЕ є обґрунтованість методів ціноутворення ЕЕ. В роботі надано методичні рекомендації щодо ціноутворення для кожного сегмента ринку:
- для *товарного РЕЕ* ціноутворення має відбуватися за короткостроковими маржинальними витратами на виробництво ЕЕ. Ціни на спеціальній сесії РДН є державно регульованими, тоді як на РДН і ВДР цінові обмеження дорівнюють короткостроковій маржинальній ціні маржинального енергоблоку зі встановленим відсотком рентабельності, ціни на БР спираються на індикативну ціну РДН у кожному операційному періоді із додаванням для завантаження або відніманням для розвантаження встановленого коефіцієнта. Для виробників ЕЕ із ВДЕ – учасників ВДР-аукціонів встановлюються окремі цінові обмеження, які дорівнюють короткостроковим маржинальним витратам діючих в енергосистемі видів ВДЕ-генерації;
 - для РП встановлюється ціна за потужність, спираючись на нормовану вартість ЕЕ. На РТП проходять багатокритеріальні торги, які враховують цінність, чистоту та вартість ЕЕ, із можливостями яких укладаються договори за заявленими цінами клірингового раунду. На РАП проходять єдинокритеріальні торги із розподілом цільового обсягу закупівлі за лотами, переможці аукціону укладають договори за маржинальною ціною клірингового раунду. РБП функціонує за маржинальним методом ціноутворення під дією верхніх цінових обмежень, які дорівню-

ВИСНОВКИ

ють постійним витратам на завантаження маржинального енергоблоку із гарячого стану.

Монографія є результатом наукових досліджень, містить авторський погляд на сучасний стан і проблеми лібералізації ринку електричної енергії України. Практичне значення одержаних результатів полягає у використанні теоретико-методологічного забезпечення при формуванні державних стратегій і концепцій, планів і програм розвитку конкуренції на ринку електричної енергії України у тактичному, середньостроковому і довгостроковому періодах.

Список використаних джерел

1. Patterson W. C. *Transforming Electricity: The Coming Generation of Change*. London : Earthscan, 1999. 203 p. URL: https://books.google.com.ua/books/about/Transforming_Electricity.html?id=iLunUGfZnkC&source=kp_cover&redir_esc=y

2. Региональные рынки электроэнергии в странах ДЭХ. Брюссель : Секретариат Энергетической Хартии, 2003. URL: https://energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Thematic/Regional_Electricity_Markets_2003_ru.pdf

3. Pollitt M. G. The impact of liberalisation on the performance of the electricity supply industry. *An international survey' Journal of Energy Literature*. 1997. Vol. 3 (2). P. 3–31.

4. Energy in WTO law and policy / [T. Cottier, G. Malumfashi, S. Matteotti-Berkutova, O. Nartova, J. Sépibus, S. Bigdeli]. URL: https://www.wto.org/english/res_e/publications_e/wtr10_forum_e/wtr10_7may10_e.pdf

5. Erbach G. Understanding electricity markets in the EU. European Parliamentary Research Service. November 2016. URL: [http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2016/593519/EPRS_BRI\(2016\)593519_EN.pdf](http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2016/593519/EPRS_BRI(2016)593519_EN.pdf)

6. Gorecki P. K. *The Internal EU Electricity Market: Implications for Ireland*. Dublin : The Economic and Social Research Institute, 2011. URL: <https://www.esri.ie/pubs/RS23.pdf>

7. *An Introduction To Australia's National Electricity Market*. Melbourne : AEMO, 2008. URL: http://www.abc.net.au/mediawatch/transcripts/1234_aemo2.pdf

8. Flexibility in thermal power plants. Agora Energiewende. 2017. URL: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Flexibility_in_thermal_plants/115_flexibility-report-WEB.pdf

9. Дафилла С. Реформы энергетического сектора в рамках ВТО и ДЭХ. Ашгабат, 2013. URL: <http://www.carecprogram.org/uploads/>

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

events/2013/ESCC-meeting-ТКМ/005_105_209_Energy-Sector-Reforms-within-the-WTO-Framework-ru.pdf

10. Harmonized Commodity Description and Coding System // World Customs Organization. URL: http://www.wcoomd.org/en/topics/nomenclature/instrument-and-tools/hs_convention.aspx

11. 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>

12. Koten S. V., Andreas O.. The unbundling regime for electricity utilities in the EU: A case of legislative and regulatory capture? *Energy Economics*. 2008. No. 30 (6). P. 3128–3140.

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

14. Мартинюк В. І., Буцьо З. Ю. Огляд діяльності реформованих ринків електроенергії та тенденції ціноутворення на ринках електроенергії країн ОЕСР та Європейського Союзу. *Світ енергетики України : інформ.-аналіт. вид.* С. 14–46. URL: energyworld.com.ua/2_75_14-46.pdf

15. Keay M. Electricity markets are broken – can they be fixed? Oxford Institute for Energy Studies. 2016. URL: <https://www.oxfordenergy.org/wp-content/uploads/2016/02/Electricity-markets-are-broken-can-they-be-fixed-EL-17.pdf>

16. Lyndon B. J. A Comparison of New Electric Utility Business Models / The University of Texas at Austin. 2017. URL: https://energy.utexas.edu/files/2016/09/UTAustin_FCe_History_2016.pdf

17. Ротунда Р. Либерализм как слово и символ. Борьба за либеральный бренд в США. М. : Социум, 2016. 220 с.

18. Хайек Ф. Индивидуализм и экономический порядок. М. : Издательство «Начала-Фонд», 2016. 432 с.

19. Автономов В. С. На какие свойства человека может опереться экономический либерализм? *Вопросы экономики*. 2015. № 8. URL: <http://www.voprosy-ekonomiki.ru/>

<http://institutions.com/general/2663-na-kakie-svoistva-cheloveka-mozhet-operatsya-ekonomicheskii-liberalizm.html>

20. Рубинштейн А. Я. Институциональная либерализация патернализма: теоретический тренд и экономическая политика. URL: https://inecon.org/docs/Rubinstein_paper_HSE_201604.pdf

21. The Communications of the Commission on services of general interest, COM (2000) 580 final, Brussels 20.9.2000. URL: http://socialpolicy.ucc.ie/com2000_0580en01_Communication%20on%20General%20Interests-revised.pdf

22. Исполнилов А. С., Двенадцатова Т. И. Создание единого энергетического рынка в ЕС: тихая революция с громкими последствиями. *Международное сотрудничество*. 2013. С. 101–118. URL: <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-01226490/document>

23. Baumol W. J. On the proper cost tests for natural monopoly in a multiproduct industry. *The American Economic Review*. 1977. Vol. 67, issue 5. P. 809–822.

24. 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>

25. Sarfati M., Hesamzadeh M. R., Holmberg P. Production Efficiency of Nodal and Zonal Pricing in Imperfectly Competitive Electricity Markets. *IFN Working Paper*. 2019. Vol. 24. P. 193–206. URL: <https://www.science-direct.com/science/article/pii/S2211467X19300203>

DOI: 10.1016/j.esr.2019.02.004

26. 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>

27. Felling T., Felten B., Osinski P., Weber C. 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

28. 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>

DOI: 10.1016/j.tej.2013.05.004

29. Jamasb T., Pollitt M. Electricity Market Reform in the European Union: Review of Progress toward Liberalization & Integration. *CESifo DICE Report*. № 4 (2). P. 16–23. URL: https://www.researchgate.net/publication/227347051_Electricity_Market_Liberalisation_and_Integration_in_the_European_Union

30. The current electricity market design in Europe. KU Leuven Energy Institute. *EI-FACT SHEET*. 2015. Vol. 01. URL: https://set.kuleuven.be/ei/images/EI_factsheet8_eng.pdf/

31. Arent D., Arndt C., Miller M., Tarp F., Zinaman O. The Political Economy Of Clean Energy Transitions. URL: <http://sro.sussex.ac.uk/68276/1/9780198802242.pdf>

32. Bichpuriya Y. K., Soman S. A. Electricity Power Exchanges // A Review. 16th National Power Systems Conference. 2010. P. 115–120.

33. Crampton P. Market Design in Energy and Communications. URL: <http://www.cramton.umd.edu/papers2015-2019/cramton-market-design-in-energy-and-communications.pdf>

34. Wnagensteen I. Power Markets. Institut for elkraftteknikk. URL: http://www.fer.hr/_download/repository/KompendumTET4185-nov05%20justert-4.pdf

35. Alberto A., Ardagna S., Nicoletti G., Schiantarelli F. Regulation and investment. *Journal of the European Economic Association*. 2005. No. 3 (4). P. 791–825.

36. Faye S. Regulation, industry structure, and performance in the electricity supply industry. *OECD Economic Studies*. 2001/I. No. 32. URL: <https://www.oecd.org/eco/outlook/2731965.pdf>

37. Toru H., Tsutsui M. Economic impact of regulatory reforms in the electricity supply industry: a panel data analysis for OECD countries. *Energy Policy*. 2004. No. 32 (6). P. 823–832.

38. Oren S. S. Economic inefficiency of passive transmission rights in congested electricity systems with competitive generation. *The Energy Journal*. 1997. P. 63–83.

39. Pay-as-bid pricing // AURES II. URL: <http://aures2project.eu/glossary-terms/pay-as-bid-pricing/>

40. Braun J. EU Energy Policy under the Treaty of Lisbon Rules: Between a new policy and business as usual. CEPS. 2011. URL: http://www.academia.edu/1376523/The_EU_2020_Energy_Initiative_The_post-Lisbon_pattern_of_change_in_EU_energy_policy

41. Договор, учреждающий Европейское Сообщество (Рим, 25 марта 1957 г.), (консолидированный текст с учетом Ницских изменений) (с изменениями от 16 апреля 2003 г.) // Право Европейского Союза. URL: <http://eulaw.ru/content/2001>

42. Договор о Европейском Союзе // Право Европейского Союза. URL: <http://docs.cntd.ru/document/901771690>

43. Eikeland P. O. EU Internal Energy Market Policy: Achievements and Hurdles. *Toward a Common European Union Energy Policy*. 2011. P. 13–40. UR : https://link.springer.com/chapter/10.1057/9780230119819_2

44. Лиссабонский договор // Википедия – свободная энциклопедия. URL: <https://ru.m.wikipedia.org/wiki>

45. Лисабонський договір // EU Democrats. URL: http://www.eudemocrats.org/eud/uploads/downloads/Consolidated_LISBON_TREATY_3.pdf

46. Договор о функционировании Европейского Союза // Википедия – свободная энциклопедия. URL: <https://ru.m.wikipedia.org/wiki>

47. Договор о функционировании Европейского Союза // Право Европейского Союза. URL: <http://eulaw.ru/treaties/tfeu>

48. Viljainen S., Makkonen M., Annala S., Kuleshov D. Vision for European Electricity Markets in 2030. URL: <https://www.lut.fi/documents/10633/138922/Vision+for+European+Electricity+Markets+in+2030/d07eec66-0db9-4a4d-a580-5416eeaca3b9>

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

49. Newbery D., Pollitt M. G., Ritz R. A., Strielkowski W. Market design for a high-renewables European electricity system. *Cambridge Working Paper in Economics*. 2017. URL: <http://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2017/06/1711-Text.pdf>

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

51. 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>

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

53. 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>

54. 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.

55. Next Kraftwerke's knowledge database. URL: <https://www.next-kraftwerke.be/en/knowledge-hub/from-a-regulated-to-a-competitive-market/>

56. EU Commission puts forth clean energy package and new efficiency goal for 2030 // Climate Policy Observer. URL: <http://climateobserver.org/european-commission-presents-clean-energy-proposals/>

57. Glachant J.-M., Ruester S. The EU Internal Electricity Market // Cadmus. 2014. URL: http://cadmus.eui.eu/bitstream/handle/1814/33071/2014_OA_Glachant_et-al_EUInternalElectricity-Market.pdf?sequence=2.

58. 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>

59. Borozan V., Krkoleva A., Krstevski P., Taleski R., Borozan S., Vasikj B., Lakić E., Jeriha J., Medved T., Gubina A. Cross border management of variable renewable energies and storage units enabling a transnational wholesale market // European Commission. URL: <https://ec.europa.eu/research/participants/documents/downloadPublic?documentIds=080166e5beef889f&appId=PPGMS>

60. 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>

61. Regulation (EU) No. 543/2013 of 14 June 2013 on submission and publication of data in electricity markets and amending Annex I to Regulation (EC) No. 714/2009 of the European Parliament and of the Council // EUR-LEX. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32013R0543>

62. Regulation (EU) No. 714/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity and repealing Regulation (EC) No. 1228/2003 // EUR-LEX. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX%3A32009R0714>

63. Directive (EU) 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC // EUR-LEX. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=celex%3A32009L0072>

64. 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>

65. 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>

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

66. 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>.

67. 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

68. 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>

69. 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

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

71. Europex. URL: <http://www.europex.org/members/opcom-operatorul-pietei-de-energie-electrica-si-gaze-naturale-romania/>

72. Overview of European Electricity Markets. METIS Technical Note T4 // European Commission. 2016. URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/metis_technical_note_t4_-_overview_of_european_electricity_market.pdf

73. 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

74. All NEMOs' proposal for products that can be taken into account by NEMOs in single day-ahead process in accordance with Article 40 of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management //

NEMO COMMITTEE. URL: http://www.nemo-committee.eu/assets/files/20170214_Products%20Proposal_DAM.pdf

75. All NEMOs' proposal for the back-up methodology in accordance with Article 36 (3) of the Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management // NEMO COMMITTEE. URL: http://www.nemo-committee.eu/assets/files/nemo_committee_files/20171113_DA-ID-Back-up-methodologies-1.pdf

76. 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>

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

78. Market dynamics report. Trayport. 2017. URL: <https://www.trayport.com/uk/markets2/market-dynamics-report>

79. European Electricity Forward Markets and Hedging Products – State of Play and Elements for Monitoring // ACER. 2015. URL: https://www.acer.europa.eu/en/Electricity/Market%20monitoring/Documents_Public/ECA%20Report%20on%20European%20Electricity%20Forward%20Markets.pdf

80. Balancing market // Emissions-EUETS. URL: <https://www.emissions-euets.com/internal-electricity-market-glossary/607-balancing-market>

81. 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. T4 // European Commission. URL: <https://ec.europa.eu/research/participants/documents/downloadPublic?documentIds=080166e5c3ad0922&appId=PPGMS>

82. 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

83. Veen R. A. C., Hakvoort R. A., The electricity balancing market: Exploring the design challenge. *Util. Policy*. 2016. Vol. 43. P. 186–194. URL: <https://core.ac.uk/download/pdf/82149258.pdf>

84. 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>

85. Explanatory document to all TSOs' proposal for the implementation framework for a European platform for the exchange of balancing energy from frequency restoration reserves with automatic activation in accordance with Article 21 of Commission Regulation (EU) 2017/2195 establishing a guideline on electricity balancing // ENTSO-E. 18 December 2018. URL: https://docstore.entsoe.eu/Documents/nc-tasks/EBGL/EBGL_A21_181218_ALL%20TSOs%20proposal_aFRRIF_explanatory_document_for%20submission.pdf?Web=0

86. Gregor Erbach. Capacity mechanisms for electricity // European Parliament. 2017. URL: [http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2017/603949/EPRS_BRI\(2017\)603949_EN.pdf](http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2017/603949/EPRS_BRI(2017)603949_EN.pdf)

87. Understanding the Capacity Market // ENGIE. 2017. URL: <http://www.engie.co.uk/wp-content/uploads/2016/07/capacitymarket-guide.pdf>

88. Capacity remuneration mechanisms and the internal market for electricity // ACER. 2013. URL: http://www.acer.europa.eu/official_documents/acts_of_the_agency/publication/crms%20and%20the%20iem%20report%20130730.pdf

89. Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms // European Commission. 2016. URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/com2016752.en_.pdf

90. Communication from the Commission – Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020 // EUR-LEX. URL:

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52014XC0628%2801%29>

91. Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC // EUR-LEX. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=celex%3A32009L0028>

92. Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020, European Commission, June 2014, 2014/C200/01 // EUR-LEX. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52014XC0628%2801%29>

93. Clean energy for all Europeans // Eurocomission. URL: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>

94. Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources // EUR-LEX. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2018.328.01.0082.01.ENG&toc=OJ:L:2018:328:TOC

95. Status Review of Renewable Support Schemes in Europe // CEER. 2017. URL: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/41df1bfe-d740-1835-9630-4e4cccaf8173>

96. Tendering procedures for RES in Europe: State of play and first lessons learnt // CEER. 2018. URL: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/167af87c-5472-230b-4a19-f68042d58ea>

97. O'Connor Philip R. Restructuring Recharged The Superior Performance of Competitive Electricity Markets 2008-2016 // Retail Energy Supply Association. 2017. URL: https://www.resausa.org/sites/default/files/RESA_Restructuring_Recharged_White%20Paper_0.pdf

98. Electricity Market Complex Adaptive System // Center for Energy, Environmental, and Economic Systems Analysis. URL: <http://ceeesa.es.anl.gov/projects/emcas.html>

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

99. 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
100. McLellan M., Opatrny C. Maintaing a Balance: Innovation in Power System Balancing Authorities. *Washington Journal of Environmental Law & Policy*. 2011. URL: <https://digitalcommons.law.uw.edu/wjelp/vol1/iss1/1/>
101. Reliability Coordinator Peak Reliability // North American Electric Reliability Corporation. 2016. URL : <http://www.nerc.com/pa/rrm/TLR/Pages/Reliability-Coordinators.aspx>
102. What FERC Does? // Federal Energy Regulatory Commission. URL: <http://www.ferc.gov/about/ferc-does.asp>
103. Annual U. S. Transmission Data Review. United States Department of Energy. URL: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2018/03/f49/2018%20Transmission%20Data%20Review%20FINAL.pdf>
104. Regional Transmission Organizations (RTO) / Independent System Operators (ISO) // Federal Energy Regulatory Commission. URL: <https://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/rto.asp>
105. U.S. Electricity Grid & Markets // United States Environmental Protection Agency. URL: <https://www.epa.gov/greenpower/us-electricity-grid-markets>
106. Kavulla T. There Is No Free Market for Electricity: Can There Ever Be? *American Affairs Journal*. 2017. Vol. 1. No. 2. URL: <https://americanaffairsjournal.org/2017/05/no-free-market-electricity-can-ever/>
107. United States Electricity Industry Primer. Office of Electricity Delivery and Energy Reliability // U.S. Department of Energy. URL: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/12/f28/united-states-electricity-industry-primer.pdf>
108. Electricity // U.S. Energy Information Administration. URL: <https://www.eia.gov/tools/glossary/?id=electricity>
109. U.S. Electric Utility Statistics // American Public Power Association. URL: <http://appanet.files.cms-plus.com/PDFs/Directory%20-%20Statistical%20Report.pdf>

110. Maize K. U.S. Electric Markets in Transition // Power. 2017. URL: <http://www.powermag.com/u-s-electric-markets-transition/?printmode=1>

111. Energy Deregulation in the United States and Canada // Direct Energy. URL: <https://business.directenergy.com/what-is-deregulation>

112. Electric power markets: national overview // Federal Energy Regulatory Commission. URL: <https://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-electric/overview.asp>

113. What is a wholesale electricity market? // Callmepower. URL: <http://callmepower.com/faq/energy-markets/what-is-a-wholesale-electricity-market>

114. Ela E., Milligan M., Bloom A., Botterud A., Townsend A., Levin T. Evolution of Wholesale Electricity Market Design with Increasing Levels of Renewable Generation. URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61765.pdf>

115. Hausman E., Fagan R., White D., Takahashi K., Napoleon A. LMP Electricity Markets: Market Operations, Market Power, and Value for Consumers / American Public Power Association. URL: http://www.synapse-energy.com/sites/default/files/SynapseReport.2007-02.APPA_.LMP-Electricity-Markets.06-060-Report.pdf

116. Posner B. The Fundamentals of Electricity Markets. URL: <https://www.e-education.psu.edu/ebf200wd/node/151>.

117. Electric Generator Dispatch Depends on System Demand and the Relative Cost of Operation // U.S. Energy Information Administration. 2012. URL: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=7590>

118. Izudin L. Locational Marginal Pricing. Introduction to Wholesale Electricity Markets. 2016. URL: <https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/2016/04/20160404-07-wem101-lmp.pdf>

119. 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

120. Locational Marginal Pricing Components // PJM. 2017. URL: <http://www.pjm.com/~media/training/nerc-certifications/markets-exam-materials/mkt-optimization-wkshp/locational-marginal-pricing-components.ashx>

121. 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>

122. Turner D. Day-Ahead Energy Markets. Introduction to Wholesale Electricity Markets. 2016. URL: <https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/2016/04/20160404-08-wem101-day-ahead-energy-market.pdf>

123. 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>

124. The Value of PJM Markets // PJM. URL: <https://learn.pjm.com/electricity-basics/market-for-electricity.aspx>

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

126. Overview of the Energy Market // PJM. URL: <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mrc/20160824/20160824-item-01-day-ahead-overview.ashx>

127. The PJM Markets Gateway User Guide // PJM. URL: <https://www.pjm.com/markets-and-operations/etools/markets-gateway.aspx>

128. Keech A. PJM Compliance Obligation and Market Timelines // PJM. URL: <https://docplayer.net/100074554-Pjm-compliance-obligation-and-market-timelines.html>

129. Fereidoon P. Sioshansi. Evolution of global electricity markets: new paradigms, new challenges, new approaches. 2013. Waltham, MA : Elsevier/Academic Press. URL: https://books.google.com.ua/books?id=Ol6pCwAAQBAJ&pg=PA52&lpg=PA52&dq=pjm+energy+market&source=bl&ots=851X11yefZ&sig=ACfU3U0z_gv12JwGwIPDu73bHXj-KXft0w&hl=ru&sa=X&ved=2ahUKEwiclIna1tbhAhWDpIsKHZz0DSc4ChDoATAlegQIBxAB#v=onepage&q=pjm%20energy%20market&f=true

130. State of the Market Report for PJM // Monitoring Analytics. URL: https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2018.shtml

131. Bowring J. Capacity Markets in PJM. *Economics of Energy & Environmental Policy*. 2013. Vol. 2. No. 2. P. 47–64. URL: <https://www.jstor.org/stable/26189456?seq=1>

132. PJM's Capacity Market: Model To Copy Or Avoid? // Eenergy Informer. URL: <https://breakingenergy.com/2014/10/16/pjms-capacity-market-model-to-copy-or-avoid/>.

133. RPM 101 Overview of Reliability Pricing Model // PJM. URL: <https://www.pjm.com/-/media/training/nerc-certifications/markets-exam-materials/rpm/rpm-101-overview-of-reliability-pricing-model.ashx?la=en>

134. Capacity Market (RPM) // PJM. URL: <https://learn.pjm.com/three-priorities/buying-and-selling-energy/capacity-markets.aspx>

135. PJM Capacity Prices Nearly Double In Most Territories // EnergyWatch. 2018. URL: <https://energywatch-inc.com/pjm-capacity-prices-nearly-double/>

136. PJM Markets PJM Manual 06: Financial Transmission // Rights PJM. URL: <https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m06.ashx>

137. Virtual Transactions in the PJM Energy Markets // PJM. URL: <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mc/20170622/20170622-item-01-emustf-presentation.ashx>

138. 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>

139. 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>

140. 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

141. 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>

142. 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>

143. Brinsmead T. S., Hayward J., Graham P. Australian electricity market analysis report to 2020 and 2030 // Australian Renewable Energy Agency. 2014. URL: <https://arena.gov.au/assets/2017/02/CSIRO-Electricity-market-analysis-for-IGEG.pdf>

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

145. 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

146. Energy in Australia // Origin energy. URL: <https://www.origi-nenergy.com.au/blog/about-energy/nem-the-national-electricity-market.html>

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

148. 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

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

150. Ancillary services // Australian Energy Market Operator. URL: <https://www.aemo.com.au/Electricity/Wholesale-Electricity-Market-WEM/Security-and-reliability/Ancillary-services>

151. 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>

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

153. 2016 Australian financial markets report // Australian Financial Markets Association. URL: <http://www.afma.com.au/data/afmr/2016%20AFMR.pdf>

154. Energy Derivatives // Australian Securities Exchange. URL: <https://www.asx.com.au/products/energy-derivatives.htm>

155. National Electricity Market. State of the energy market 2014 // Australian Energy Regulator. URL: https://www.aer.gov.au/system/files/State%20of%20the%20energy%20market%202014%20-%20Chapter%201%20-%20National%20electricity%20market%20A4_0.pdf

156. Electricity financial markets // Australian Energy Regulator. URL: <https://www.aer.gov.au/system/files/Chapter%203%20%20Electricity%20financial%20markets%202009.pdf>

157. State of the energy market 2020 // Australian Energy Regulator. URL: <https://www.aer.gov.au/system/files/State%20of%20the%20energy%20market%202020%20-%20Full%20report%20A4.pdf>

158. Electricity financial markets. ASX regulations // Australian Energy Regulator. URL: https://www.aer.gov.au/system/files/Chapter3Electricity_financial_markets_2009.pdf

159. Reserve Capacity timetable archive // Australian Energy Market Operator. URL: <https://aemo.com.au/energy-systems/electricity/wholesale-electricity-market-wem/wa-reserve-capacity-mechanism/reserve-capacity-timetable/reserve-capacity-timetable-archive>

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

160. Reserve capacity mechanism // Australian Energy Market Operator. URL: <http://www.aemo.com.au/Electricity/Wholesale-Electricity-Market-WEM/Reserve-capacity-mechanism>

161. Interconnector capabilities for the National Electricity Market // Australian Energy Market Operator. 2017. URL: https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Security_and_Reliability/Congestion-Information/2017/Interconnector-Capabilities.pdf

162. Settlements Residue Auction // Australian Energy Market Operator. URL: <https://www.aemo.com.au/Electricity/National-Electricity-Market-NEM/Settlements-and-payments/Settlements/Settlements-Residue-Auction>

163. Maisano J. P. Pricing and risk management for highly cyclical commodity markets. OPUS at UTS. 2016 URL: <https://www.semantic-scholar.org/paper/Pricing-and-risk-management-for-highly-cyclical-Maisano/45f5be5aa9b13c8975e45b0edc4c4f3e47b806691GUIDETOTHESETTLEMENTS RESIDUE AUCTION>

164. Settlement residue auction reports // Australian Energy Market Operator. URL: <https://www.aemo.com.au/Electricity/National-Electricity-Market-NEM/Settlements-and-payments/Settlements/Settlements-Residue-Auction/Reports>

165. Eurostat Database // European Commission. URL: <https://ec.europa.eu/eurostat/data/database>

166. Market Monitoring reports. Vol. 1: Electricity Wholesale Market // ACER-CEER. URL: <https://acer.europa.eu/en/Electricity/Market%20monitoring/Pages/Current-Edition.aspx>

167. ENTSO-E transparency platform // ENTSO-E. URL: <https://transparency.entsoe.eu/>

168. List of European TSOs // Next Kraftwerke. URL: <https://www.next-kraftwerke.com/knowledge/european-tsos-list>

169. Electricity market reports // European Commission. URL: <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/market-analysis#gas-and-electricity-market-reports>

170. Power derivatives market // EEX. URL: <https://www.eex.com/en/products/power-derivatives-market/power-futures>

171. Power futures // Nasdaq Commodities. URL: <https://www.nasdaq.com/solutions/power-futures>.

172. Power Futures // The ICE. URL: <https://www.theice.com/products/57609953/German-Power-Financial-Peak-Futures>

173. Power derivatives portfolio // OMIP. URL: <https://www.omip.pt/en/content/power-derivatives-portfolio>

174. NEMO Designations. List of NEMO // ACER. URL: <https://www.acer.europa.eu > NEMO list>

175. Epex Spot Se. URL: <http://www.epexspot.com/en/>

176. Nord Pool. URL: <https://www.nordpoolgroup.com/>

177. EXAA. URL: <https://www.exaa.at/en/marketdata/trade-results/GreenPower-DE>

178. Regelleistung. URL: <https://www.regelleistung.net/ext/>

179. Overview of European Electricity Markets. METIS Technical Note T4 // European Commission. 2016. URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/metis_technical_note_t4_-_overview_of_european_electricity_market.pdf

180. Balancing mechanism and frequency ancillary services // RTE. URL: <https://www.rte-france.com/en/article/balancing-mechanism-and-frequency-ancillary-services>

181. Elexon. URL: <https://www.elexon.co.uk/about/about-elexon/>

182. Gestore dei Mercati Energetici SpA. URL: <http://www.mercatoelettrico.org/En/Default.aspx>

183. IDEX // London Stock Exchange. URL: <https://www.lseg.com/areas-expertise/our-markets/borsa-italiana/derivatives-markets/idx>

184. OMIE. URL: <http://www.omie.es/en/inicio>

185. Red Eléctrica de España. URL: <https://www.ree.es/en/activities/realtime-demand-and-generation>

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

186. How does the MIBEL electricity market work? // Aleasoft – energy forecasting. URL: <https://aleasoft.com/how-mibel-electricity-market-work/>

187. Mercado Ibérico de Electricidade. URL: https://www.mibel.com/en/home_en/

188. Kolcun M., Rusek K. Analysis of prices for electricity at the polish power exchange. *Polish Journal Of Management Studies*. 2018. Vol. 17. No. 1. P. 155–163.

189. Products of PXE // Power Exchange Central Europe. URL: <https://www.pxe.cz/Produkty/>

190. Commodity Market // Towarowej Gieldzie Energii. URL: <https://tge.pl/about-tge#o-spolce>.

191. TGE Annual Report 2018. URL: https://tge.pl/pub/TGE/files/statystyki/raporty_roczne/RAPORT_2018.pdf

192. The Detailed Trading and Clearing Rules for Electricity Traded on the Day-Ahead Market // TGE. URL: <https://tge.pl/regulations>

193. The Detailed Trading and Clearing Rules for Electricity Traded on the Intraday Market // TGE. URL: <https://tge.pl/regulations>

194. Siewierski T. Of Intraday and Real-time Markets in Europe: Poland. URL: https://www.researchgate.net/publication/281120102_Empirics_of_Intraday_and_Real-time_Markets_in_Europe_POLAND

195. Nordic power market design and thermal power plant flexibility // Energinet: Danish Energy Agency. URL: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/nordic_power_market_design_and_thermal_power_plant_flexibili_.pdf

196. An overview of the Nordic Electricity Market // NordREG. URL: <https://www.nordicenergyregulators.org/about-nordreg/an-overview-of-the-nordic-electricity-market/>

197. Nordic Power Products // Nasdaq. URL: <https://www.nasdaq.com/solutions/nordic-power-products-european-commodities>

198. Nordic Imbalance Settlement Handbook Instructions and Rules for Market Participants. 12th of December 2019. Esett. URL: <https://www.esett.com/handbook/>

199. What is an energy-only market? // Next Kraftwerke. URL: <https://www.next-kraftwerke.be/en/knowledge-hub/energy-only-market/>

200. European Electricity Forward Markets and Hedging Products – State of Play and Elements for Monitoring // ACER. 2015. URL: https://www.acer.europa.eu/en/Electricity/Market%20monitoring/Documents_Public/ECA%20Report%20on%20European%20Electricity%20Forward%20Markets.pdf

201. EEX Annual reports archive // EEX. URL: <https://www.eex.com/en/about/eex/annual-report>

202. Monthly Market Reports // Nasdaq Commodities. URL: <https://www.nasdaq.com/solutions/monthly-market-reports-european-commodities>

203. Polish gas and electricity exchange: lessons for the CESEC region // European Commission. URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/tge_20191008_cesec_gas_plenary_meeting_presentation.pdf

204. Nord Pool Annual Reports. URL: <https://www.nordpoolgroup.com/>

205. European Electricity Markets Panorama: Nordic Countries // AleaSoft – energy forecasting. URL: <https://aleasoft.com/european-electricity-markets-panorama-nordic-countries/>

206. Value of global CO₂ markets hit record 144 billion euros in 2018: report. // Reuters. URL: <https://www.reuters.com/article/us-global-carbontrading-report/value-of-global-co2-markets-hit-record-144-billion-euros-in-2018-report-idUSKCN1PA27H>

207. Trading rules general trading terms // Nord Pool. URL : https://www.nordpoolgroup.com/globalassets/archive/trading-rules_general-trading-terms.pdf

208. Annual report 2018 'Investing for the Customer' // Nord Pool. URL: <https://www.nordpoolgroup.com/message-center-container/Annual-report/>

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

209. Ilyukhin S. Maintaining electricity security across the Nord Pool market. CEER. 28 April 2016. URL: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/9b640235-a0af-a7c4-9d5b-da87928963a6>

210. Annual reports // Epex Spot. URL: https://www.epexspot.com/en/extras/download-center/annual_reports

211. Market rules // Epex Spot. URL: <https://www.epexspot.com/en/extras/download-center>

212. History of EXAA // Europex. URL: <https://www.europex.org/members/exaa-energy-exchange/>

213. Annual reports // EXAA. URL: <https://www.exaa.at/en/exaa/exaa/annual-reports>

214. Trading Concept on day-ahead trade in EXAA // EXAA. URL: <https://www.exaa.at/en/spotmarket-energy/marketplace/trading-concept>

215. The Electricity Capacity Regulations // UK Legislation 2014 URL: http://www.legislation.gov.uk/uksi/2014/2043/pdfs/uksi_20142043_en.pdf

216. EMR Delivery Body's. URL: <https://www.emrdeliverybody.com/cm/home.aspx>

217. Amendments To The Capacity Market Rules. EMR Delivery Body's. URL: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/629953/capacity-market-amendment-rules-2017.pdf/

218. Grid Code // OFGEM. URL: <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/55007/7885-gridcodebeta04b.pdf>

219. Capacity Remuneration Mechanisms 23rd Energy Community Electricity Forum 7 June 2018, Athens. Energy Community Secretariat. 2018. URL: <https://www.energy-community.org/events/2018/06/AF.html>

220. Annual Report on the Operation of the Capacity Market in 2017/18. // OFGEM. URL: https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/08/20180802_annual_report_on_the_operation_of_cm_2017-18_final.pdf

221. Electricity Market Reform Capacity Market Operational Plan // EMR Delivery Body's. URL: <https://www.emrdeliverybody.com/Lists/Latest%20News/Attachments/190/Capacity%20Market%20Operational%20Plan%202018%20v1.pdf>

222. Background on setting Capacity Market parameters // Government of the UK. URL: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/324176/Implementing_Electricity_Market_Reform.pdf

223. Willis P, Partridge J, Rudd M. Tempus Energy Ltd and Tempus Energy Technology Limited v European Commission – what does it mean for the GB Capacity Market? // Bird & Bird. URL: <https://www.twobirds.com/en/news/articles/2018/uk/tempus-energy-ltd-and-tempus-energy-technology-limited-v-european-commission>

224. Annual Report on the Operation of the Capacity Market in 2017/18 // OFGEM. URL: https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/08/20180802_annual_report_on_the_operation_of_cm_2017-18_final.pdf

225. Capacity market – Five-year Review (2014–2019) // OFGEM. URL: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/819760/cm-five-year-review-report.pdf

226. EA Capacity Market Auction for 2017/18. Provisional Auction Results // Delivery Body's. URL: <https://www.emrdeliverybody.com/Capacity%20Markets%20Document%20Library/Early%20Auction%2017-18%20Provisional%20Results.pdf>

227. Kim Y. UK PV markets and national support policie. 2015. URL: <https://www.slideshare.net/FinSolar/yukyeong-uk-march>

228. Clean Energy UK Finance Guide 2014 // Clean Energy Pipeline, 2014. URL: <http://cleanenergypipeline.com/Resources/CE/Expert-Guides/CleanEnergyUKFinanceGuide2014.pdf>

229. Contracts for Difference. Policy paper // Government of the UK. URL: <https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference/contract-for-difference>

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

230. Contracts for Difference (CFD) Booklet 2016/17: Overview of the CFD mechanism and Delivery Partner. LCCC/2016. URL: <https://www.lowcarboncontracts.uk/sites/default/files/CFD%20Booklet%202016-17.pdf>

231. Dominic FitzPatrick. UK legislative framework for renewable energy // Taylor Wessing. URL: https://www.taylorwessing.com/fileadmin/files/docs/UK_legislative_framework_for_renewable_energy.pdf

232. Hayden T. UK Renewable Energy Policy. Department for Energy and Climate Change. 2013. URL: <https://slideplayer.com/slide/2552311/>

233. All change in green energy: results of the first Contracts for Difference auction // The In-House Lawyer. URL: <https://www.inhouselawyer.co.uk/legal-briefing/all-change-in-green-energy-results-of-the-first-contracts-for-difference-auction/?shared=email&msg=fail&pdf=1726>

234. Авдашева С. Б., Розанова Н. М. Теория организации отраслевых рынков. М. : ИЧП «Изд-во Магистр», 1998. 320 с.

235. Рой Л. В., Третьяк В. П. Анализ отраслевых рынков. М. : ИНФРА-М, 2008. 442 с.

236. Люри Д. И. Устойчивое ресурсопользование и концепция глобального ресурсно-экологического перехода. Природопользование и устойчивое развитие. Мировые экосистемы и проблемы России. М. : КМК, 2006. С. 78–91.

237. Шпілевський В. В., Лелюк О. В. Сфера енергокористування та енергетичний цикл України: аналітичний аспект. *Проблеми економіки*. 2011. № 4. С. 44–54.

238. Малярець Л. М. Вимірювання ознак об'єктів в економіці: методологія та практика. Харків : Вид-во ХНЕУ, 2006. 384 с.

239. Наказ Міністерства енергетики України від 15 квітня 1998 року № 54 // Міністерство енергетики України. URL: http://mre.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art_id=245265601&cat_id=245196754

240. Постанова Кабінету Міністрів України «Про утворення державного підприємства «Енергоринок» від 05.05.2020 № 755. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/755-2000-%D0%BF#Text>

241. Мартинюк В. І., Буць З. Ю. Огляд діяльності реформованих ринків електроенергії та тенденції ціноутворення на ринках електроенергії країн ОЕСР та Європейського Союзу // Світ енергетики України : інформ.-аналіт. вид. URL: energyworld.com.ua/2_75_14-46.pdf

242. Модель енергорынка до 01.07.2019. URL: <http://www.ukrenergexport.com/ru/node/49>

243. Закон України «Про електроенергетику» від 16.10.1997 №575/97-ВР. URL: <http://zakon0.rada.gov.ua/laws/show/575/97-%D0%B2%D1%80/>

244. Договір між членами Оптового ринку електричної енергії України. ДП «Енергоринок». URL: <http://www.er.gov.ua/doc.php?f=2543>

245. Звіти про результати діяльності Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг у 2014–2018 рр. і НКРЕКП. URL: <http://www.nerc.gov.ua/?id=31942>

246. Історія розвитку Міністерства. Міністри // Міністерство енергетики України. URL: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art_id=244915407&cat_id=244915403

247. Правила Оптового ринку електричної енергії України. Додаток 2 до Договору між членами Оптового ринку електричної енергії. Національна комісія з питань регулювання електроенергетики України від 2 березня 1996 року. URL: https://ips.ligazakon.net/document/view/gk020?an=1492&ed=1999_07_30

248. Закон України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» від 22.09.2016 № 1540-VIII. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/1540-19>

249. Звіти про результати діяльності НКРЕ у 1999–2013 рр. // Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. URL: <http://www3.nerc.gov.ua/?id=2380>

250. Ліцензійний реєстр // Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. URL: <http://www.nerc.gov.ua/?id=16087>

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

251. Закон України «Про природні монополії» від 20.04.2000 № 1682-III. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1682-14#Text>

252. ДП «Енергоринок». URL: <http://www.er.gov.ua>

253. Постанови НКРЕКП «Про встановлення тарифів на електроенергію, що відпускається населенню» від 26.02.2015 № 220 // Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. URL: <http://www.nerc.gov.ua/?id=14359>

254. Крижанівський О. Ринок електричної енергії Тягар чи потенціал? // Главком. URL: <https://glavcom.ua/pub/pdf/49/4975/energy.pdf>

255. Бочаров І. Впровадження нової моделі ринку Закон України «Про ринок електричної енергії» (№ 2019). URL: <https://www.slideshare.net/JuliaLoboda1/ss-78449094>

256. Коссе І. Реформа ринку електроенергії в Україні. URL: www.ier.com.ua/files/.../Policy.../Policy_Paper_4_final.pdf

257. Завербний А. С. Аналізування проблем реформування українського ринку електричної енергії // Lviv Polytechnic National University Institutional Repository. URL: ena.lp.edu.ua:8080/bitstream/ntb/23249/1/45-311-321.pdf

258. Оржель О. Реформа ринку електроенергії: запасний варіант // Економічна правда. 2018. URL: <https://www.epravda.com.ua/columns/2018/04/25/636161/>

259. Постанова Кабінету Міністрів України «Про схвалення Концепції функціонування та розвитку оптового ринку електричної енергії України» від 16.11.2002 № 1789. URL: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/1789-2002-%D0%BF>

260. Розпорядження Кабінету Міністрів України «Про схвалення плану заходів щодо реалізації положень Концепції функціонування та розвитку оптового ринку електричної енергії України» від 28.11.2007 № 1056-р. URL: <http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/1056-2007-%D1%80>

261. Постанова Кабінету Міністрів України «Про утворення Координаційного центру із забезпечення впровадження нової моделі рин-

ку електричної енергії» від 23.09.2014 № 530. URL: <http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/530-2014-%D0%BF>

262. Закон України «Про засади функціонування ринку електричної енергії України» від 24.10.2013 № 663-VII. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/663-18>

263. Закон України «Про ринок електричної енергії» від 13.04.2017 № 2019-VIII. URL: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/2019-19>

264. Директива 2009/72/ЄС «Про спільні правила внутрішнього ринку електроенергії та про скасування Директиви 2003/54/ЄС» // Урядовий портал. URL: mre.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id

265. Регламент (ЄС) № 714/2009 європейського парламенту та ради від 13.07.2009 про умови доступу до мережі для транскордонного обміну електроенергією та скасування Регламенту (ЄС) № 1228/2003 // Міністерство енергетики України. URL: http://mre.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art_id=245023140&cat_id=162176

266. Розпорядження Кабінету Міністрів України «Про затвердження плану заходів щодо виконання зобов'язань в рамках Договору про заснування Енергетичного Співтовариства» від 03.08.2011 № 733-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/733-2011-%D1%80#Text>

267. Розпорядження Кабінету Міністрів України «Про імплементацію Угоди про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським Співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони» від 17.09.2014 № 847-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/847-2014-%D1%80#Text>

268. Постанова НКРЕКП «Про затвердження Кодексу системи передачі» від 14.03.2018 № 309. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18>

269. Постанова НКРЕКП «Про затвердження Правил ринку» від 14.03.2018 № 307. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0307874-18>

270. Механізми функціонування нової моделі ринку електричної енергії України. Рекомендації секретаріату енергетичного співтова-

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

риства // Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. URL: <http://www.nerc.gov.ua/?id=19761>

271. Насулко Ю. Реформування енергоринку України. 2013. URL: https://uba.ua/documents/doc/julia_nosulko_04_06_14.pdf

272. Постанова Кабінету Міністрів України «Про затвердження Порядку проведення електронних аукціонів з продажу електричної енергії за двосторонніми договорами та Порядку відбору організаторів електронних аукціонів з продажу електричної енергії за двосторонніми договорами» від 05.06.2019 № 499. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/499-2019-%D0%BF#Text>

273. Постанова Кабінету Міністрів України «Про затвердження Положення про покладення спеціальних обов'язків на учасників ринку електричної енергії для забезпечення загальносуспільних інтересів у процесі функціонування ринку електричної енергії» від 05.06.2019 № 483. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/483-2019-%D0%BF#Text>

274. Постанова НКРЕКП «Про затвердження правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку» від 14.03.2018 № 308. URL: <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0308874-18>

275. ДП «Оператор ринку». URL: <https://www.oree.com.ua/index.php/web/9000>

276. Постанова НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку та Змін до Правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку» від 26.11.2019 № 2485 // Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. URL: <https://www.nerc.gov.ua/?id=46319>

277. Постанова НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку» від 28.02.2020 № 516. URL: <https://www.nerc.gov.ua/?id=49906>.

278. Масевич С. Про що новий ринок електроенергії // Бизнес: новое время. URL: <http://biz.nv.ua/experts/masevich/o-chem-novyj-zakon-o-rynke-elektroenergii-1017243.html>

279. Постанова «Про затвердження Порядку проведення конкурсу на будівництво генеруючої потужності та виконання заходів з управ-

ління попитом» від 10.07.2019 № 677. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/677-2019-%D0%BF#Text>

280. Закон України «Про альтернативні джерела енергії» від 20.02.2003 № 555-IV. URL: <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/555-15/ed20081021>

281. Постанова НКРЕКП «Про затвердження нормативно-правових актів, що регулюють діяльність гарантованого покупця та купівлі електричної енергії за «зеленим» тарифом» від 26.04.2019 № 641. URL: <https://www.nerc.gov.ua/index.php?id=40637>

282. Закон України «Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії» від 11.07.2019 № 2755-VIII. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2712-19#Text>

283. Кільницький О. «Зелена» конкуренція: як запровадити аукціони для поновлюваних джерел енергії // Mind.Ua. 2018. URL: <https://mind.ua/publications/20184366-zelena-konkurenciya-yak-zaprovaditi-aukcioni-dlya-ponovlyuvanih-dzherel-energiyi>

284. Система аукціонів ВДЕ: Дизайн та компроміси 2. Круглий стіл // ЄУЕА. 2018. URL: <http://euea-energyagency.org/uk/novynuta-podiyi/dosyagnennya-ta-diyalnist-euea/1607-press-release-of-11-september-round-table-auction-system-of-re-design-and-compromises-3>

285. ЕБРР прекращает финансирование новых проектов в сфере солнечной энергетики // UA-Energy. 2018. URL: <http://uaenergy.com.ua/post/31758>

286. Постанова Кабінету Міністрів України «Про запровадження конкурентних умов стимулювання виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії» від 29.12.2019 № 1175. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1175-2019-%D0%BF#Text>

287. ПрАТ «НЕК Укренерго». URL: <https://ua.energy/>

288. Українська енергетична біржа. URL: <https://www.ueex.com.ua/>

289. ДП «Оператор ринку». URL: <https://www.oree.com.ua/>

290. Пономарев А. Б., Пикулева Э. А. Методология научных исследований : учеб. пособие. Пермь : Изд-во ПНИПУ, 2014. 186 с.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

291. Берталанфи Л. фон. Общая теория систем – критический обзор // Исследования по общей теории систем : сб. переводов / общ. ред. и вступ. ст. В. Н. Садовского, Э. Г. Юдина. М. : Прогресс, 1969. С. 23–82.

292. Конституція України від 28.06.1996 № 254к/96-ВР. URL: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/254%D0%BA/96-%D0%B2%D1%80>

293. Договір про заснування Енергетичного співтовариства від 25.10.2005. URL: http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/994_926/print

294. Угода про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони (ратифіковано із заявою Законом № 1678-VII від 16.09.2014). URL: http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/984_011

295. Рыбалкин Н. Н. Философия безопасности / гл. ред. Д. И. Фельдштейн. М. : МПСИ, 2006. 293 с.

296. Новая философская энциклопедия : в 4 т. URL: <http://iph.ras.ru/enc.htm>

297. Закон України «Про основи національної безпеки» від 19.06.2003 № 964-IV. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/964-15#Text/>

298. Закон України «Про пріоритетні напрями розвитку науки і техніки» 11.07.2001 № 2623-III. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2623-14#Text>

299. Ансофф И. Стратегическое управление : монография / науч. ред. и авт. вступ. статьи Л. И. Евенко. М. : Экономика, 1989. 520 с.

300. Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets // ACER. 2017. URL: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/MMR%202017%20-%20ELECTRICITY.pdf

301. Simulating electricity market bidding and price caps in the European power markets S18 Report. METIS Studies. November 2017. URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/metis_electricity_market_bidding_and_price_caps.pdf

302. Pikk P., Viiding M. The dangers of marginal cost based electricity pricing. *Baltic Journal of Economics*. 2014. Vol. 13:1. P. 49–62.

DOI: 10.1080/1406099X.2013.10840525

303. LRMC and network tariffs. URL https://www.aer.gov.au/system/files/Frontier%20Economics%20-%20LRMC%20and%20network%20tariffs%20-%20June%202016_1.pdf

304. Черняховся Ю. В. Эволюция методологических подходов к оценке стоимости электроэнергии. анализ зарубежного опыта. *Вестник ИГЭУ*. 2016. Вып. 4. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/evolyutsiya-metodologicheskikh-podhodov-k-otsenke-stoimosti-elektroenergii-analiz-zarubezhnogo-opyta/viewer><https://cyberleninka.ru/article/n/evolyutsiya-metodologicheskikh-podhodov-k-otsenke-stoimosti-elektroenergii-analiz-zarubezhnogo-opyta/viewer>

305. Haghghata H., Seifi H., bRahimiKia A. Pay-as-bid versus marginal pricing: The role of suppliers strategic behavior. *Power & Energy Systems*. 2012. Vol. 42. Issue 1. P. 350–358.

DOI: 10.1016/j.ijepes.2012.04.001

306. Ren Y. A comparison of pay-as-bid and marginal pricing in electricity markets. URL: https://www.researchgate.net/publication/253383300_A_comparison_of_pay-as-bid_and_marginal_pricing_in_electricity_markets/

307. Guerci E., Rastegar M. Comparing system-marginal-price versus pay-as-bid auctions in a realistic electricity market scenario. *Managing Market Complexity*. 2012. Vol. 662. P. 141–153. URL: https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-642-31301-1_12

308. O'Sullivan A., Steven M. S. *Economics: Principles in action*. Upper Saddle River. New Jersey : Pearson Prentice Hall, 2003. 310 p.

309. Simon C., Blume L. *Mathematics for Economists*. W. W. Norton & Company, 1994. 960 p.

310. Mid-term Adequacy Forecast – 2019 // ENTSO-E. URL: <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/main-findings-of-maf-2019/>

311. Single intraday coupling (SIDC) // Emissions-EUETS. URL: <https://www.emissions-euets.com/internal-electricity-market-glossary/2033-single-intraday-coupling-sidc>

312. Levelized Cost of Energy (LCOE) // DOE Office Of Indian Energy. URL: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/08/f25/LCOE.pdf>

313. Xiaoling Ouyang, Boqiang Lin. Levelized cost of electricity (LCOE) of renewable energies and required subsidies in China. *Energy Policy*. 2014. Vol. 70. P. 64–73. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421514001773>

314. Finding Your Cheapest Way To A Low Carbon Future. The Danish Levelized Cost of Energy Calculator / Danish Energy Agency. URL: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/contents/material/file/introduction_lcoe_calculator.pdf

315. Levelised Cost of Electricity // VGB PowerTech e.V. 2015. URL: <https://www.vgb.org/en/lcoe2015.html?dfid=74042>

316. Барінова В. А., Ланьшина Т. А. Сопоставление нормированной стоимости электроэнергии в России: ВИЭ против дизельных электростанций. *Новая наука: проблемы и перспективы*. 2016. № 3-1 (67). С. 52–55. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=25668567>

317. World Energy Outlook 2019 // International Energy Agency. URL: <http://www.worldenergyoutlook.org/weo2019/>

318. International Energy Outlook 2019 / US Energy Information Administration. URL: [http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484\(2019\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484(2019).pdf)

319. Asia / World Energy Outlook 2019 / The Institute of Energy Economics of Japan. URL: <http://eneken.iecej.or.jp/data/6379.pdf>

320. BP Energy Outlook 2019 edition / British Petroleum. URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/energy-outlook-2016/bp-energy-outlook-2019.pdf>

321. The Outlook for Energy: A View to 2040 / Exxon Mobil. URL: <http://cdn.exxonmobil.com/~media/global/files/outlook-for-energy/2019/2019-outlook-for-energy.pdf>

322. Technology Roadmap: High-Efficiency, Low-Emissions Coal-Fired Power Generation – Chinese version // International Energy Agency. URL: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/technology-roadmap-high-efficiency-low-emissions-coal-fired-power-generation---chinese-version.html>

323. Energy Supply Technologies Data // EA-ETSAP community. URL: <https://iea-etsap.org/index.php/energy-technology-data/energy-supply-technologies-data>

324. HELE coal-fired generation // World Coal Association. URL: <https://www.worldcoal.org/reducing-co2-emissions/wca-report-power-high-efficiency-coal>

325. Sasindran A. K. Technology Assessment Of Combustion Technologies For Power Generation / World Institute Of Sustainable Energy. URL: http://wisein.org/TechnologyAssessmentTool/lib/Annexure_1.pdf

326. Global Trends 2010–2019 // International Renewable Energy Agency. URL: <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Costs/Global-Trends>

ДОДАТКИ

Додаток А

Особливості лібералізації конкурентних ринків електричної енергії в ЄС

Таблиця А.1

Хронологія розвитку наднаціонального законодавства з лібералізації конкурентних РЕЕ в ЄС [50–54]

Рік	Документи	Основна спрямованість документів
1	2	3
1988	Робочий документ ЄС «Внутрішній енергетичний ринок»	Закріплює мету створення Єдиного Європейського енергетичного ринку, що передбачає: <ul style="list-style-type: none"> ▪ відкриття границь до транскордонної торгівлі енергетичними товарами, лібералізацію відносин, створення неспотвореної конкуренції на енергетичних ринках
1996 (прийняття) – 1998 (впровадження)	Перший енергопакет: Директива 96/92/ЄС про загальні правила внутрішнього РЕЕ	Основна мета – здолання бар'єрів для створення конкуренції на РЕЕ. Головними закладеними принципами були: <ul style="list-style-type: none"> ▪ часткове відкриття конкуренції на роздрібному РЕЕ (на 25 % до 1999 р.); ▪ вільний доступ до енергомереж (договірний або регульований доступ для сторонніх осіб); ▪ фінансове розмежування та безпека поставок ЕЕ
2003 (прийняття) –	Другий енергопакет: Директива 2003/54 / ЄС щодо загальних правил внутрішнього РЕЕ	Основними завданнями цього етапу стали: <ul style="list-style-type: none"> ▪ запровадження посилених положень про розмежування передачі та розподілу від комерційних функцій (повне й операційне розмежування);

Продовження табл. А.1

1	2	3
2004 –2007 (впровадження)	та скасування Директиви 96/92 / ЄС; Регламент ЄС № 1228/2003 про умови доступу до мережі для транскордонних обмінів електроенергією	<ul style="list-style-type: none"> ▪ обов'язкове створення незалежних національних енергетичних регуляторів; ▪ підвищення конкурентоспроможності та поліпшення якості послуг, ▪ гарантування справедливих цін для всіх споживачів; ▪ регульований доступ до енергетичних мереж; ▪ забезпечення реального права вибору споживачами свого постачальника (з 01.07.2004 р. для промислових споживачів та з 01.07.2007 р. для всіх споживачів)
2009 (прийняття), 2011 (впровадження) – 2014 (реалізація)	Третій енергопакет: Директива 2009/72/ЄС про загальні правила внутрішнього ринку електроенергії та скасування Директиви 2003/54/ЄС; Регламент ЄС № 713/2009 про створення Агенції з питань співробітництва енергетичних регуляторів; Регламент ЄС № 714/2009 про умови доступу до мережі для транскордонних обмінів ЕЕ та скасування Регламенту ЄС № 1228/2003	<p>Пріоритетними напрямками є:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ повне розмежування постачальників енергії (включаючи виробництво) від операторів енергетичних мереж; ▪ зміцнення незалежності регуляторів та створення АСЕР (Агентства з питань співробітництва енергетичних регуляторів); ▪ посилення транскордонної співпраці між операторами систем передачі та створення ENTSO-E; ▪ підвищення прозорості на роздрібних РЕЕ

Продовження табл. А.1

1	2	3
2011	<p>Регламент ЄС 1227/2011 від 25.10.2011 про цілісність та прозорість оптових ринків енергії</p>	<p>Встановив:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ правила, які забороняють зловживання на оптових енергетичних ринках. ▪ стандарти моніторингу оптових енергетичних ринків для ACER та національних регуляторів
2013	<p>Регламент ЄС 543/2013 від 14.06.2013 про подання та публікацію даних на ринках електроенергії</p>	<p>Установив:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ мінімальний загальний набір даних щодо виробництва, транспортування і споживання ЕЕ, які повинні бути доступні всім учасникам ринку; ▪ централізований збір і публікацію даних
2015	<p>Регламент ЄС 2015/1222 від 24.07.2015 про встановлення керівних принципів щодо розподілу потужностей та управління переважаннями</p>	<p>Виклав керівні вказівки щодо розподілу пропускної потужності і управління переважаннями на ринках на добу наперед і внутрішньодобових ринках, у т. ч. вимоги до створення спільних методологій для визначення одночасно доступних між торговими зонами обсягів потужності, критерії оцінки ефективності і процес перегляду визначення торгових зон</p>
2016	<p>Регламент ЄС 2016/1719 від 26.09.2016 про встановлення керівних принципів щодо форвардного розподілу потужностей</p>	<p>Встановив:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ правила розподілу міжональної пропускної потужності на форвардних ринках; ▪ загальну методологію визначення довгострокової міжональної пропускної потужності; ▪ створення єдиної європейської платформи розподілу довгострокових прав передачі; ▪ можливість повернення довгострокових прав передачі для подальшого форвардного розподілу потужності або трансферу між учасниками ринку довгострокових прав передачі

Закінчення табл. А.1

1	2	3
2017	<p>Регламент ЄС 2017/2195 від 23.11.2017 про встановлення керівних принципів балансування ЕЕ</p>	<p>Встановлює докладне керівництво з балансування ЕЕ, включаючи встановлення загальних принципів закупівель і розрахунку резервів підтримки частоти, резервів відновлення частоти і резервів заміщення, а також єдиної методології активації резервів відновлення частоти і резервів заміщення</p>
2018–2019 (прийняття)	<p>Четвертий енергопакет: Регламент ЄС 2019/941 про готовність до ризиків в електроенергетичному секторі; Регламент ЄС 2019/942 про створення Агенції Європейського Союзу з питань співробітництва енергетичних регуляторів; Регламент ЄС 2019/943 про внутрішній РЕЕ; Директива ЄС 2019/944 про загальні правила внутрішнього РЕЕ</p>	<p>Цей пакет охоплює одразу 5 аспектів енергетичної політики ЄС: енергетичну безпеку, внутрішній ринок енергії, енергоефективність, декарбонізацію економіки, наукові дослідження, інновації та конкурентоспроможність.</p> <p>Пріоритетними його напрямками є:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ підвищення енергетичної безпеки постань в умовах активної інтеграції ВДЕ та покращення транскордонної співпраці; ▪ сприяння продажу власної енергії, виробленої, збереженої споживачам, а також зміцнення прав споживачів за рахунок більшої прозорості рахунків та гнучкості вибору; ▪ забезпечення глобального лідерства з ВДЕ

Таблиця А.2

Характеристика продуктів на РДН і ВДР в ЄС [74; 75]

Продукт	Визначення продукту	Особливості застосування
1	2	3
	РДН	
Заявки агрегованого попиту / пропозиції	Заявки попиту / пропозиції від усіх учасників ринку в одній торговій зоні і агреговані в єдину криву, так звану криву сукупного попиту / криву сукупної пропозиції, визначену для кожного періоду торгової доби	Заявки сортуються за ціною: – заявки попиту – від найвищої ціни до найнижчої; заявки попиту – від найнижчої до найвищої ціни
У т.ч.		
▪ лінійні криві	Тільки інтерпольовані заявки, тобто криві повинні бути строго монотонними	Дві послідовні точки однієї кривої не можуть мати однакову ціну, за винятком перших двох точок, визначених за максимальними / мінімальними цінами торгової зони
▪ ступінчасті криві	Тільки покрокові заявки, тобто криві повинні бути монотонними	Дві послідовні точки завжди мають однакову ціну або однаковий обсяг
▪ гібридні криві	Обидва типи заявок	Криві складені як лінійно, так і ступінчато
Складні заявки з умовою мінімального доходу (максимального платежу)	Набір 24-годинних субзаявок (продаж для умови мінімального доходу; покупка для максимального платежу) на визначений період	Економічна умова: сума грошей, зібрана заявкою у всі періоди, повинна покривати виробничі витрати, що визначаються фіксованими, та змінні помножені на загальний обсяг відведеної ЕЕ

ДОДАТКИ

Продовження табл. А.2

1	2	3
Складні заявки із запланованою закупкою	Застосовується лише для деактивованих заявок з умовою мінімального доходу і лише у періоди, оголошені як частина запланованого інтервалу закупки наказом МІС	Деактивація не передбачає автоматичного відхилення всіх погодинних субзаявок. Навпаки, перша (тобто найдешевша) погодинна субзаявка у періоді, що містять планову закупку, не буде відхилена, але розглядатиметься як будь-яка проста погодинна заявка
Складні заявки з градієнтом навантаження	Між двома послідовними періодами прийнятий обсяг заявок не може змінюватися на більш ніж визначені градієнти	Може застосовуватися одночасно із умовою мінімального доходу
Блочні заявки	Складається з фіксованої ціни (мінімальна ціна для продажу і максимальна ціна для покупки), мінімального коефіцієнта прийняття і фіксованого обсягу для ряду періодів	Блочні заявки не можна приймати на обсяг менший, ніж їх мінімальний коефіцієнт прийняття, який має бути однаковим для всіх періодів, що належать до блочної заявки. Блочні заявки відбираються за середньозваженою ціною за обсягом
У т.ч.		
▪ зв'язані блочні заявки	Пов'язані разом відносинами «батько-дитина»: дочірній блок не можна прийняти, якщо батьківський блок відхилено	Батьківські блоки можна прийняти поодиночі, але не дочірні, які завжди потребують прийняття перших
▪ ексклюзивні групи блочних заявок	Набір блочних заявок, для яких сума коефіцієнтів прийняття не може перевищувати 1	Мінімальний коефіцієнт прийняття 1 означає, що може бути виконано лише один із блоків ексклюзивної групи

Продовження табл. А.2

1	2	3
<ul style="list-style-type: none"> ▪ гнучкі погодні заявки 	<p>Звичайна блочна-заявка тривалістю 1 період, але цей період відпускається безкоштовно, який спрямований на соціальне забезпечення</p>	<p>Період, в якому приймається ця заявка, обчислюється алгоритмом за критеріями оптимізації</p>
<p>Вимірні заявки</p>	<p>Покрокова погодинна нормальна заявка, впорядкована за номером, що встановлює пріоритет між заявками з однаковою ціною</p>	<p>Заявки з найменшим номером слід приймати першими</p>
<p>PUN-заявки</p>	<p>Певний тип заявок попиту, які узгоджуються за встановленою ціною (PUN – «Prezzo Unico Nazionale», з італійської – єдина національна ціна), а не за очищеною ціною ринкової зони</p>	<p>PUN-ціна повинна відшкодовувати витрати виробникам, плати за переваження і дисбаланс з ринковою ціною</p>
ВДР		
<p>Прості заявки</p>	<p>Погодинні, півгодинні та чвертьгодинні контракти</p>	<p>Система автоматично генерує ці договори та робить їх доступними для торгів за один день до дня доставки у визначений час</p>
<p>Блочні заявки, визначені користувачем</p>	<p>Комбінація на вимогу учасника ринку погодинних, півгодинних або чвертьгодинних заявок, визначених учасником ринку</p>	<p>Період доставки завжди повинен покриватися декількома звичайними ринковими контрактами продукту і послідовними термінами доставки, які мають виконуватися разом</p>
<p>NON-заявки</p>	<p>Заявка з обмеженням виконання NON (Ні) або виконується негайно, або заноситься в книгу заявок</p>	<p>Часткове виконання NON-заявок дозволено, і вони можуть бути виконані проти кількох інших заявок</p>

ДОДАТКИ

Закінчення табл. А.2

1	2	3
Fill or Kill (FOK)	Заявка або повністю торгується в момент після подання за повним обсягом, або видаляється без запису в книзі заявок	Часткове виконання не допускається
Негайне або скасування (Immediate or Cancel – MOK)	Заявка торгується в момент подання або видаляється без запису в книзі заявок	Часткове виконання дозволено, і замовлення МОК можуть виконуватись проти кількох інших замовлень і створювати кілька торгів
Все або нічого (All or Nothing – AON)	Заявка торгується виключно за повним обсягом або носиться до книги заявок	Часткове виконання не допускається
Регулярні (лімітовані) заявки	<p>Заявки на продаж чи купівлю із заданою кількістю та ціною:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ заявка на купівлю можна виконувати за цією ціною або нижче; ▪ заявки на продаж можна виконувати за цією ціною чи вище 	Ці заявки виконуються з умовами NON, FOK або IOS, завжди мають обмеження на виконання AON
Зв'язані заявки	Групи заявок, які можуть бути повністю виконані або відхилені	Ці заявки виконуються лише з обмеженням виконання FOK
Айсберг-заявки	Тип лімітованої заявки, зазвичай з великим обсягом EE, з метою приховати повний розмір заявки, розділяючи його на менші частини	Перша частина демонструється на ринку, і наступні буде видно, коли попередні будуть повністю виконані. Нові частини отримують нову відмітку часу

Таблиця А.3

Узагальнена характеристика конкурсних торгів на РВЕ в деяких країнах ЄС [96]

Країна	Тип торгів	Вид цінової підтримки	Період підтримки, років	Критерії вибору переможця	Контрактна ціна
1	2	3	4	5	6
BE	ТС	преміальна надбавка	20	багатокритеріальні	за заявленою ціною
Данія	ТС	ковзаюча премія / контр-акти на різницю	50 тис. год	єдиний ціновий критерій	за заявленою ціною
Франція	ТН і ТС	«зелені» тарифи та преміальна надбавка	20	як єдинокритеріальні, так і багатокритеріальні в залежності від типу торгів	за заявленою ціною
Німеччина	ТН і ТС	преміальна надбавка	20	єдиний ціновий критерій	здебільшого за заявленою ціною, однак існує єдина ціна
Греція	ТС	«зелені» тарифи та преміальна надбавка	20	багатокритеріальні, засновані на ціні та обсязі	за заявленою ціною
Угорщина	ТН	преміальна надбавка	20	єдиний ціновий критерій	за заявленою ціною
Італія	ТС	преміальна надбавка	20–25	єдиний ціновий критерій	за заявленою ціною
Литва	ТС	«зелені» тарифи	12–20	багатокритеріальні, засновані на ціні та обсязі	єдина ціна
Нідерланди	ТН і ТС	преміальна надбавка	8–15	багатокритеріальні, засновані на ціні та обсязі	за заявленою ціною

Закінчення табл. А.3

1	2	3	4	5	6
Польща	ТН	«зелені» тарифи	15	багатокритеріальні, засновані на ціні та обсязі	за заявленою ціною
Португалія	ТН і ТС	дисконттовані «зелені» тарифи	15, 20, 25	єдиний ціновий критерій, окрім наземних ВЕС та ВЕС, де використовуються різні багатокритеріальні	за заявленою ціною
Іспанія	ТН	пропорційно встановлений ГП	20–25	єдиний ціновий критерій	єдина дисконттована ціна
Велика Британія	ТН	преміальна надбавка	20	єдиний ціновий критерій	єдина ціна

Примітка: ТС – технологічно спеціалізовані, ТН – технологічно нейтральні

Додаток Б
Особливості формування ринків електричної енергії в США

Таблиця Б.1

Кількісна характеристика регіональних PEE в США [112]

Показник	Конкурентні PEE							Регульовані PEE		
	PIJM	ERCOT	NVISO	ISONE	MISO	CAISO	SPP	Southeast	Northwest	Southwest
Кількість учасників, од.	990+	160+	н/д	400+	450+	100+	192	–	–	–
Генеруюча потужність, ГВт	186,0	76,0	38,8	31,0	174,7	60	84,9	238	76	50
Пікове навантаження, ГВт	165,5	69,6	34,0	28,1	127,1	50	45,3	170	69,6	42
Довжина ліній передач, тис. миль	82,5	46,5	11,1	9,0	65,8	26	60	55	н/д	н/д
Річний попит, ТВт-год	792,3	340,0	160,8	124,3	н/д	260	228,1	890	н/д	н/д
Місткість PEE, млрд дол. США	39,05	34,0	–	5,4	25,3	11	–	–	н/д	н/д
Територія обслуговування	13 штатів + 1 округ	1 штат (Техас)	1 штат (Нью-Йорк)	6 штатів	15 штатів	Каліфорнія + частина Невади	–	10	8 штатів США + 3 штати Канади	6 штатів
Площа території, що обслуговується, тис. кв. миль	243,4	200	55	72	н/д	н/д	575	н/д	1,2	н/д
Чисельність населення території, млн осіб	65	24	20	н/д	н/д	30	18	57	н/д	н/д

Примітка: н/д – немає даних

Додаток В
Характеристика окремих ринкових продуктів, що обертаються на РЕЕ в Австралії

Таблиця В.1
Різновиди фінансових деривативів на РЕЕ, що торгуються на біржовому фінансовому РЕЕ в Австралії [153; 158]

Характеристика продукту	Вид фінансових деривативів					
	Місячний ф'ючерс базового навантаження	Квартальний ф'ючерс базового навантаження	Квартальний ф'ючерс пікового навантаження	Квартальний граничний ф'ючерс базового навантаження	Річний (календарний / фінансовий) опціон полоси	Квартальний опціон середнього рівня
1	2	3	4	5	6	7
Базовий товар	РЕЕ, що торгується через АЕМО на товарному спотовому РЕЕ					
Контрактівна одиниця	1 МВт-год базового навантаження (з 00:00 год з понеділка до 24:00 год в неділю)	1 МВт-год пікового навантаження (з 07:00 год до 22:00 год з понеділка по п'ятницю, за винятком державних свят та інших днів, визначених ASX)	1 МВт-год в умовах базового навантаження (з 00:00 год з понеділка до 24:00 год у неділю протягом терміну дії Договору)	1 МВт-год базового навантаження протягом тривалості календарного року / кварталу		

Продовження табл. В.1

1	2	3	4	5	6	7
Мінімальний крок ціни	0.01 австр. дол. за МВт·год					
Торгові години	10:00 – 16:00					
Останній торговий день	Останній робочий день місяця / кварталу дії контракту. Цього дня торгівля закінчується о 16:00 год		За 6 тижнів до дня, який передує початку першого кварталу контракту базового товару. Цього дня торгівля закінчується о 12:00 год			
День розрахунків	Четвертий робочий день після виконання		День і час, коли оголошується остаточна ціна розрахунку базового товару			
Характеристика продукту	Місячний ф'ючерс базового навантаження	Квартальний ф'ючерс базового навантаження	Квартальний ф'ючерс пікового навантаження	Квартальний граничний ф'ючерс базового навантаження	Річний (календарний / фінансовий) опціон полоси	Квартальний опціон середнього рівня
	Середньоарифметичне значення спотових цін базового навантаження за піводинними інтервалами протягом контрактного терміну	Середньоарифметичне значення спотових цін базового навантаження за піводинними інтервалами протягом контрактного терміну	Середньоарифметичне значення спотових цін в години пікового навантаження за піводинними інтервалами протягом контрактного терміну	за формулою: $(C - (300 \times D)) / E$, де C – сума всіх базових піводинних спотових цін, які перевищують 300 австр. дол.;	Визначається за формулою: $FP = A \times B / C$, де FP – ціна кожного ф'ючерсного контракту в смузї в результаті виконання опціону;	Відповідно до остаточної ціни розрахунку базового ф'ючерсного контракту, визначеного на третій робочий
Визначення розрахункової ціни						

ДОДАТКИ

Закінчення табл. В.1

1	2	3	4	5	6	7
				<p>D – загальна кількість півгодинних спотових цін для регіону в календарному періоді, які перевищують 300 австр. дол.;</p> <p>E – загальна кількість базових півгодинних спотових цін календарному періоді</p>	<p>De A – добова розрахункова ціна попереднього дня для кожного окремого ф'ючерсного контракту в смугі;</p> <p>B – ціна виконання;</p> <p>C – передбачувана ціна смуги попереднього дня, розрахована на поквартальній основі як ковзаюча середньозважена</p>	<p>день після останнього торгового дня</p>

Таблиця В.2

Види допоміжних послуг на австралійському PEE [150; 151]

Вид допоміжних послуг	Призначення та особливості закупівлі
Послуга наступного завантаження (Load following – LFAS)	Основний механізм балансування EE в реальному часі, який враховує різницю між запланованою генерацією, фактичним навантаженням і переривчастотою генерацією. Постачальники цих послуг повинні мати можливість стрімкого нарощування потужності, а також втримувати частоту системи від коливань. Об'єкт генерації повинен бути сертифікований AEMO для участі в LFAS-ринку
Послуги поворотних резервів (Spinning reserve – SRAS)	AEMO підтримує резервні потужності для оперативного реагування в разі вимушеного відключення іншого об'єкта генерації. Ці резерви можуть включати ГП в режимі онлайн, диспетчеризоване навантаження і переривчасте навантаження, які активуються автоматично внаслідок падіння частоти. Наразі немає SRAS-ринку, але AEMO може укласти індивідуальний договір з постачальником SRAS за цінами, які встановлюються AER
Резерви відторгнення навантаження (Load rejection reserve – LRRAS)	LRRAS вимагає, щоб об'єкти генерації знаходилися в стані, коли можливо швидко зменшити навантаження. Кількість доступного резерву визначається фактичною потужністю об'єкта генерації і його здатністю реагувати при збільшенні частоти. Наразі немає LRRAS-ринку, але AEMO може укласти індивідуальний договір з постачальником LRRAS-послуги за цінами, які встановлюються AER
Диспетчерська підтримка (Dispatch support service – DSS)	Ці послуги гарантують AEMO підтримку напруги в енергосистемі для забезпечення її безпеки та надійності. Нині немає ринку DSS та процес їх закупівлі контролюється регулятором. На поточний момент ці послуги компенсують енергію, отриману від електростанцій в Мунгарре і Західному Калгурлі, і необхідні для вирішення проблем надійності регіональних мереж
Послуги перезапущу системи (System restart service – SRS)	Ці послуги надаються учасниками, забезпеченими чорним стартом, для перезапущу енергосистеми після повного (або часткового) відключення EE. Для можливості надання SRS-послуг об'єкти генерації повинні пройти тестування на перезапущ. Наразі немає SRS-ринку, а лише укладено 3 договори з постачальниками на надання послуг з перезапущу системи

ДОДАТКИ

Додаток А
Динаміка цін ЕЕ в європейському просторі

Таблиця Д.1

Динаміка цін базового навантаження ЕЕ у європейських країнах у 2017 – 2019 рр.

Країна	Q1 2017	Q2 2017	Q3 2017	Q4 2017	Q1 2018	Q2 2018	Q3 2018	Q4 2018	Q1 2019	Q2 2019	Q3 2019	Q4 2019
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
AT	43,5	30,8	36,8	36,2	36,6	35,9	54,4	59,9	45,0	36,9	38,2	40
BE	51,6	36	34,2	57,6	45,1	44,1	60,9	71,4	48,7	34,5	35,2	39,3
BG	41,6	35,4	39,5	40,7	33,9	33,9	35,5	51,6	47,4	41,2	54,3	46,6
CZ	42,3	33,4	36,4	35,9	37,3	36,8	54,5	55,8	44,5	36,6	40,5	39,3
DE-LU	41,3	28,7	32,7	33,9	35,6	36	53,5	52,7	40,9	35,7	37,4	36,7
DK	31	28,7	33,7	30,5	36,7	39,5	53,2	51,1	42,9	36,8	37,8	38,7
EE	33	30,9	36	33,1	41,9	42,1	53,5	50,7	47,7	42,7	48,9	44,1
ES	59,7	47,7	48,8	59,1	49,1	52,2	66,2	63	55,5	48,7	46,2	41,1
FI	33	30,9	35,9	33	42	42	53,5	50	47,5	37,3	47,8	43,5
FR	54,9	34,4	34,5	57,4	44,1	37,2	57,3	63	47,3	35,3	35,7	40,4
GR	59	47,2	52,1	60,5	49,8	55,8	67,1	70,7	68,0	65,5	62,4	59,5
HR					42,5	42,7	58,7	63,7	52,9	42,5	54,6	46,9
HU	58,2	42,1	51	50,1	39,5	41,8	58,1	64,4	54,2	43,3	56,4	47,3
IE	52,2	40,8	41,9	52,8	56,3	55,1		64,4	61,1	47,2	46,7	46,2

Наукове забезпечення лібералізації ринку електричної енергії України

Закінчення табл. Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
IT	57,4	44,9	51,6	61,8	54,3	53,4	68,9	72,2	59,4	51	51	48,1
LT	34,9	34,1	37,1	34,5	42,4	45	57,6	68,6	47,8	44,1	49	43,5
LV	34	34,1	37,1	33,6	42,4	44,9	57,5	54,9	48,0	44,1	49	43,9
NL	42,8	34,6	35,4	44,8	45,1	46,1	58,2	52,7	48,6	39,1	37,9	39,4
PL	36	35,6	38,4	40,2	44,2	49,4	59,3	60,7	50,7	56,4	57,9	49,1
PT	55,6	47,2	52,1	60,5	48,8	52,1	71,3	57,6	55,5	48,9	46,2	41
RO	55,1	41	50,2	47,6	35,1	36,8	55,6	63,1	54,0	41,3	58,7	47
SE	32	28,6	33,6	31,3	39,1	39	52,3	62,1	46,4	33,4	36,1	38,7
SL	55,7	40,9	49,8	51,7	41,2	41,2	58,8	63,2	52,7	42,3	53,7	46,2
SK	45,3	34,7	42,4	41,5	38,3	38,9	57,2	49,1	45,8	37,2	42	41
UK	55,8	46,6	48	56,6	59,6	60,1	69,4	59,4	59,2	47,6	42,6	46,7
NO	30,6	26,9	27,3	30	38	39,1	50,1	71	47,4	36,4	33,6	38,6

Таблиця Д.2
Кореляційний аналіз цін ЄЕ базового навантаження в європейському просторі у 2017 – 2019 рр.

Країни	AT	BE	BG	CZ	DE-LU	DK	EE	ES	FI	FR	GR	HR	HU	IE	IT	LT	LV	NL	PL	PT	RO	SE	SL	SK	UK	NO
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
AT	1,00	0,81	0,38	0,99	0,97	0,93	0,79	0,73	0,80	0,77	0,77	0,90	0,83	0,73	0,88	0,93	0,84	0,81	0,72	0,61	0,74	0,96	0,86	0,87	0,59	0,93
BE	0,81	1,00	0,12	0,78	0,79	0,67	0,43	0,88	0,50	0,90	0,57	0,76	0,63	0,82	0,95	0,68	0,51	0,87	0,40	0,74	0,49	0,79	0,72	0,71	0,76	0,79
BG	0,38	0,12	1,00	0,36	0,29	0,25	0,45	-0,07	0,41	0,38	0,61	0,55	0,67	0,23	0,17	0,45	0,36	-0,04	0,51	-0,21	0,76	0,33	0,58	0,21	-0,37	0,38
CZ	0,99	0,78	0,36	1,00	0,99	0,95	0,82	0,73	0,85	0,77	0,75	0,93	0,83	0,73	0,86	0,93	0,88	0,83	0,74	0,63	0,75	0,95	0,86	0,90	0,60	0,90
DE-LU	0,97	0,79	0,29	0,99	1,00	0,97	0,85	0,75	0,86	0,76	0,77	0,88	0,77	0,79	0,87	0,93	0,91	0,87	0,79	0,67	0,67	0,94	0,81	0,90	0,66	0,89
DK	0,93	0,67	0,25	0,95	0,97	1,00	0,91	0,64	0,92	0,61	0,73	0,84	0,68	0,76	0,77	0,93	0,96	0,85	0,82	0,57	0,58	0,94	0,70	0,86	0,65	0,88
EE	0,79	0,43	0,45	0,82	0,85	0,91	1,00	0,39	0,98	0,52	0,75	0,94	0,63	0,59	0,57	0,88	0,98	0,67	0,92	0,33	0,59	0,80	0,61	0,73	0,42	0,75
ES	0,73	0,88	-0,07	0,73	0,75	0,64	0,39	1,00	0,43	0,79	0,56	0,69	0,60	0,75	0,93	0,57	0,49	0,86	0,37	0,95	0,46	0,67	0,70	0,77	0,82	0,63
FI	0,80	0,50	0,41	0,85	0,86	0,92	0,98	0,43	1,00	0,57	0,68	0,90	0,66	0,65	0,61	0,86	0,96	0,72	0,83	0,38	0,61	0,84	0,65	0,78	0,50	0,76
FR	0,77	0,90	0,38	0,77	0,76	0,61	0,52	0,79	0,57	1,00	0,65	0,94	0,76	0,71	0,90	0,66	0,54	0,76	0,49	0,67	0,67	0,70	0,84	0,73	0,57	0,68
GR	0,77	0,57	0,61	0,75	0,77	0,73	0,75	0,56	0,68	0,65	1,00	0,75	0,74	0,58	0,69	0,75	0,74	0,62	0,83	0,46	0,71	0,69	0,73	0,67	0,33	0,72
HR	0,90	0,76	0,55	0,93	0,88	0,84	0,94	0,69	0,90	0,94	0,75	1,00	0,99	0,50	0,81	0,91	0,92	0,60	0,75	0,58	0,95	0,84	1,00	0,83	0,29	0,78
HU	0,83	0,63	0,67	0,83	0,77	0,68	0,63	0,60	0,66	0,76	0,74	0,99	1,00	0,41	0,73	0,74	0,65	0,52	0,59	0,52	0,98	0,72	0,99	0,81	0,24	0,66
IE	0,73	0,82	0,23	0,73	0,79	0,76	0,59	0,75	0,65	0,71	0,58	0,50	0,41	1,00	0,84	0,69	0,63	0,99	0,49	0,60	0,28	0,82	0,49	0,65	0,86	0,82
IT	0,88	0,95	0,17	0,86	0,87	0,77	0,57	0,93	0,61	0,90	0,69	0,81	0,73	0,84	1,00	0,74	0,63	0,90	0,53	0,83	0,60	0,83	0,82	0,83	0,77	0,80
LT	0,93	0,68	0,45	0,93	0,93	0,93	0,88	0,57	0,86	0,66	0,75	0,91	0,74	0,69	0,74	1,00	0,93	0,72	0,86	0,41	0,66	0,94	0,74	0,72	0,47	0,94

Закінчення табл. Д.2

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
LV	0,84	0,51	0,36	0,88	0,91	0,96	0,98	0,49	0,96	0,54	0,74	0,92	0,65	0,63	0,63	0,93	1,00	0,73	0,92	0,42	0,59	0,86	0,64	0,77	0,49	0,81	
NL	0,81	0,87	-0,04	0,83	0,87	0,85	0,67	0,86	0,72	0,76	0,62	0,60	0,52	0,99	0,90	0,72	0,73	1,00	0,57	0,80	0,37	0,83	0,61	0,81	0,93	0,78	
PL	0,72	0,40	0,51	0,74	0,79	0,82	0,92	0,37	0,83	0,49	0,83	0,75	0,59	0,49	0,53	0,86	0,92	0,57	1,00	0,27	0,55	0,70	0,56	0,59	0,27	0,72	
PT	0,61	0,74	-0,21	0,63	0,67	0,57	0,33	0,95	0,38	0,67	0,46	0,58	0,52	0,60	0,83	0,41	0,42	0,80	0,27	1,00	0,39	0,52	0,62	0,79	0,81	0,42	
RO	0,74	0,49	0,76	0,75	0,67	0,58	0,59	0,46	0,61	0,67	0,71	0,95	0,98	0,28	0,60	0,66	0,59	0,37	0,55	0,39	1,00	0,62	0,94	0,72	0,07	0,56	
SE	0,96	0,79	0,33	0,95	0,94	0,94	0,80	0,67	0,84	0,70	0,69	0,84	0,72	0,82	0,83	0,94	0,86	0,83	0,70	0,52	0,62	1,00	0,75	0,79	0,64	0,97	
SL	0,86	0,72	0,58	0,86	0,81	0,70	0,61	0,70	0,65	0,84	0,73	1,00	0,99	0,49	0,82	0,74	0,64	0,61	0,56	0,62	0,94	0,75	1,00	0,85	0,36	0,68	
SK	0,87	0,71	0,21	0,90	0,90	0,86	0,73	0,77	0,78	0,73	0,67	0,83	0,81	0,65	0,83	0,72	0,77	0,81	0,59	0,79	0,72	0,79	0,85	1,00	0,66	0,66	
UK	0,59	0,76	-0,37	0,60	0,66	0,65	0,42	0,82	0,50	0,57	0,33	0,29	0,24	0,86	0,77	0,47	0,49	0,93	0,27	0,81	0,07	0,64	0,36	0,66	1,00	0,57	
NO	0,93	0,79	0,38	0,90	0,89	0,88	0,75	0,63	0,76	0,68	0,72	0,78	0,66	0,82	0,80	0,94	0,81	0,78	0,72	0,42	0,56	0,97	0,68	0,66	0,57	1,00	

Додаток Е
Диференціація цін ЄЕ в європейському просторі

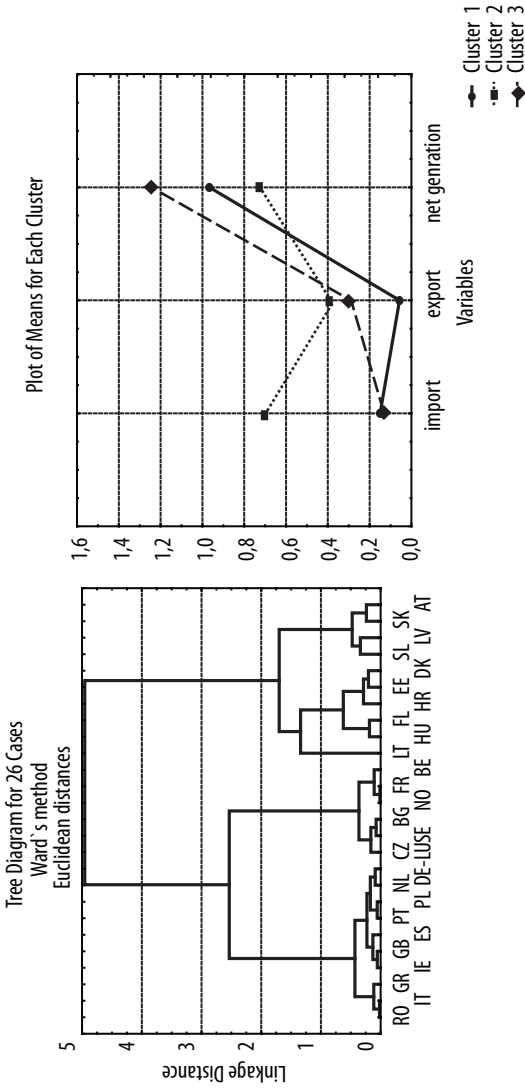


Рис. Е.1. Кластерний аналіз національних РЕЕ ЄС за споживчою орієнтацією у 3 кварталі 2019 р.

Таблиця Е.1

Кластеризація європейських країн за споживчою орієнтацією РЕЕ та визначення рівня цінової диференціації у 3 квартали 2019 р.

№ з/п	Орієнтація кластера	Члени кластера	Кількість членів	Середні значення, %			Ціна ЕЕ, Євро/МВт·год		
				імпорт	експорт	чиста генерація	мін.	макс.	сер.
1	Експортна	CZ, SE, BG, NO, FR, BE	6	9	29	127	33,6	54,3	39,2
2	Імпортна	LT, HU, FI, HR, EE, DK, SL, LV, SK, AT	10	64	34	76	37,8	56,4	47,7
3	Внутрішня	RO, IT, GR, IE, GB, ES, PT, PL, DE-LU	10	13	6	99	37,4	62,4	48,7

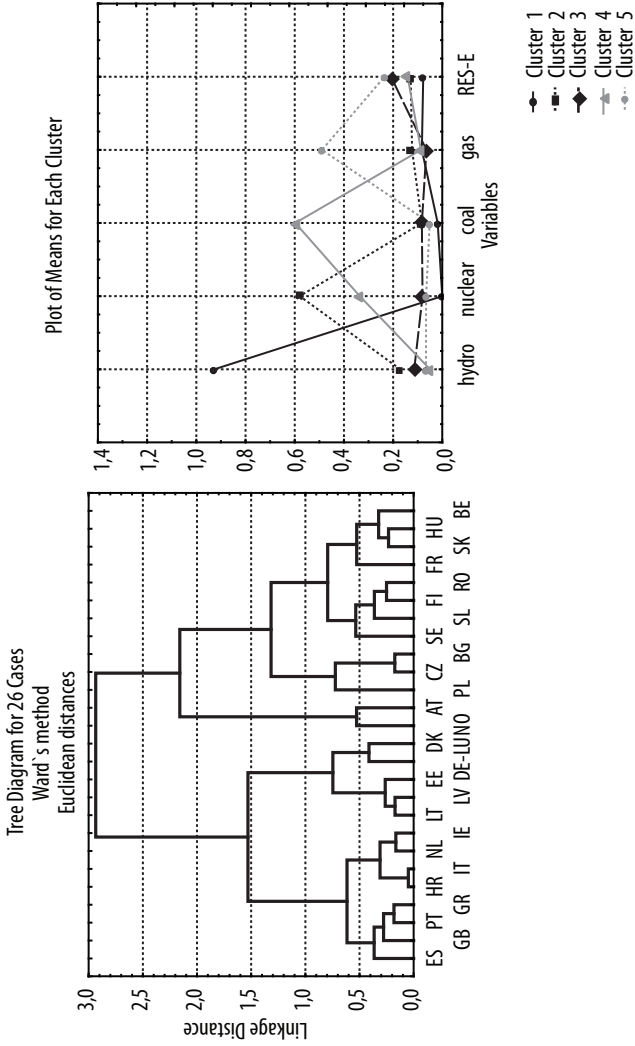


Рис. Е.2. Кластерний аналіз національних РЕЕ ЄС за виробничою орієнтацією РЕЕ у 3 кварталі 2019 р.

Таблиця Е.2
 Кластеризація європейських країн за виробничою орієнтацією РЕЕ та визначення рівня цінової диференціації
 у 3-му кварталі 2019 р.

№ з/п	Орієнтація кластера	Члени кластера	Кількість членів	Середні, %				Ціна ЕЕ, Євро/МВт-год			
				гідро-	атомна	вугільна	газова	зелена	мін.	макс.	сер.
1	Гідро-	NO, AT	2	93	0	2	8	8	33,6	38,2	35,9
2	Атомна	SL, RO, FI, FR, SK, HU, BE, SE	8	17	50	10	11	14	35,2	58,7	45,7
3	Зелена	LT, LV, EE, DK, DE-LU	5	6	3	6	16	24	37,4	49,1	44,4
4	Газова	HR, IT, NL, IE, PT, GR, GB, ES	8	6	10	6	46	22	37,9	62,4	49,0
5	Вугільна	PL, BG, CZ	3	5	34	60	9	14	40,5	57,9	50,9

ДОДАТКИ

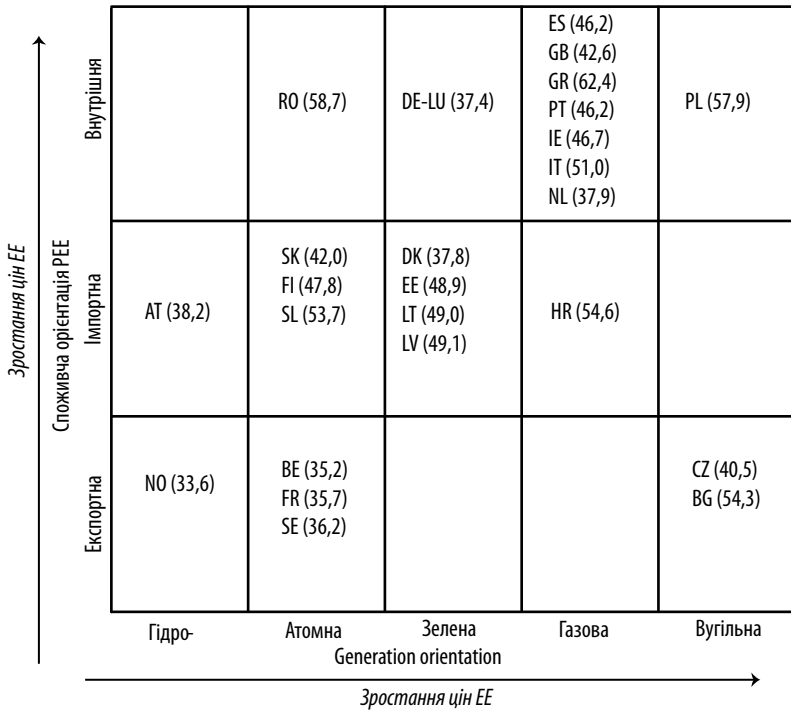


Рис. Е.3. Матриця диференціації цін ЕЕ в ЄС у площині «споживча – виробнича» орієнтація РЕЕ у 3 кварталі 2019 р.

Наукове видання

САЛАШЕНКО Тетяна Ігорівна

**Наукове забезпечення лібералізації ринку
електричної енергії України**

Монографія

Підписано до друку 03.09.2020 р. Формат 60 x 84/16. Папір офсетний.
Гарнітура ArnoPro. Друк цифровий. Ум. друк. арк. 25,1.
Обл.-вид. арк. 31,6. Наклад 300 прим. Зам. № 1692.

ФОП Лібуркіна Л. М.
Свідоцтво про внесення суб'єкта видавничої справи до державного реєстру
видавців, виготівників і розповсюджувачів видавничої продукції
від 12.02.2003 р., серія ХК № 76
61002, м. Харків, вул. Маршала Бажанова, 28.
Надруковано у ФОП Рубашкін Д. Ю.