

Салашенко Т. І.

**РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ
ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ:
ТЕОРЕТИКО-МЕТОДИЧНІ ЗАСАДИ СТАЛОГО
РОЗВИТКУ В УМОВАХ ЄВРОПЕЙСЬКОЇ ІНТЕГРАЦІЇ**

Монографія

Частина I

Salashenko T.

**DEVELOPING UKRAINE'S COMPETITIVE ELECTRICITY MARKET:
THEORETICAL AND METHODOLOGICAL FRAMEWORK FOR
SUSTAINABLE DEVELOPMENT AMID EUROPEAN INTEGRATION**

Monograph

Part I

**Харків
2026**

УДК 338.45:621.31:339.137.2:502.131.1

C16

Рекомендовано рішенням вченої ради Науково-дослідного центру індустріальних проблем розвитку НАН України (протокол № 7 від 25.05.2026 р.)

Рецензенти: **Пімоненко Тетяна Володимирівна** – доктор економічних наук, професор, завідувач кафедри маркетингу Сумського державного університету (м. Суми);

Запорожець Артур Олександрович – доктор економічних наук, старший дослідник, заступник директора з науково-організаційної роботи Інституту загальної енергетики НАН України (м. Київ);

Гораль Ліліана Тарасівна – доктор економічних наук, професор, професор кафедри фінансів Карпатського національного університету імені Василя Стефаника (м. Івано-Франківськ)

Салашенко Т. І.

C16 Розвиток конкурентного ринку електроенергії України: теоретико-методичні засади сталого розвитку в умовах європейської інтеграції (частина І) : монографія. Харків : ФОП Лібуркіна Л. М., 2026. 432 с.
Укр. мова

ISBN 978-617-7801-61-9

DOI: <https://doi.org/10.32983/978-617-7801-61-9>

УДК 38.45:621.31:339.137.2:502.131.1

ISBN 978-617-7801-61-9

© Салашенко Т. І., 2026

© ФОП Лібуркіна Л. М., 2026

Анотація

Монографію присвячено теоретичному обґрунтуванню та розробленню методичного забезпечення розвитку конкурентного ринку електричної енергії України з урахуванням національних інтересів сталого розвитку електроенергетичної системи в умовах європейської інтеграції. Узагальнено світовий досвід становлення конкурентних моделей ринку електроенергії та визначено ключові детермінанти їх формування. Розкрито інституційні, організаційно-правові й економічні засади функціонування ринків електричної енергії в країнах ЄС та України. У роботі здійснено аналіз тенденцій розвитку електроенергетики України у європейському енергетичному просторі, виявлено структурні протиріччя функціонування національного ринку електроенергії та обґрунтовано методичні підходи до оцінки сталості розвитку електроенергетичних систем. Проведено діагностику функціонування ринку електричної енергії України в умовах імплементації європейської моделі організації ринкових відносин. Обґрунтовано концепцію конкурентного ринку електричної енергії України та визначено організаційно-економічні складові механізму його функціонування, зокрема розвиток товарного ринку електроенергії та ринку потужностей. Розроблено методичні підходи до оцінки електроенергетичної безпеки, прогнозування адекватності розвитку генеруючих потужностей та економічного обґрунтування сталості технологій електрогенерації протягом їх життєвого циклу.

Результати дослідження можуть бути використані органами державної влади та регулювання, учасниками ринку електроенергії, науковими установами та закладами вищої освіти під час формування та реалізації політики розвитку електроенергетики України, удосконалення ринкових механізмів функціонування ринку електричної енергії та забезпечення сталого розвитку електроенергетичної системи.

Ключові слова: ринок електричної енергії; конкуренція; електроенергетична система; сталий розвиток; європейська інтеграція; постнеоліберальна парадигма; декомпозиційний аналіз; багатоцільова оптимізація; результативність ринку; електроенергетична безпека; адекватність розвитку; цільове прогнозування; нормована вартість електроенергії; життєвий цикл.

Abstract

The monograph is devoted to the theoretical substantiation and development of methodological support for the development of a competitive electricity market in Ukraine, taking into account the national interests of the sustainable development of the electric power system in the context of European integration. The global experience of establishing competitive electricity market models is summarized, and the key determinants of their formation are identified. The institutional, organizational, legal, and economic foundations of the functioning of electricity markets in the EU countries and Ukraine are revealed. The study analyzes the trends in the development of Ukraine's electric power sector within the European energy space, identifies structural contradictions in the functioning of the national electricity market, and substantiates methodological approaches to assessing the electric power system sustainability. A diagnosis of the functioning of the electricity market in Ukraine under the conditions of implementing the European model of market relations organization is carried out. The concept of a competitive electricity market in Ukraine is substantiated, and the organizational and economic components of the mechanism for its functioning are determined, including the development of the energy-only and the capacity markets. Methodological approaches to assessing electricity security, forecasting the adequacy of generation capacity development, and economically substantiating the sustainability of electricity generation technologies throughout their life cycle are developed.

The results of the research can be used by public authorities and regulatory bodies, electricity market participants, research and higher education institutions in the formation and implementation of policies for the development of Ukraine's electric power sector, the improvement of market mechanisms for the functioning of the electricity market, and the ensuring of sustainable development of the electric power system.

Keywords: electricity market; competition; electric power system; sustainable development; European integration; post-neoliberal paradigm; decomposition analysis; multi-objective optimization; market performance; electricity security; generation adequacy; target forecasting; levelized cost of electricity life cycle.

ЗМІСТ

Частина I

Вступ.....	11
Розділ 1. Теоретичне забезпечення та світова практика з формування моделей конкурентного ринку електричної енергії.....	14
1.1. Обґрунтування ключових детермінант моделі конкурентного ринку електричної енергії.....	14
1.2. Європейська модель конкурентного ринку електричної енергії.....	38
1.3. Американська та австралійська моделі конкурентного ринку електричної енергії.....	66
Висновки до розділу 1.....	98
Список використаних джерел до розділу 1.....	100
Розділ 2. Організаційно-правове забезпечення формування ринків електричної енергії у країнах ЄС та Україні.....	116
2.1. Параметрична ідентифікація товарних ринків електричної енергії в країнах ЄС.....	116
2.2. Організація та регулювання товарного ринку електричної енергії в Україні.....	142
2.3. Ринкові механізми підтримки розвитку електроенергетики в Європі та Україні.....	166
Висновки до розділу 2.....	190
Список використаних джерел до розділу 2.....	193
Розділ 3. Теоретико-методичні положення з аналізу тенденцій розвитку електроенергетики України в європейському просторі.....	205
3.1. Декомпозиційний аналіз фундаментальних зрушень у розвитку електроенергетики ЄС.....	205

3.2. Визначення протиріч розвитку електроенергетики України в європейському просторі	229
3.3. Теоретико-методичні положення з оцінки сталості розвитку електроенергетичних систем у регіональному просторі.....	262
Висновки до розділу 3.....	293
Список використаних джерел до розділу 3	296
Розділ 4. Діагностика функціонування ринку електричної енергії України за європейської моделі	310
4.1. Аналіз тенденцій розвитку строкової торгівлі електроенергією в Україні.....	310
4.2. Аналітичне забезпечення з моніторингу ринку електричної енергії країни	340
4.3. Методичний підхід до оцінки результативності ринку електричної енергії	398
Висновки до розділу 4.....	425
Список використаних джерел до розділу 4	427

Частина II

Розділ 5. Теоретичне обґрунтування складових конкурентного ринку електричної енергії України	7
5.1. Концепція конкурентного ринку електричної енергії України.....	7
5.2. Організаційні положення з розвитку товарного ринку електричної енергії України	28
5.3. Організаційно-економічні складові механізму функціонування ринку потужностей України	53
Висновки до розділу 5.....	71
Список використаних джерел до розділу 5	74

Розділ 6. Методичні засади прогнозування та економічного обґрунтування сталого розвитку електроенергетики в ринкових умовах.....	81
6.1. Методичні положення з оцінки електроенергетичної безпеки України.....	81
6.2. Методичне забезпечення з прогнозування адекватності розвитку генеруючих потужностей України.....	98
6.3. Методичний підхід до економічної оцінки сталості технологій електрогенерації протягом життєвого циклу.....	151
Висновки до розділу 6.....	184
Список використаних джерел до розділу 6.....	187
ВИСНОВКИ.....	193
ДОДАТКИ.....	201

CONTENTS

Part I

Introduction.....	11
Section 1. Theoretical basis and global practice in forming models of competitive electricity markets	14
1.1. Substantiation of the key determinants of the competitive electricity market model	14
1.2. European model of the competitive electricity market	38
1.3. American and Australian models of the competitive electricity market.....	66
Conclusions to Section 1	98
List of references for Section 1.....	100
Section 2. Organizational and legal support for the formation of electricity markets in the EU countries and Ukraine	116
2.1. Parametric identification of the energy-only markets in the EU countries.....	116
2.2. Organization and regulation of the energy-only market in Ukraine.....	142
2.3. Market mechanisms supporting the development of the electric power sector in Europe and Ukraine	166
Conclusions to Section 2	190
List of references for Section 2.....	193
Section 3. Theoretical and methodological provisions for analyzing trends in the development of Ukraine's electric power industry in the european space	205
3.1. Decomposition analysis of fundamental shifts in the development of the EU electric power industry.....	205

3.2. Identification of contradictions in the development of Ukraine's electric power industry in the European space	229
3.3. Theoretical and methodological provisions for assessing the sustainability of the development of electric power systems in the regional space	262
Conclusions to Section 3	293
List of references for Section 3.....	296
Section 4. Diagnostics of the functioning of the Ukrainian electricity market according to the European model	310
4.1. Analysis of trends in forward electricity trading in Ukraine.....	310
4.2. Analytical support for monitoring the country's electricity market.....	340
4.3. Methodological approach to assessing the performance of the country's electricity market	398
Conclusions to Section 4	425
List of references for Section 4.....	427

Part II

Section 5. Theoretical substantiation of the components of the competitive electricity market in Ukraine	7
5.1. Conception of the competitive electricity market in Ukraine.....	7
5.2. Organizational provisions for the development of the energy-only market in Ukraine	28
5.3. Organizational and economic components of the mechanism for the functioning of the capacity market in Ukraine.....	53
Conclusions to Section 5	71
List of references for Section 5.....	74

Section 6. Methodological principles of forecasting and economic substantiation of sustainable development of the electricity sector under market conditions.....	81
6.1. Methodological provisions for assessing Ukraine's electricity security	81
6.2. Methodological support for forecasting the adequacy of the development of generating capacities in Ukraine.....	98
6.3. Methodological approach to the economic assessment of the sustainability of electricity generation technologies throughout the life cycle	151
Conclusions to Section 6	184
List of references for Section 6.....	187
CONCLUSIONS	193
APPENDICES	201

ВСТУП

Україна впровадила європейську модель конкурентного ринку електричної енергії у липні 2019 року, проте зробила це на квазіконкурентній основі. Норми, закріплені Четвертим енергетичним пакетом, досі залишаються неімплементованими. Постійні зміни в регуляторному полі та зовнішні шоки – пандемія COVID-19, європейська енергетична криза, повномасштабна війна – призводять до хаотичної трансформації ринку електроенергії. Це унеможливорює забезпечення його інвестиційної привабливості електрогенерації в Україні та сталого й адекватного розвитку електроенергетичної системи. Стимувальним чинником залишаються суворі цінові обмеження, які викривляють цінові сигнали, підвищують ризики маніпуляцій, провокують критичні фізичні дисбаланси та накопичення фінансових розривів між сегментами ринку. Рівень імплементації норм ЄС у сфері реформування конкурентного ринку електричної енергії демонструє регрес: 77 % – у 2023 р., 46 % – у 2024 р., що є гіршим показником за довоєнний рівень 51 % у 2021 р.

Повномасштабне вторгнення РФ в Україну різко змінило патерни споживання в електроенергетичній системі: у 2022 р. споживання електроенергії в Україні скоротилося на 31,5 %, а у 2023 р. – ще на 6,5 %, а також обумовило критичну залежність від імпорту електроенергії – до 4,4 ТВтг. Водночас структурні диспропорції на ринку електроенергії України виявилися ще гострішими: обсяг торгів на ринку двосторонніх договорів скоротився на 80 %, на ринку на добу наперед – на 67 % у 2023 р. порівняно з аналогічним довоєнним періодом, призвівши до перетікання цих обсягів на внутрішньодобовий та балансуєчий сегменти ринку.

Проблема розбудови конкурентних ринків електроенергії гостро постає як перед зарубіжними науковцями (Akbari-Dibavar, Ahlqvist V., Blazquez J., Felling T., Matenli A., Maize K., Pollitt M. G., Roldán-Blay, Sarfati M., Yin S. та ін.), так і перед українськими дослідниками

(В. Бараннік, В. Блінов, М. Кизим, О. Люльов, В. Микитенко, А. Немировський, Є. Парус, А. Токаєв, Н. Савіна, І. Сотник, О. Суходоля, О. Трофименко, В. Хаустова, В. Шкарупило та ін.). Попри значну увагу до цієї проблематики, вона залишається складною і недостатньо вирішеною, що зумовлено як багатовимірністю процесу побудови ринків електричної енергії, так і необхідністю одночасного балансування комерційних та фізичних потоків електроенергії. Означене вимагає перегляду наукових підходів до їх формування та розвитку з метою забезпечення конкуренції між виробниками за найдешевшу електроенергію та гарантування сталості розвитку електроенергетичної системи.

Метою дослідження є обґрунтування теоретичних положень і формування методичного забезпечення щодо розвитку конкурентного ринку електричної енергії України з урахування національних інтересів сталого розвитку електроенергетичної системи.

Монографія складається з шести розділів, у яких послідовно розкриваються теоретичні, методичні та прикладні аспекти формування та розвитку конкурентного ринку електричної енергії України.

У *першому розділі* монографії досліджено теоретичні засади та світовий досвід формування моделей конкурентного ринку електричної енергії. Обґрунтовано ключові детермінанти побудови конкурентної моделі ринку електроенергії, розглянуто еволюцію організації ринкових відносин в електроенергетиці та узагальнено особливості функціонування європейської, американської та австралійської моделей ринків електроенергії.

У *другому розділі* розкрито організаційно-правові засади функціонування ринків електроенергії в країнах ЄС та Україні. Проаналізовано параметричні характеристики товарних ринків електроенергії в ЄС, досліджено інституційні особливості функціонування національного ринку електричної енергії та визначено ринкові механізми підтримки розвитку електроенергетики.

У *третьому розділі* здійснено аналіз тенденцій розвитку електроенергетики України у європейському енергoprосторі. Проведено

декомпозиційний аналіз структурних змін у розвитку електроенергетики країн ЄС, виявлено протиріччя функціонування електроенергетики України в умовах європейської інтеграції та запропоновано методичні підходи до оцінки сталості розвитку електроенергетичних систем.

У *четвертому розділі* проведено діагностику функціонування ринку електроенергії України в умовах імплементації європейської моделі ринкових відносин. Проаналізовано тенденції розвитку строкової торгівлі електроенергією, розроблено аналітичне забезпечення моніторингу ринку електричної енергії та запропоновано методичний підхід до оцінки результативності його функціонування.

У *п'ятому розділі* обґрунтовано концепцію конкурентного ринку електричної енергії України на постнеоліберальній основі та організаційно-економічні складові механізму функціонування ринку потужностей як інструменту забезпечення адекватного розвитку електроенергетичної системи.

У *шостому розділі* розроблено методичні засади прогнозування та економічного обґрунтування сталого розвитку електроенергетики в ринкових умовах. Запропоновано підходи до оцінки електроенергетичної безпеки, прогнозування адекватності розвитку потужностей та економічної оцінки сталості технологій електрогенерації протягом їх життєвого циклу.

Розділ 1

ТЕОРЕТИЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ТА СВІТОВА ПРАКТИКА З ФОРМУВАННЯ МОДЕЛЕЙ КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

1.1. Обґрунтування ключових детермінант моделі конкурентного ринку електроенергії

Сучасне суспільство і методи виробництва неможливі без електричної енергії (ЕЕ), яка представляє вторинне джерело енергії, що отримується в результаті перетворення викопних паливно-енергетичних ресурсів (ВПЕР), альтернативних видів палива (АВП) та відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), таких як: вугілля, природний газ, нафта, ядерна енергія, біопаливо, відходи, енергія вітру, сонця тощо. На відміну від ВПЕР, це не фізична речовина, яку можна легко зберігати, а фізичний процес, який відбувається у всіх пристроях, що її генерують, та на всіх кабелях, які її переносять, 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 одноступінчастих механізмах. ЕЕ є здатність здійснювати роботу в будь-який момент в майбутньому (робота – це застосування сили на відстані)» [2].

ЕЕ – унікальний товар, який має такі властивості [1–8]:

- 1) не може зберігатися в економічно ефективний спосіб (єдність виробництва та 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. Акумуляторні станції тільки розвиваються та потребують ринкових механізмів підтримки для економічної ефективності операціонування;
- 2) для її доставки потрібна система мереж, до якої одночасно підключені всі учасники, що створюють додану вартість, – від виробника до кінцевих споживачів;
 - 3) майже не існує прямих фізичних взаємозв'язків між споживачем і виробником (окремі винятки існують);
 - 4) споживається протягом десятої частки секунди з моменту її генерації (швидкість 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) обирає маршрут транспортування з найменшим опором і не обов'язково за лініями, обумовленими в контрактах. Потік ЕЕ в мережі не можливо контролювати, так що споживачі отримують її із змішаних джерел;
 - 8) неможливо нарощувати виробництво ЕЕ з ініціативи електрогенеруючих станцій;
 - 9) найчастіше оплата ЕЕ відбувається після її споживання.

Зазначені властивості й формують особливості побудови електроенергетичного ланцюга, який складається з чотирьох послідовних стадій / видів діяльності (рис. 1.1).

Електрогенерація – перетворення ВПЕР, АВП та ВДЕ на ЕЕ. Виробники ЕЕ оцінюються за їх генеруючими потужностями (ГП), тобто максимальною потужністю, яку вони можуть виробляти, а електрогенерація відрізняється за режимом гнучкості, з якою може працювати (базова, пікова, напівпікова) [10].

Передача ЕЕ – транспортування ЕЕ магістральними високовольтними мережами у центри розподілу ЕЕ. Високовольтні напруги, від

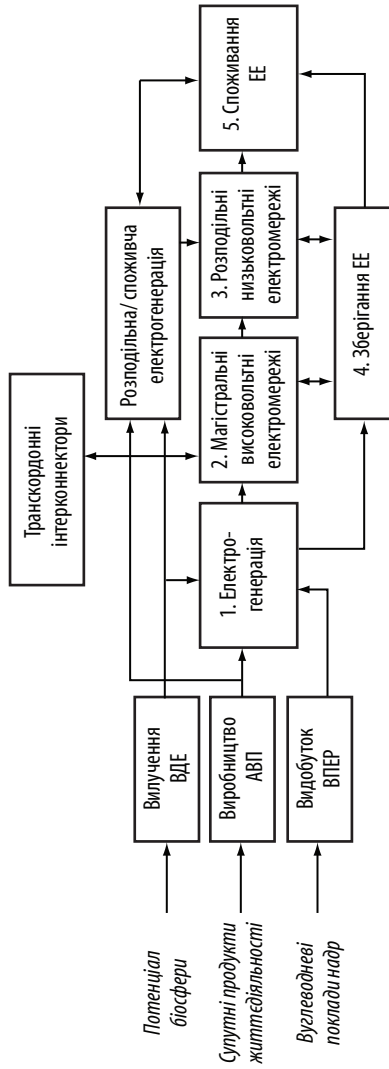


Рис. 1.1. Агрегована схема формування електроенергетичного ланцюга

Джерело: побудовано автором за [3; 4; 5; 9]

220 кВ до 1 000 кВ, які використовуються для зниження втрат при передачі ЕЕ на великі відстані.

Розподіл ЕЕ – процес транспортування ЕЕ низьковольтними лініями кінцевим споживачам. Малі ГП (розподільна / споживча електрогенерація) зазвичай приєднуються до розподільних мереж.

Зберігання ЕЕ – накопичення ЕЕ на акумуляторних електростанціях в моменти надмірного її виробництва з метою її видалення в період надмірного споживання. Такими об'єктами виступають гідроакумуляуючі станції, які в моменти надмірного виробництва ЕЕ в мережі працюють у насосному режимі, перекачуючи воду із нижнього до верхнього водосховища, а в моменти надмірного споживання працюють у генераторному режимі. Останнім часом все більших темпів набуває розвиток акумуляторних систем зберігання.

Споживання ЕЕ є завершальною стадією електроенергетичного ланцюга та залежить від потужності приєднаних приладів і потреб споживачів у конкретний момент часу. Зазвичай промислові об'єкти мають більш рівномірний графік споживання, тоді як для побутових споживачів та сфери послуг він є значно диференційованим за годинами доби.

Наведені стадії відображають лише фізичні потоки ЕЕ, тоді як окремо ще доцільно відрізнити (а) комерційні потоки, які виникають безпосередньо на ринку електроенергії (РЕЕ) та призначені для забезпечення економічної ефективності купівлі-продажу ЕЕ між учасниками РЕЕ (операторами різних потужностей, а також трейдерами та постачальниками), а також (б) управлінські, які спрямовані на балансування та гарантування безпеки електроенергетичної системи (допоміжні послуги, управління попитом, агрегація).

Наразі у світі немає усталеної думки – чи є ЕЕ товаром або послугою. Розмежування між товаром і послугою має важливе значення, оскільки міжнародні договори передбачають різні норми і режим для торгівлі товарами і 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 по тарифам 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; 11]. У Гармонізованій системі опису та кодування товарів СОТ (HS WCO) ЕЕ класифікується за групою 27.16 [12], 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]. Згідно із законодавством України ЕЕ, що виробляється на об'єктах електроенергетики (електростанціях, електропідстанціях, електромережі), є товаром, призначеним для купівлі-продажу [13], тобто йдеться виключно про фізичний ланцюг ЕЕ та властиві йому комерційні транзакції, який формує товарний РЕЕ. Тоді як решта визначаються як послуги, що включають управлінські послуги та пов'язані із ними комерційні транзакції, призначені для забезпечення сталого, ефективного та транспарентного функціонування фізичного ланцюга ЕЕ та товарного РЕЕ – послуги із розподілу пропускної потужності, допоміжні послуги із балансування, а також послуги із розвитку потужностей [14]. Ці характеристики й формують проблемне поле дослідження конкурентного РЕЕ, яке визначається за його елементами (рис. 1.2).

На товарному РЕЕ відбувається торгівля активною ЕЕ із заданими властивостями частоти та напруги, на ринку допоміжних послуг (РДП) – торгівля послугами для забезпечення нормальної якості 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 генеруючих потужностей (РП), що обумовлено

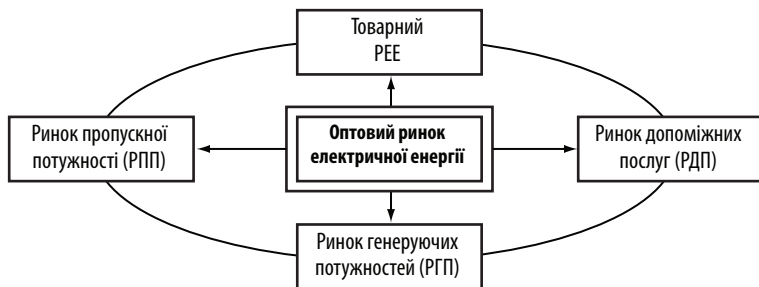


Рис. 1.2. Атрибутивні складові конкурентного РЕЕ

Джерело: побудовано автором за [1–7; 15–18]

потребами адекватного розвитку енергосистеми для середньо- і довгострокового задоволення споживчих потреб в ЕЕ. До того ж забезпечення економічно вигідних і технічно можливих перетікань ЕЕ як всередині енергосистеми, так і з суміжними енергосистемами є завданням ринку пропускних потужностей (РПП) [3; 5; 7].

Отже, економічний механізм конкурентного РЕЕ містить складові торгівлі ЕЕ на: (1) товарному РЕЕ, де торгується товарна ЕЕ; (2) ринку допоміжних послуг (РДП) – для забезпечення параметрів якості ЕЕ; (3) ринку пропускних потужностей (РПП) – для забезпечення фізичних перетоків ЕЕ в енергосистемі та через її межі; (4) ринку генеруючих потужностей (РГП) – для забезпечення адекватного задоволення енергетичних потреб сьогодення та в майбутньому. Усі ці складові мають бути узгоджені та взаємопов'язані одна з одною.

Розвиток конкурентних РЕЕ пов'язаний із 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 к. XX ст.) домінування монополістичних структур на РЕЕ пояснювалося пріоритетами цілей безпеки енергопостачання над цілями економічної ефективності, а іноді – й соціальної доступності. Довгий період панування політики протекціонізму в енергетичній сфері зумовив низьку економічну

ефективність на різних стадіях електроенергетичного ланцюга, дефіцит інвестицій для розвитку, відсутність права вибору у споживача енергопостачальника і його незадоволеність якістю енергетичних послуг, а також перехресним субсидуванням між споживачами, що усі разом підживляли авторитет вертикально-інтегрованих енергетичних компаній в енергетичній сфері та ініціювали необхідність розвитку конкуренції [15–17]. У результаті на зміну традиційного підходу до електропостачання, як обов'язку держави (*service of public interests*), необхідного для нормального функціонування суспільства, прийшло розуміння того, що ЕЕ – це комерційний продукт, а РЕЕ може і має право функціонувати на конкурентних засадах [17; 19].

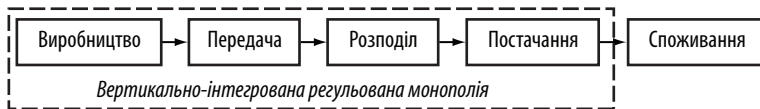
Відкриття конкуренції на енергетичних ринках було об'єктивно обумовленим задля отримання суб'єктами енергобізнесу істотної вигоди від ринкової торгівлі для [3; 5]: підвищення надійності енергопостачання; зростання економічної ефективності електрогенерації; зниження потреб резервних генеруючих потужностей і скорочення пікових навантажень; згладжування різниці у цінах на ЕЕ у різних регіонах; підвищення ефективності інвестування в електроенергетичну систему.

Міжнародне енергетичне агентство (МЕА) виділило 7 етапів формування конкурентного РЕЕ [20]:

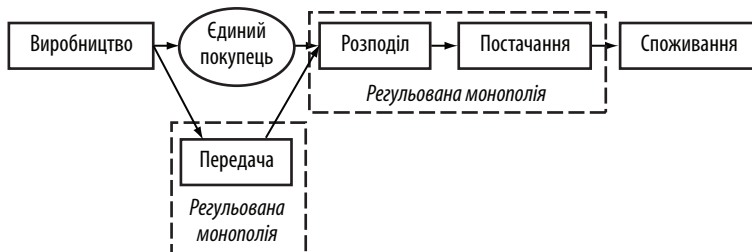
- існування вертикально-інтегрованої енергетичної компанії, яка володіє всіма ланками електроенергетичного ланцюга;
- поява та зростання кількості незалежних виробників ЕЕ;
- розмежування комерційних (виробництво та постачання) та операційних (транспортування та розподіл) функцій на РЕЕ;
- відкриття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

Розділ 1. Теоретичне забезпечення та світова практика з формування моделей ...

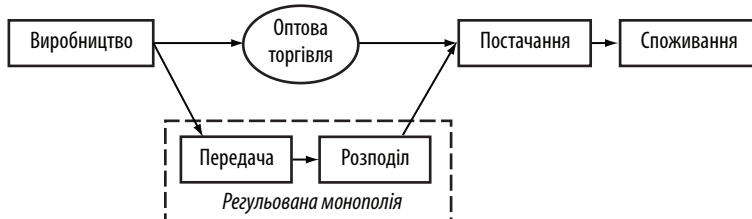
Еволюція РЕЕ у світі засвідчує їхній поступовий перехід до більш прогресивних конкурентних моделей (рис. 1.3) [20; 21]:



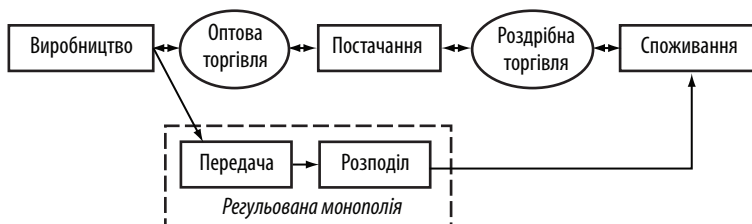
а) регульована монополія



б) модель єдиного покупця



в) конкурентний оптовий РЕЕ



г) конкурентні оптові та роздрібні ринки РЕЕ

Рис. 1.3. Принципові моделі організації РЕЕ

Джерело: побудовано автором за [20; 21]

- 1) регульована монополія – ринок представлений єдиною вертикально-інтегрованою компанією, в «руках» якої знаходяться всі ланки електроенергетичного ланцюга щодо власності, управління та фінансового менеджменту активів (рис. 1.3а);
- 2) модель єдиного покупця (рис. 1.3б) – організований за принципом енергетичного пулу, який накладає «зобов'язання з продажу ЕЕ через централізований односторонній аукціон, який визначає ціни й обсяги купівлі в окремих продавців на наступний контрактний період»;
- 3) конкурентний оптовий ринок (рис. 1.3в) – вільне ціноутворення між оптовими продавцями та покупцями ЕЕ. Загальноприйнятими є дві форми організації конкурентного оптового РЕЕ – двостороння торгівля на основі прямих договорів і біржова торгівля (двосторонній аукціон);
- 4) конкурентні оптові та роздрібні ринки (рис. 1.3г) – підкріплення попередньої моделі конкуренції на роздрібному РЕЕ, у результаті чого споживачі отримують можливість вільно обирати постачальника ЕЕ, спираючись на контрактні умови її постачання.

Лібералізація на оптовому рівні передбачає становлення 3-ї моделі (однак, як доводить практика, односторонній аукціон також може сприяти розвитку конкуренції за певних умов), а роздрібного РЕЕ – 4-ї моделі конкурентного РЕЕ.

Наразі відбувається подальша еволюція електроенергетичних ланцюгів, що обумовлює децентралізацію конкурентних відносин на РЕЕ. Як зазначає МЕА, світ переходить до електрифікованої енергетичної системи з високим вмістом ВДЕ, що вимагає еталонної енергетичної політики, заснованої на розвитку всіх форм гнучкості системи, таких як вдосконалення електромереж і передових технологій [22]. Сучасна модель РЕЕ має слугувати інструментом для сприяння реалізації такої політики, прокладаючи учасникам ринку шлях до бажаного майбутнього. Проте існують перешкоди переходу до «зеленої» енергетики, які гальмують процеси лібералізації, тому потрібні нові мо-

делі конкурентного РЕЕ [23]. Для вирішення цих проблем необхідні такі кроки: (i) реформування ринкових зон, (ii) наближення торгівлі до реального часу, (iii) підвищення еластичності попиту [24].

Такою 5-ю моделлю вчені Енергетичного інституту Техаського університету вбачають модель проактивного споживача, в якій відбувається посилення ролі прос'юмерів, двонаправлених енергетичних потоків ЕЕ, розподіленої електрогенерації, і розгортання технологій електрозберігання [21]. Така модель може бути подана в схематичному виді на *рис. 1.4*.

Створення конкурентного оптового РЕЕ передбачає змістове наповнення його моделі, серед яких виділяються два підходи до її формування: централізований та децентралізований, які передбачають два різні підходи до узгодження фізичних та комерційних потоків ЕЕ (*табл. 1.1*).

Кожен із цих підходів має свої переваги та недоліки та потребує подальшого вдосконалення та пошуку компромісу між ними, що є завданням наукового пошуку.

У цьому дослідженні пропонується та обґрунтовується, що процес вибору моделі до формування конкурентного РЕЕ повинен спиратися на 7 ключових детермінант, які взаємопов'язують фізичні та комерційні потоки ЕЕ та містять [29; 30]:

- спосіб диспетчеризації;
- географічне розмежування системи;
- тип ринкової інфраструктури;
- форми торгівлі ЕЕ як товаром;
- часову сегментацію ЕЕ;
- методи ціноутворення ЕЕ;
- диверсифікацію продуктового портфеля ЕЕ.

Таке розуміння забезпечує рефлексію формування ключових / атрибутивних елементів його конкурентної моделі (*рис. 1.5*).

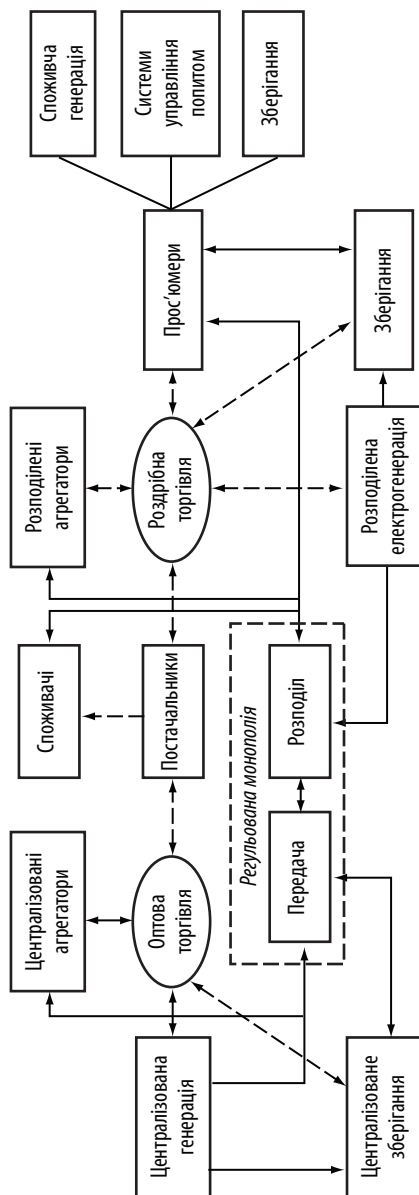


Рис. 1.4. Нова модель конкурентного РРЕ

Джерело: побудовано автором за [21]

Таблиця 1.1

Теоретичні підходи до формування конкурентної моделі оптового РЕЕ

Критерій	Децентралізований підхід	Централізований підхід
1	2	3
Координація фізичних і комерційних потоків РЕЕ	Координація фізичних потоків РЕЕ на строкових і спотових сегментах РЕЕ не існує (до реального часу фізичної поставки)	Фізичні та комерційні потоки РЕЕ скоординовані на спотових сегментах РЕЕ
Спосіб диспетчеризації	Самодиспетчеризація – виробники РЕЕ самостійно визначають оптимальний профіль навантаження	Централізована диспетчеризація – оператор системи від імені споживачів визначає економічно доцільний та технічно можливий профіль навантаження виробників
Тип ринкової інфраструктури	Оператор системи традиційно поєднаний із оператором передачі та відділений від оператора ринку	Оператор системи традиційно відділений від оператора передачі та уособлює оператора ринку
Втручання оператора системи в діяльність РЕЕ	Не може впливати на результати торгів на РЕЕ до настання реального часу фізичної поставки РЕЕ	Може втручатися в результати торгів на окремих часових сегментах РЕЕ
Збалансованість ринку	Строкові та спотові сегменти РЕЕ зазвичай дисбалансовані та не враховують технічні обмеження енергомереж, що зумовлює зростання місткості РЕЕ в реальному часі та маніпулювання цінами та обсягами РЕЕ виробниками на строкових сегментах	Строкові та спотові сегменти РЕЕ є збалансованими та враховують технічні обмеження енергомереж, а також гнучкість виробників РЕЕ
Прозорість результатів	Тільки економічне підґрунтя є основою для акцепту пропозицій продавців і покупців РЕЕ	Результати торгів встановлюються за оптимізаційною функцією, яка передбачає ітеративний процес враху-

Закінчення табл. 1.1

1	2	3
		вання технічних обмежень енергосистеми та цінових пропозицій виробників
Цінова дискримінація	Всі акцептовані пропозиції оплачуються за єдиною маржинальною ціною	Кожен виробник отримує оплату за акцептовану пропозицію виходячи з єдиної маржинальної ціни, а також індивідуальних міжчасових витрат
Ціноутворення	Цінові пропозиції мають спиратися виключно на маржинальні витрати (досконала конкуренція). Не існує додаткових цінових надбавок, виробники самостійно несуть ризики покриття міжчасових витрат і завищують маржинальні витрати (недосконала конкуренція)	Цінові пропозиції складаються із 3 компонентів: маржинальних витрат, витрат «холостого ходу» та витрат на завантаження. Акцепт пропозицій відбувається за маржинальними витратами, однак існують цінові надбавки виробникам для покриття інших складових
Оптимальність і збалансованість енергосистеми	Система залишається дисбалансованою на строкових/спотових сегментах ринку і може бути переважана/недовантажена в реальному часі	Система оптимально збалансована на строкових і спотових сегментах ринку
Гнучкість учасників ринку	Учасники ринку спроможні часто та швидко оновлювати свої пропозиції до закриття воріт певного сегмента PEE	Учасник ринку не в змозі змінити свій профіль навантаження до реального часу поставки ЕЕ

Ажергло: складено автором на основі [20; 25–28]

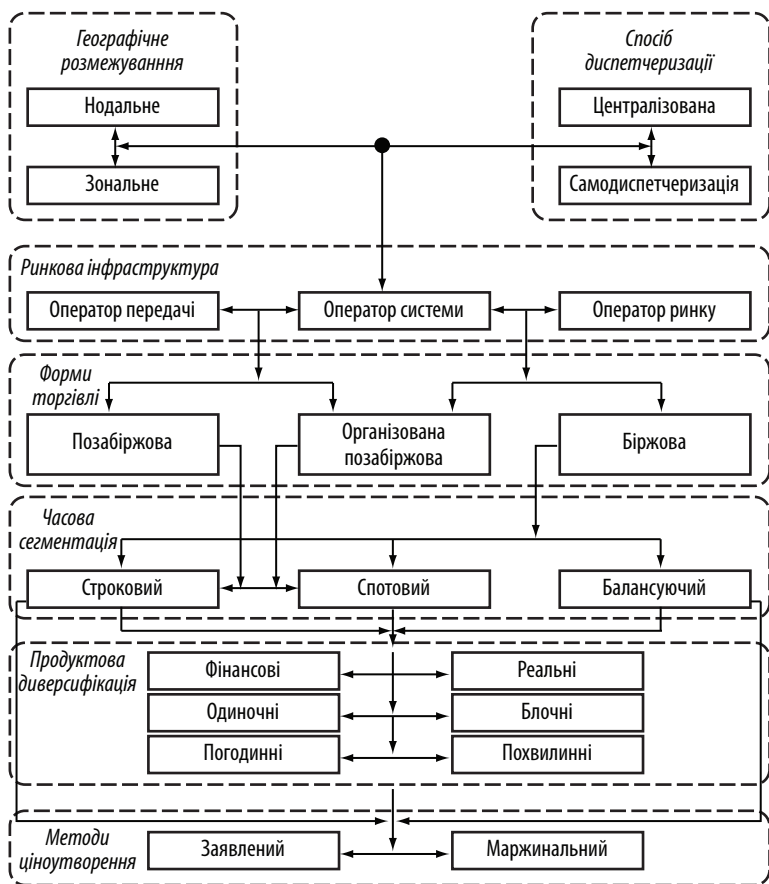


Рис. 1.5. Ключові детермінанти формування моделі конкурентного РЕЕ

Джерело: розроблено автором [31]

Особливості вибору кожної з цих атрибутивних / ключових детермінант і визначають специфіку кожної конкретної моделі конкурентного РЕЕ, забезпечуючи надійність його операційного функціонування, задоволення споживчих потреб та адекватність стратегічного розвитку.

1. Необхідність забезпечення вільних перетоків ЕЕ в електроенергетичній системі обумовлює потребу її географічного розмежування (табл. 1.2).

Таблиця 1.2

Основні підходи до визначення географічних меж РЕЕ

Критерій	Підхід		
	Нодальне розмежування	Зональне розмежування із потоковими ринковими зв'язками	Зональне розмежування
1	2	3	4
Достатність пропускних потужностей	Дефіцитні	«Вузькі» місця	Профіцитні (або умовно необмежені)
Розподіл пропускних потужностей	Одночасно із визначенням результатів ринку	Частково до, частково після визначення результатів ринку	Після визначення результатів ринку
Збалансованість комерційних і фізичних потоків ЕЕ	Відповідність комерційних і фізичних потоків ЕЕ	Комерційні потоки враховують «вузькі місця» та результати торгівлі на ринку	Комерційні потоки не відповідають фізичним маршрутам ЕЕ, виникає перевантаження окремих з них
Потреба в редиспетчеризації	Редиспетчеризація не потрібна	Редиспетчеризація існує, але її обсяги незначні	Значні обсяги редиспетчеризації
Адаптивність	Ринок адаптується до обмежень системи	Ринок та система адаптуються один до одного	Система адаптується до результатів ринку
Управління перевантаженнями	Впроваджено окремі ринкові механізми управління перевантаженнями	Управління перевантаженнями відбувається на основні ко-оптимізаційної функції для ринкових пропозицій	Пропускні потужності розподіляються неявно, управління перевантаженнями відбувається в реальному часі

Закінчення табл. 1.2

1	2	3	4
Цінова дискримінація	Окремі ціни на енерговузлах в межах ринкової зони	Єдина ціна на ринку, яка враховує витрати на перевантаження	Єдина ціна в межах ринкової зони без урахування витрат на перевантаження
Приклади країн	Ринки в США, Австралії	Ринки в країнах ЦВЕ	Більшість РЕЕ ЄС

Джерело: складено автором за [32–35]

Наразі існують два типи географічного розмежування РЕЕ [32–35]:

- нодальне розмежування, яке застосовується у випадку дефіциту пропускних потужностей мереж передачі. Цей підхід враховує обмеження електроенергетичної системи, тому потреби в редиспетчеризації не виникає (комерційні та фізичні потоки ЕЕ збігаються), оскільки оператор системи завчасно диспетчеризує потрібні одиниці. Однак ціни відрізняються за енерговузлами;
- зональне розмежування, що передбачає необмежені перетоки ЕЕ в електроенергетичній системі. Такий підхід ігнорує всі обмеження енергомережі, що обумовлює потребу в редиспетчеризації в реальному часі акцептованих заявок попередньо на строкових і спотових сегментах РЕЕ. 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 редиспетчеризації в реальному часі;
- зональне розмежування із потоковими ринковими зв'язками є варіантом комбінованого підходу для управління перевантаженням, комбінацією зонального із вільними пропускними потужностями і нодального підходів. За цього підходу управління пропускними потужностями відбувається частково одночасно із (шляхом визначення критичних ліній) та частково після очи-

щення ринку. Потреба в редиспетчеризації не виключається, але її обсяги значно зменшуються. Ціна ЕЕ єдина для всієї ринкової зони, але існують витрати на перевантаження [33; 34].

2. Залежно від типу демаркації обирається і спосіб диспетчеризації географічних меж енергосистеми: централізована диспетчеризація, за якої учасники ринку подають заявки, а оператор системи акцептує згідно з прогнозованим навантаженням та фізичними можливостями електроенергетичної системи; та самодиспетчеризація, де заявки приймаються та акцептуються виключно з комерційної позиції, не враховуючи фізичні можливості самої системи [32; 33; 36; 37].

3. Створення конкурентного РЕЕ передбачає запровадження правил його функціонування, за дотриманням яких стежать певні учасники, які формально перебувають над відносинами купівлі-продажу ЕЕ, створюючи ринкову інфраструктуру, необхідну для його нормально функціонування (табл. 1.3).

Таблиця 1.3

Функції операторів оптового РЕЕ

Оператор	Функції
Оператор ринку (ОР)	Експлуатація торговельних платформ та / або забезпечення операційності ринку. Реєстрація учасників ринку. Отримання та відбір заявок попиту та пропозиції від учасників ринку. Проведення розрахунків між учасниками ринку
Оператор системи (ОС)	Експлуатація та/або координація електромереж, забезпечення надійності та безпеки електропостачання. Диспетчеризація в режимі реального часу для збалансування пропозиції та попиту на ЕЕ. Управління допоміжними послугами для підтримки надійності ЕЕС. Управління перевантаженнями ЕЕС
Оператор передачі (ОП)	Планування, будівництво, обслуговування та володіння високовольтними лініями електропередач

Джерело: складено автором на основі [38–41]

До таких учасників РЕЕ належать [38–40]:

- оператор ринку, який керує торговими платформами на РЕЕ, отримує та акцептує заявки купівлі-продажу ЕЕ, проводить транзакції та їх кліринг;
- оператор системи, який здійснює диспетчеризацію електроенергетичної системи 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 електроенергетичної системи, що дозволяє скоординувати комерційні та фізичні потоки ЕЕ. Автори праць [38; 41] пропонують обирати тип ринкової інфраструктури виходячи з таких критеріїв:

- 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 зазначається 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 ЕЕС відбувається їх розмежування. Традиційними для конкурентних РЕЕ є 2 типи ринкової інфраструктури [38; 41; 42]:

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

4. Особливе місце на конкурентному РЕЕ відводиться формам торгівлі ЕЕ (табл. 1.4), якими можуть виступати [43–45]:

Таблиця 1.4

Узагальнювальна характеристика форм конкурентної торгівлі на РЕЕ

Неорганізована позабіржова торгівля	Організована позабіржова торгівля	Біржова торгівля
Виробники ЕЕ, постачальники та великі споживачі торгують ЕЕ на основі двосторонніх договорів, умови та ціни за якими є закритими. Плановий графік постачання та споживання повідомляється оператору системи. Торгівля відбувається на основі закритих цінових домовленостей	Виробники ЕЕ, постачальники та великі споживачі торгують ЕЕ на основі двосторонніх договорів, які є стандартизованими і реєструються на спеціальній торговій платформі. Плановий графік постачання та споживання повідомляється оператору системи. Торгівля ведеться за заявленими цінами, які публічно оприлюднюються	Організований біржовий ринок, на якому розкривається узагальнена інформація за заявками (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

Джерело: складено автором на основі [43–45]

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

Енергетичні біржі є 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) [46; 47]:

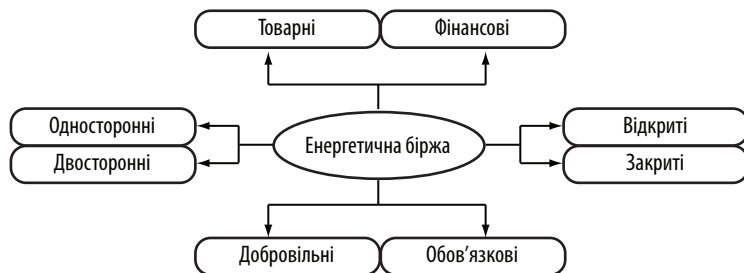


Рис. 1.6. Види енергетичних бірж

Джерело: складено автором за [46; 47]

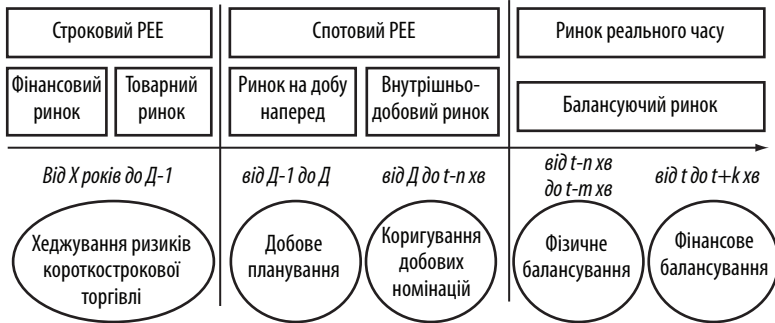
- за видом продукту – товарні, на яких торгується ЕЕ, та фінансові, де відбувається торгівля деривативами на ЕЕ;
- за формою організації – односторонні, активні тільки зі сторони продавців або споживачів ЕЕ, та двосторонні, активні як зі сторони виробників, так і зі сторони постачальників / великих споживачів;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

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

5. Необхідність збалансування попиту і пропозиції в режимі реального часу та прагнення до хеджування ризиків учасниками торгівлі обумовлюють визначення часових сегментів РЕЕ, які послідовно змінюють один одного, переслідуючи різні цілі функціонування (рис. 1.7) [48]:

- строковий – хеджування ризиків учасників короткострокової торгівлі ЕЕ та гарантування повернення інвестицій;

- спотовий – максимізація доходів від продажу та мінімізація витрат на купівлю 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

Джерело: складено автором за [15; 47]

Ці часові межі 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 балануючий ринок (БР) функціонує у реальному часі та передбачає миттєву поставку ЕЕ.

Оперують строковими сегментами у випадку біржової торгівлі – фінансові та товарні біржі, а у випадку позабіржової – оператор системи як адміністратор розрахунків, тоді як спотовими сегментами – 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 в режимі реального часу.

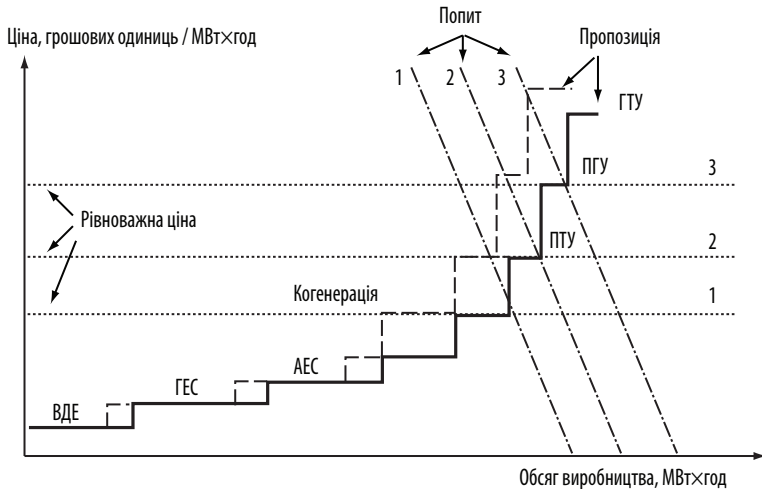
Ліквідність функціонування конкретного часового сегмента ринку визначається за коефіцієнтом чорну (churn rate), який є відношенням загального обсягу торгів в цьому сегменті до загального обсягу споживання ЕЕ у торговій зоні [46].

6. Метою відкриття конкуренції на РЕЕ є встановлення справедливих цін на ЕЕ, вільних від державного регулювання, що можливо виключно за ринкових методів ціноутворення, які визначають порядок включення електрогенеруючих одиниць у роботу. Наразі існують два таких методи ціноутворення на РЕЕ [49–51]:

- маржинальне – встановлюється єдина ринкова ціна, яка дорівнює ранжованій ціні останньої заявки-попиту, яка буде брати участь у покритті навантаження;
- заявлене – заявки попиту та пропозиції акцептуються у поданому виді на основі збігу зустрічних пропозицій купівлі-продажу ЕЕ.

Найбільш прогресивним вважається маржинальний метод, оскільки дозволяє визначити єдину справедливую та недискримінаційну ціну, за якої всім виробникам буде вигідно продавати, а споживачам купувати ЕЕ. Маржинальне ціноутворення передбачає, 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 одиниці, що поставляється в мережу для задоволення попиту, і однакова для всіх видів виробників та незалежно від їхніх пропозицій, а також для всіх споживачів (рис. 1.8) [43]. За таким методом функціонують здебільшого спотові (переважно РДН, а інколи й ВДР) та БР. Алгоритм маржинального ціноутворення складається з декількох етапів [43]:

- 1) подача заявок-пропозицій – усі виробники ЕЕ подають свої заявки-пропозиції із відповідними ринковими цінами 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;



ПТУ – паротурбінні установки; ПГУ – парогазотурбінні установки; ГТУ – газотурбінні установки;
1 – офф-пікове (нічне) навантаження; 2 – базове (середньодобове) навантаження; 3 – пікове навантаження

Рис. 1.8. Агрегована схема маржинального ціноутворення на РЕЕ

Джерело: складено автором за [43; 46; 52]

3) оператор ринку збирає заявки, щоб створити агреговані криві за методом впорядкування заявок:

- крива сукупного попиту ранжується від найдорожчих до найдешевших цін 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 виконуватимуться 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 зазначені ціни («*pay-as-bid*»), згідно з яким 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 [47].

- 6) ЕЕ є стандартизованим товаром, диференціація якого можлива тільки за ціною та періодом її поставки. Типовою є класифікація ринкових продуктів на: одиночні (за окремими часовими інтервалами) та блочні (об'єднують послідовні часові інтервали). Залежно від ступеня розвитку РЕЕ часовий інтервал поставки ринкових продуктів на РЕЕ може бути: 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 [20; 47; 53].

Таким чином, у роботі обґрунтовується, що вибір моделі конкурентного РЕЕ має спиратися на взаємозв'язок між фізичними та комерційними потоками ЕЕ та містить такі ключові детермінанти: 1) спосіб диспетчеризації; 2) географічне розмежування енергосистеми; 3) тип ринкової інфраструктури; 4) форми торгівлі; 5) часову сегментацію ринку; 6) методи ціноутворення; 7) продуктову диверсифікацію. Ці елементи забезпечують рефлексію формування атрибутивних характеристик моделі РЕЕ. Формування моделі конкурентних 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 мають створюватися стимули підвищення короткострокової та довгострокової ефективності функціонування

ня електроенергетичної системи, а також сигнали для інвестиційно-інноваційного її розвитку.

1.2. Європейська модель конкурентного ринку електричної енергії

Ідею лібералізації ринкових відносин у Європі 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» [54]. У подальшому вдосконалення ринкових відносин було визначено в Єдиному європейському акті 1986 р., зокрема, ст. 129b встановлювалося таке [55]:

- 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, а також на забезпечення доступу до таких мереж.

У 1988 р. був прийнятий перший Робочий документ ЄК «Внутрішній ринок енергії» [56], 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 енергоємних 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 [56]. Таким чином, з'явилася основна концепція недискримінаційного доступу до інфраструктури (енергомереж) третіх сторін, яка стала основною парадигмою лібералізації енергетичних ринків.

З метою реформування системи управління ЄС у 2007 році був укладений Лісабонський договір, який замінив невпроваджену Конституцію ЄС і вніс зміни до чинних угод. Ст. 194 цього документа визначено чотири головні цілі енергетичної політики ЄС: забезпечити функціонування енергетичного ринку; забезпечити безпеку енергопостачання в Союзі; сприяти підвищенню енергоефективності та енергозбереженню, а також розробці нових ВДЕ; сприяти взаємозв'язку енергетичних мереж [57]. Лісабонський договір 2007 р. перейменував Договір про заснування Європейського співтовариства у Договір про функціонування Європейського Союзу, а також змінив нумерацію статей. Поточна версія Договору про функціонування ЄС вступила в силу в 2009 р. [58]. 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 діоксиду вуглецю (CO_2) та здатною позитивно вплинути на стан довкілля. Головна мета лібералізації полягала у відкритті РЕЕ для конкуренції як на оптовому, так і на роздрібному рівнях, а також у створенні єдиного європейського ринку електроенергії. Наріжними каміннями енергетичної політики ЄС, які поставили основні завдання перед лібералізацією європейського РЕЕ, виступили: забезпечення безпеки електропостачання, розвиток конкуренції між електрогенеруючими компаніями через критерії економічної ефективності, досягнення екологічної сталості виробництва ЕЕ [33; 59].

За допомогою чотирьох законодавчих пакетів: Перший енергетичний пакет 1996 р., Другий енергетичний пакет 2003 р., Третій енергетичний пакет 2009 р., Четвертий (Зимовий) енергетичний пакет «Чиста енергія для всіх європейців» 2018–2019 рр. – ЄС поступово відкрив РЕЕ для конкуренції, прагнучи до створення єдиного РЕЕ на території регіонального інтеграційного об'єднання. Електроенергетична криза ЄС 2021–2023, спричинена високими цінами на газ, ескалацією агресивної війни Росії проти України, невизначеністю щодо постачання інших ПЕР, зменшенням доступності ядерних реакторів і низьким рівнем виробництва гідроенергії, обумовила реформу європейської моделі РЕЕ у 2024 р. (Директива (ЄС) 2024/1711 [60], Регламент ЄС/2024/1747 [61]). Хронологію розвитку європейського законодавства із становлення моделі 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 електроенергетичного ланцюга) – таких дій було явно недостатньо для посилення конкуренції на РЕЕ. У Другому енергопакеті вимагалось 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 енергопакет) до вільної конкуренції було введення повного розмежування. Окремо у цьому пакеті передбачена 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 [62]. 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 [60; 63]. Принципово, що Четвертий енергопакет не скасував Третій, але лише оновив і виправив окремі його положення.

Отже, європейську модель РЕЕ побудовано на таких наріжних каменях [64–67]:

- відокремлення окремих видів діяльності: виробництва та постачання від передачі та розподілу;
- запровадження та посилення конкуренції на оптовому рівні та відкриття конкуренції на роздрібному рівні;
- недискримінаційний доступ до енергомереж і стимулююче регулювання тарифів на їх послуги на основі RPI-X підходу;
- пріоритетність розвитку високоефективних і низьковуглецевих, у т. ч. 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) [68]. Фактично Регламент ЄС 1227/2011 визнав, що оптовий РЕЕ може існувати в двох формах: як товарній, так і фінансовій.

Регламент № 543/2013 [69] 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). Усередині 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 [69]:

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

Лібералізація РЕЕ ЄС розширила коло учасників ринків: у Третньому енергопакеті 2009 р. [70; 71] законодавчо визначено ролі дванадцятьох, а в Четвертому 2019 р. [72; 75] – вже дев'ятнадцяти 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 сегментах РЕЕ, у т. ч. на балансуючих РЕЕ [72].

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 успішного досвіду окремих країн (країн Скандинавії та Великої Британії) на території країн-членів ЄС.

Тільки у 2015 р. Регламентом ЄС 2015/1222 [76] було визначено засади функціонування РДН та ВДР, у 2016 р. Регламентом ЄС 2016/1719 [77] – форвардного ринку, а у 2017 р. Регламентом ЄС 2017/2195 [78] – БР. Означені документи в подальшому знайшли свої відображення в Четвертому енергопакеті, який містить відсилочні норми на кожний з них, закріплюючи чотирисегментарну європейську модель РЕЕ [72; 75]. Нормативне врегулювання європейського РЕЕ впроваджувалося з метою уніфікації правил транскордонної тор-

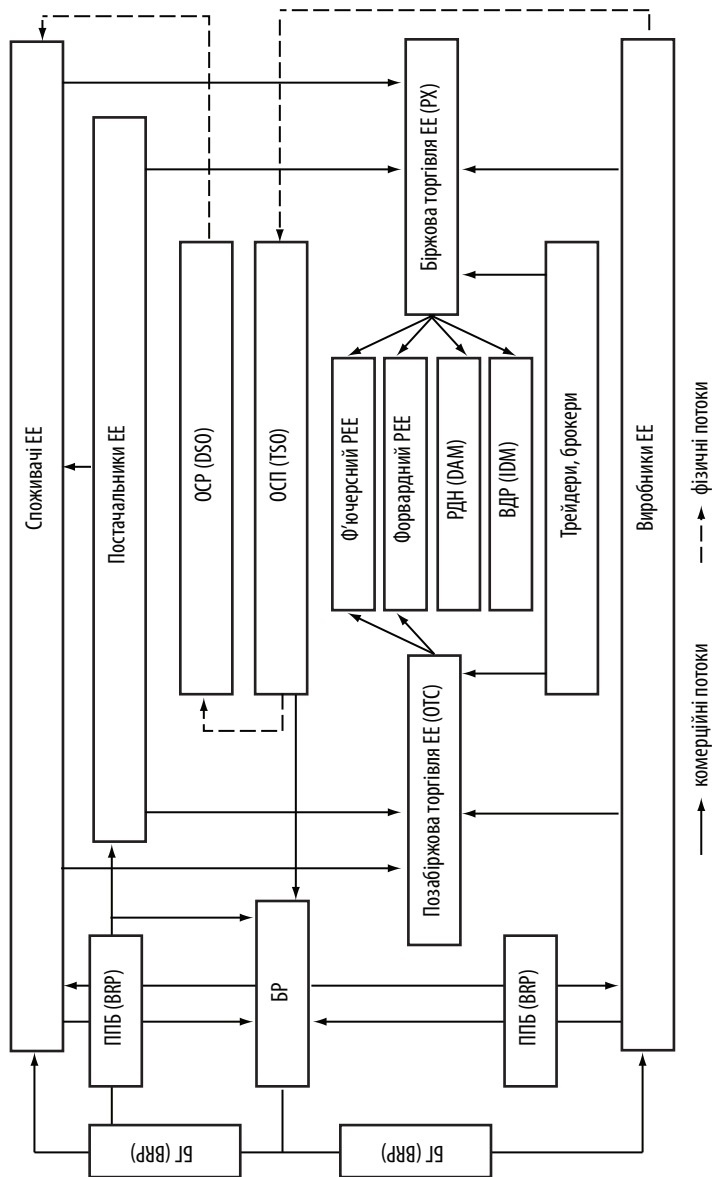


Рис. 1.9. Структурно-логічна схема функціонування європейського РЕЕ

Джерело: складено автором за [65; 66]

гівлі 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. І тільки у 2019 р. було надано узагальнююче визначення змістових границь терміна «ринок електроенергії». Так, згідно із Директивою 2019/944 (п. 9 ст. 2) до РЕЕ в ЄС відносяться позабіржові та біржові РЕЕ, ринки торгівлі енергією, потужністю, балансуючими та допоміжними послугами на всіх часових рамках, включаючи строкові, на добу наперед і внутрішньодобові ринки [75].

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 [76].

Важливість Регламенту 2015/1222 полягає у визначенні особливостей створення та функціонування ринкової інфраструктури для цих часових сегментів РЕЕ, яка уособлюється в номінованих операторах ринку (НМО), спеціально утворених компетентним органом державної влади. Згідно зі ст. 4 в кожній торговій зоні призначається один або декілька НМО, як серед національних, так й іноземних суб'єктів. При цьому НМО, створеному в одній країні-члені ЄС, дозволяється надавати послуги в іншій країні-члені, за винятком таких випадків: існують технічні перешкоди для постачання електроенергії до іншої країни; торгові правила є несумісними з правилами іншої країни; в одній із країн оператори ринку на добу наперед та внутрішньодобового ринку функціонують як природні монополії. НМО

відповідає за диверсифікацію продуктів для кращого задоволення потреб учасників ринку, забезпечення операційної безпеки (ст. 40 та 53) та гарантує анонімність подачі заявок на РДН та ВДР (ст. 47 та 59). NEMO разом з TSO повинні встановлювати, за погодження з регулятором, мінімальні та максимальні ціни для РДН та ВДР, які повинні враховувати вартість втрати навантаження (ст. 41 та ст. 54) [76].

Регламент 2015/1222 визначив часові межі цих сегментів РЕЕ [76]:

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

У подальшому Рішенням ACER № 04/2018 від 24.04.2018 було визначено, що міжзональний ВДР повинен відкриватися о 15:00 за добу і закриватися за 60 хв до реального часу поставки РЕЕ [79].

Регламент 2019/943 інкорпорував норми Регламенту 2015/1222, додатково встановивши [72]:

- солідарну відповідальність NEMO 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 дорівнюватиме періоду розрахунку небалансів, який, своєю чергою, має становити 15 хв з 11.06.2021 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 ЄС налічується 18 енергетичних бірж, які функціонують як номіновані оператори РЕЕ (табл. 1.5).

Окремі оператори ринку функціонують лише як природні монополії (GTE, NUPX, OMIE, OKTE тощо), тоді як діяльність інших охоплює територією декількох країн (Nordpool, Erex Spot SE та інші) [83]. Енергетичні біржі різняться за обсягами своєї діяльності, які залежить як від площі торгової зони, так і кількості учасників, меха-



Рис. 1.10. Принципи РЕЕ згідно з Четвертим енергопакетом ЄС

Джерело: складено автором за [72]

Таблиця 1.5

Характеристика номінованих операторів РЕЕ в ЄС

Опера- тор	Рік засну- вання	Територія діяльності	Форма конкуренції	Сегменти діяльності						
				Ф'юР	ФoР	ОПЗБ	РДН	ВДР	БР	ВДЕ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Еrex Spot	2008	AT, BE, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, LU, LV, LT, NL, NO, PL, PT, SE,	Конкурентна			+	+	+		+
EXAA	2001	AT, DE	Конкурентна				+			+
Nordpool	2002	AT, BE, DE, DK, EE, FI, FR, IE, LU, LV, LT, NL, NO, PL, SE	Конкурентна				+	+		
IBEX	2014	BG	Монопольна		+		+	+		
CROPEX	2014	HR	Конкурентна				+	+		
OTE	2001	CZ	Монопольна				+	+	+	+
HenEx	2018	GR	Монопольна				+	+		
HUPX	2007	HU	Монопольна	+		+	+	+		
SEMO	2004	IE	Конкурентна	+			+	+		
SONI		GB (Northern Ireland)	Конкурентна	+			+	+		
GME	2000	IT	Монопольна		+	+	+	+	+/-	
TGE	1999	PL	Конкурентна		+		+	+		
OMIE	1997	ES, PT	Монопольна				+	+		
OPCOM	2000	RO	Монопольна				+	+		
BRM S.A.	2018	RO	Конкурентна				+	+		
OKTE	2011	SK	Монопольна				+	+	+/-	+

Закінчення табл. 1.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Borza	2001	SL	Конкурентна			+	+	+	+	+
ETPA Holding B.V.	2015	AT, BE, DE, NL	Конкурентна					+		+

Примітка: Ф'юР – ф'ючерсний ринок; ФоР – форвардний ринок; ОПЗБ – організований позабіржовий ринок; РДН – ринок на добу наперед, ВДР – внутрішньодобовий ринок; БР– балансуєчий ринок; ВДЕ – механізми підтримки відновлюваних джерел енергії

Джерело: складено автором на основі [80–82]

нізмами 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 [84; 85], характеристики 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 формі, як на форвардних, так і ф'ючерсних ринках. Ці сегменти працюють з часовими інтервалами від декількох років до дня, що передує 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 [65].

У ст. 9 Регламенту 2019/943 зазначено, що строковий РЕЕ призначений для хеджування цінкових ризиків між торговими зонами.

Національні регулятори та оператори ринку вільні у впровадженні форм і продуктів строкової торгівлі ЕЕ для хеджування фінансових ризиків [72]. Окремих наднаціональних положень щодо організації строкової торгівлі товарною чи фінансовою ЕЕ не визначено. Директива 2019/943 містить посилення 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, [86]. Регламентом ЄС 2016/1719 були встановлені тільки правила строкової торгівлі міжзональними пропускними потужностями для забезпечення безперешкодного доступу учасників до строкових РЕЕ інших країн [77].

Уніфікованої моделі строкового європейського РЕЕ ще не визначено, що дозволяє країнам ЄС приймати власні рішення щодо організації цього сегмента. 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 [89].

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, враховуючи специфічні особливості портфеля електрогенерації, наявність вузьких місць в енергосистемах і їх сполученість з іншими [90]. 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 [78], який визначає технічні, операційні та комерційні правила, що стосуються при-

дбання балансуючої потужності, активації балансуючої енергії та їх фінансового врегулювання;

- 2) Регламенту 2017/1485 від 02.08.2017 [94], який спрямований на забезпечення операційної безпеки енергосистеми, якості та частоти ЕЕ та ефективного використання взаємопов'язаних систем і ресурсів;
- 3) норми Четвертого енергопакета (ст. 6 Регламенту 2019/943 [72] та ст. 40 Директиви 2019/944 [75]), які узагальнюють та уточнюють принципові та системоутворюючі засади функціонування БР.

Основна мета наднаціонального врегулювання національних БР в ЄС полягає у 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 [91; 95].

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) [78]. На БР торгуються балансуючі послуги (ст. 2 п. 3 цього Регламенту), що складаються з [78]: балансуючої енергії (ст. 2 п. 4) та балансуючої потужності (ст. 2 п. 5) чи обидвох.

Із точки зору ОСП ці балансуючі послуги є допоміжними послугами, які забезпечуються постачальником послуг балансування (ППБ) [91]. 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 [75]. Отже,

на БР відбувається торгівля резервами активної потужності, тобто балансуючими резервами, які доступні для підтримання частоти системи (Регламент 2017/1485 ст. 3 п. 6) [94], тоді як інші види допоміжних послуг, включаючи послуги з контролю напруги та відновлення системи, торгуються на інших сегментах РДП [93].

Згідно зі ст. 127 п. 2 Регламенту 2017/1485 номінальна частота в ЄС має 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 і Скандинавських країн [94].

Сам же процес балансування енергосистеми складається з трьох основних етапів [92]:

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

При балансуванні різні типи активних резервів послідовно змінюють один одного у часі, дозволяючи активувати найдешевшу балансуєчу енергію на БР.

На БР взаємодіють 3 групи учасників:

- 1) ОСП, відповідальні за експлуатацію, технічне обслуговування та, за необхідності, розвиток системи передачі, а також її взаємозв'язок з іншими системами та забезпечення довгострокової здатності системи задовольняти розумні потреби в передачі ЕЕ [71];
- 2) ППБ – учасники ринку, які надають резервні одиниці або групи резервних одиниць, які можуть надавати послуги балансування ОСП [78];
- 3) сторони відповідальні за баланс (СВБ) – учасники ринку або їх представники, відповідальні за небаланси [78].

Оперує БР ОСП: згідно зі ст. 14 п. 1 Регламенту 2017/2195 ОСП несе відповідальність за закупівлю балансуючих послуг у ППБ, щоб забезпечити операційну безпеку системи [78]. При цьому роль ОСП,

як зазначається у праці [91], 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 балансування системи та поділяється на такі ключові складові (рис. 1.11) [78; 91; 92; 94]: закупівлю балансуючих послуг, встановлення відповідальності за баланси, розрахунки за небаланси.

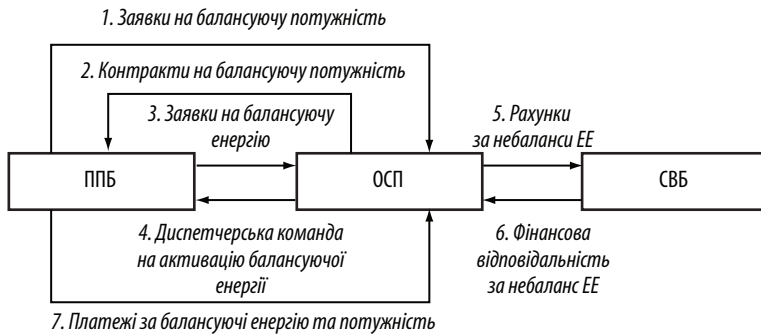


Рис. 1.11. Схема функціонування європейського БР

Джерело: складено автором за [78; 91; 92; 94]

Для участі у БР кожен потенційний ППБ повинен пройти процедуру предкваліфікації, а після набуття статусу ППБ повинен (обов'язково) надавати заявки на балансувальну потужність. Законтрактовані ППБ повинні подавати заявки на балансувальну енергію відповідно до обсягів та інших умови, визначених у контракті на балансувальну потужність. Тоді як решта ППБ мають право (добровільно) подавати заявки на балансувальну енергію [78].

Головна проблема побудови БР полягає у виборі його моделі. Регламент 2017/2195 визначив дві моделі балансування, які можуть застосовуватися в європейському просторі [78]:

- 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 в рамках інтегрованого процесу планування (ст. 2 п. 19).

Кожен національний ОСП повинен використовувати модель самодиспетчеризації. Однак, якщо на час впровадження Регламенту 2017/2195 ОСП використовував модель централізованої диспетчеризації, він може продовжити її використання після перевірки її відповідності національними регуляторами [78].

Також Регламент 2017/2195 встановив засади ціноутворення для БР, згідно з якими (ст. 30) на БР застосовується маржинальний метод ціноутворення, тобто оплата балансуєної 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 балансуєну енергію (ст. 31) відбувається на основі оптимізаційної функції активації, яка:

- використовує загальні списки заявок, тобто ранжованих за ціною заявок стандартних продуктів на балансуєну енергію: хоча б 1 список на завантаження та 1 список на розвантаження;
- враховує процеси активації та технічні обмеження різних продуктів на балансуєну енергію;
- спрямована на операційну безпеку енергосистеми [78].

Згідно зі ст. 24 п. 2 Регламенту 2017/2195 закриття воріт БР має бути якомога ближче до реального часу, але не раніше закриття воріт міжзонального ВДР, та гарантувати достатність часу для балансування [78].

На БР окремі СВБ стикаються із небалансом ЕЕ в режимі реального часу [43]. З метою фінансового врегулювання небалансів ОСП

накладає плату на кожну СВБ з незбалансованим портфелем. Таке врегулювання дисбалансу відбувається постфактум, після моменту споживання ЕЕ. Тарифи небалансів ЕЕ зазвичай засновані на двох цінах: маржинальний висхідний ціні для завантаження або маржинальний східний ціні для розвантаження [43; 78]. ОСП повинен встановити правила для розрахунку ціни небалансу ЕЕ, яка може бути позитивною, нульовою або негативною (табл. 1.6).

Таблиця 1.6

Розрахунки за небаланси ЕЕ

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

Джерело: складено автором за [78]

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 [78; 92].

У Четвертому енергетичному пакеті узагальнено системоутворюючі засади БР, зокрема ст. 6 Регламенту 2019/943 було встановлено основні принципи його функціонування, серед яких [72]:

- 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 балансуєчих послуг;
- недискримінаційність доступу всіх учасників;
- 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 реально часу.

Принципово новими положеннями для БР, закріпленими в Четвертому енергопакеті, стали [72]:

по-перше, встановлення відповідності зони розрахунку небалансів торгів зони;

по-друге, встановлення тривалості періоду розрахунку небалансів (та відповідно ринкового часу), який має дорівнювати 15 хв;

по-третє, обмеження строку дії контрактів на балансуючу потужність, що має складати 1 добу та укладатися не раніше, ніж за 1 добу;

по-четверте, визначення нового учасника ринку в особі делегованих операторів (хоча безпосередня можливість делегування була закріплена ще в Регламенті 2017/2195).

Отже, можна констатувати, що після впровадження 4-го енергопакета модель єдиного РЕЕ в Європі набула свого остаточного оформлення (рис. 1.12).

Проте допускаються відхилення від моделі єдиного європейського РЕЕ [74]:

- державна територія може бути поділена ОСП, кожен з яких є монополістом на своїй контрольній території;
- може застосовуватися централізована диспетчеризація;
- національні оператори ринку можуть бути визнані національною юридичною монополією;
- правила РДН та ВДР є обов'язковими лише для транскордонної торгівлі ЕЕ, коли можуть існувати інші правила для внутрішньозонавої торгівлі;
- дозволені винятки для конкретних ринкових продуктів.

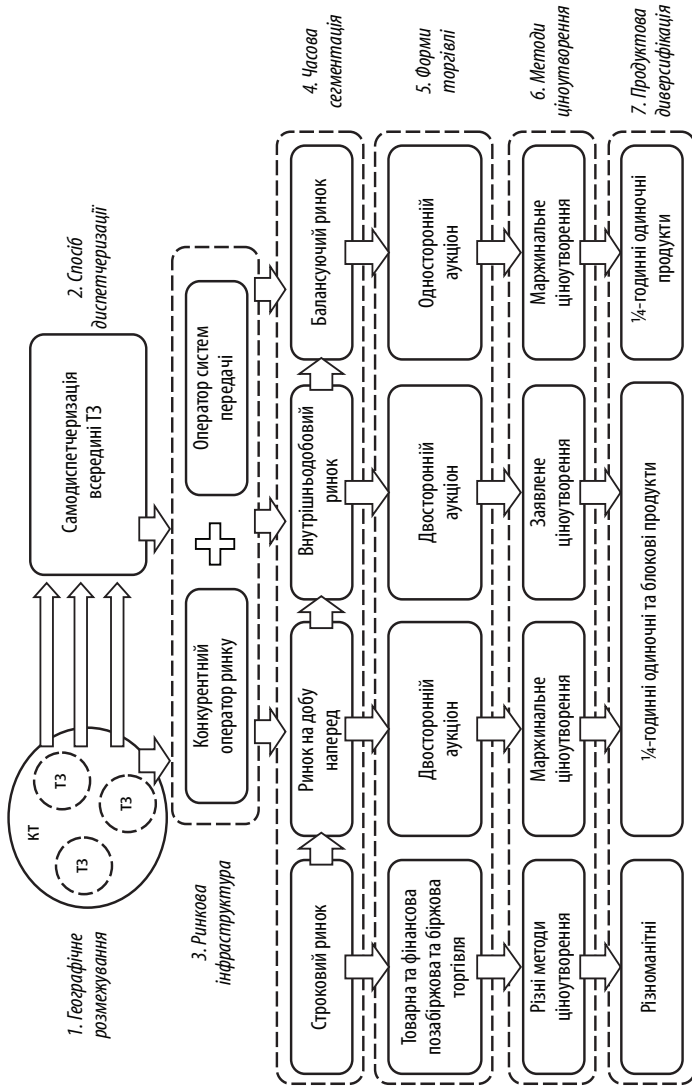


Рис. 1.12. Агрегована модель європейського РЕЕ

Примітка: КТ – контрольна територія, ТЗ – торгова зона

Джерело: розроблено автором [29; 73]

Це призвело до значної диференціації моделі національних РЕЕ в європейських країнах.

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

У Четвертому енергопакеті вперше була визнана необхідність впровадження ринку генеруючих потужностей (механізмів потужності) для вирішення проблем адекватного розвитку національних електроенергетичних систем країн – членів ЄС. У п. 50 преамбули Регламенту 2019/943 зазначається, що механізми потужності не повинні призводити до надмірної компенсації, а лише 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 [72]. 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 або управління перевантаженням [72].

Хоча більшість країн ЄС мають профіцит потужностей, однак вони занепокоєні щодо їх достатності для задоволення майбутнього попиту на ЕЕ, тому 17 країн ЄС запровадили чи планують запровадити механізми потужності. Дослідження Єврокомісії підтвердило, що ринкові збої та цінові сигнали знижують безпеку постачань ЕЕ [96]. АСЕР у 2013 р. [98] та ЄК у 2016 р. [99] визначили 2 підходи та 5 типів формування РП (*рис. 1.13, табл. 1.7*).

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 до-

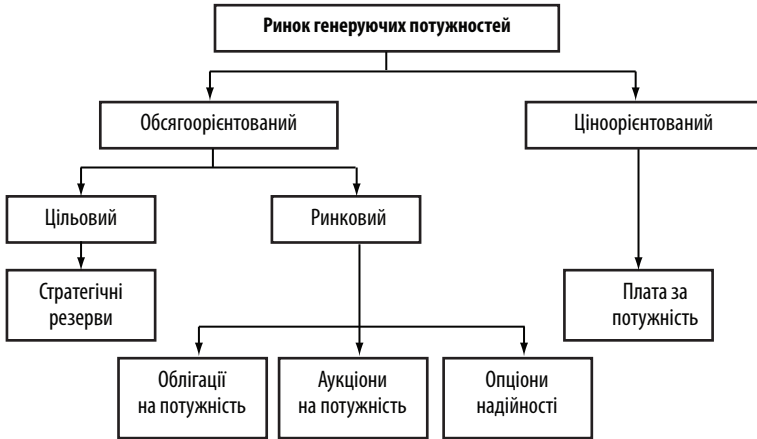


Рис. 1.13. Типологізація механізмів функціонування РП

Джерело: складено автором за [98; 99]

Таблиця 1.7

Основні типи механізмів функціонування РП в ЄС

Тип механізму потужності	Особливості механізму
1	2
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
Стратегічні резерви	Деякі ГП виводяться з товарного РЕЕ для забезпечення безпеки поставок у виняткових (стресових) ситуаціях. ОСП або державний орган вирішує питання про розмір необхідних стратегічних резервів на кілька років наперед і укладає контракти на ГП 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 на торгах, а витрати покриваються користувачами мереж
Аукціони на потужність	Централізована схема, в якій розмір загальної необхідної ГП визначається за кілька років наперед до фізичної поставки ЕЕ та закуповується

Закінчення табл. 1.7

1	2
	через аукціон незалежним органом. Ціна встановлюється на підставі форвардного контракту і оплачується всім учасникам-переможцям аукціону. Згодом плата за потужність нараховується 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 потужності, але можуть знижувати конкурентоспроможність наявних 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 ринковою ціною (наприклад, спотовою ціною) і заданою контрольною ціною (тобто «ціною виконання»), кожен раз, коли ця різниця є позитивною. 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

Джерело: складено автором на основі [96–99]

статньої здатності до виконання стандартів надійності в національних електроенергетичних системах. 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 цю ціну [98; 99].

Критерії оцінки дієвості механізмів функціонування РП в ЄС [100]:

- є об'єктом спільного інтересу, тобто спрямовані на вирішення проблем коротко- та довгострокової адекватності розвитку електроенергетичних систем. Короткострокові заходи мають бути забезпечені наявними 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 наявних 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;
- уникають надмірного негативного впливу на конкуренцію та торгівлю на товарному РЕЕ, не стримують інвестиції в транскордонні потужності та не перешкоджають з'єднанню окремих РЕЕ;
- сприяють розвитку низьковуглецевістких технологій.

Зазначені в Регламенті 2019 / 943 нормативно-організаційні засади функціонування РП визначають, що вони мають комплементарну основу та застосовуються виключно у випадках наявності проблем адекватності розвитку в межах торгових зон та на час ліквідації цих проблем, якщо регуляторних і ринкових заходів недостатньо [72].

Ключові принципи функціонування РП в ЄС наведено на рис. 1.14.



Рис. 1.14. Принципи функціонування РП в ЄС

Джерело: складено автором на основі [72]

Окремі вимоги було виставлено для постачальників потужності щодо декарбонізації енергетики. Плата за потужність не може надаватися суб'єктам, якщо їх викиди CO_2 із 01.07.2019 перевищують, а з 01.07.2025 – 350 г/кВтг у розрахунку на чисту ефективність номінальної потужності [72]

Особливостями участі у європейському РП є [72; 98; 99]:

- 1) механізми потужності, які впроваджуються в окремій торговій зоні, мають бути доступними для учасників ринку сусідніх торгових зон, що мають прямі інтерконектори;
- 2) постачальники потужностей повинні мати змогу брати участь у понад одному механізмі потужностей;

3) постачальники потужностей повинні платити за недоступні потужності.

Отже, в ЄС було визнано необхідність впровадження РП як окремого комплементарного сегмента РЕЕ. Однак зазначається, що від нього можна відмовитися за умов вирішення всіх проблем адекватності. Механізми потужності повинні впроваджуватися на строк не більше 10 років та від яких можна відмовитися за умов неукладання нових контрактів протягом 3 років поспіль [72; 98; 99].

ЄС має найамбітнішу енергетичну політику у світі в напрямку низьковуглецевого розвитку, тому в європейському просторі впроваджуються різні національні схеми підтримки розвитку ЕЕ із ВДЕ, які передбачають додаткові виплати виробникам «зеленої» ЕЕ. Запровадження таких схем підтримки було обумовлено вимогами Директиви 2009/28/ЕС від 23.04.2009 р. про ВДЕ (RED) [101], але з того часу ці схеми значно еволюціонували на вимогу Керівних принципів надання державної підтримки в сфері охорони довкілля та енергетики, які впроваджено 28.06.2014 р. (EEAG) [102], 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 [103]. Сфера ВДЕ представлена в цьому пакеті Директивою «Про сприяння використанню енергії з відновлюваних джерел» 2018/2001 (RED II) від 11.12.2018 [104], 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 [104]: покращенні ринкового дизайну, підвищенні стабільності схем підтримки ВДЕ; прискоренні та скороченні адміністративних процедур; встановленні чіткої та стабільної нормативної бази щодо власного споживання; проникненні ВДЕ у сфери транспорту та опалення / охолодження; покращенні стійкості використання біоенергії. У ЄС існують різні національні схеми підтримки розвитку ВДЕ (табл. 1.8, табл. А.3).

Таблиця 1.8

Схеми підтримки розвитку відновлюваної електроенергетики ЄС

Тип підтримки	Визначення	Процедури визначення	Країни
1	2	3	4
"Зелена" премія	Ціновий інструмент, за допомогою якого виробникам електроенергії із ВДЕ виплачується преміальна ціна, яка є додатковим платежем до оптової ціни ЕЕ. Ця премія може бути фіксованою або плаваючою; плаваюча премія розраховується як різниця між середньою оптовою ціною та попередньо визначеною гарантованою ціною	Адміністративні	Австрія, Чеська Республіка, Естонія, Італія, Люксембург
		Тендерні	Бельгія, Болгарія, Хорватія, Франція, Греція, Угорщина, Литва, Нідерланди, Північна Македонія, Польща
"Зелена" премія (контракт на різницю)	"Зелена" премія за контрактами на різницю є двосторонньою, якщо оптова ціна ЕЕ нижча за гарантовану, то виробники ЕЕ з ВДЕ отримують премію, а якщо зростає вище гарантованої ціни, то вони зобов'язані відшкодувати різницю між гарантованою ціною та оптовою ціною	Тендерні	Велика Британія
"Зелений" тариф	Цінова підтримка ЕЕ із ВДЕ, відповідно до якої виробникам виплачується фіксована ціна, гарантована незалежно від ринкової на всю ЕЕ, відпущену в мережу	Адміністративні	Чеська Республіка, Німеччина, Угорщина, Італія, Ірландія, Латвія, Люксембург, Мальта, Польща, Португалія, Румунія, Словаччина, Велика Британія
		Тендерні	Бельгія, Болгарія, Франція, Греція, Італія, Литва, Мальта, Польща, Словенія

Закінчення табл. 1.8

1	2	3	4
Зелені сертифікати	Торгові продукти, що підтверджують гарантії походження ЕЕ з ВДЕ (відновлюваних джерел енергії). Можуть мати гарантовані мінімальні ціни. Сертифікатами можна торгувати окремо від виробленої енергії	Адміністративні	Румунія, Швеція
Інвестиційний грант	Пряма підтримка розвитку ГП на основі ВДЕ через державні інвестиції	Адміністративні	Австрія, Кіпр, Люксембург, Мальта, Словенія, Швеція
		Тендерні	Іспанія

Джерело: складено автором на основі [105]

Виходячи із табл. 1.8 кожна зі схем може реалізуватися в адміністративний або ринковий спосіб. Країни ЄС можуть впроваджувати одразу декілька схем підтримки розвитку ВДЕ (табл. А.3). Згідно з Керівництвом ЄС 2014 р. [102] держави – члени ЄС повинні ввести тендерні процедури (конкурсні торги) для визначення рівня державної підтримки ВДЕ з 2017 р. У 2023 р. 17 країн впровадили тендерні процедури хоча б для одного з механізмів підтримки, а 10 країн спираються виключно на адміністративні процедури, це: Кіпр, Чехія, Естонія, Ірландія, Латвія, Люксембург, Португалія, Румунія, Словаччина, Швеція.

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. В Австрії, Кіпрі, Люксембургу, Мальті, Словенії та Швеції підтримку отримують генеруючі потужності за адміністративною процедурою, і лише в Іспанії виробники ЕЕ із ВДЕ отримують підтримку на конкурентному РП за тендерною процедурою, що дозволила їм впровадити технологічно нейтральні аукціони на основі єдиного критерію відбору цінових пропозицій.

Згідно зі [102] процедура конкурсних торгів має 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 аукциони набули нормативного оформлення [106].

В аналітичному звіті СЕЕР надало такі рекомендації до впровадження конкурсних торгів на РВЕ в ЄС [106]:

- у певних випадках (тобто зі складними технологіями) може бути корисною попередня кваліфікація учасників РВЕ, на основі їх фінансових і технічних можливостей;
- забезпечити незалежність органу, що впроваджує тендерні процедури;
- обмежити адміністративне навантаження на всіх учасників тендеру, гарантуючи справедливість, прозорість і якість тендеру;
- встановити фінансові гарантії та штрафні санкції за нереалізацію тендерних проєктів;
- уникнути різноманітності схем підтримки для одного проєкту з ВДЕ;
- заборонити учасникам перемикатися між тендерними процедурами.

Таким чином, європейська модель РЕЕ містить також ринкові механізми підтримки цілеспрямованого, адекватного та низьковуглецевого саморозвитку електроенергетики.

1.3. Американська та австралійська моделі конкурентного ринку електричної енергії

РЄЕ США є трирівневим як за системою, так і за сферами регулювання [107; 108]:

- 1) у сфері генерації функціонують конкуруючі, державно-регульовані, а також громадські електрогенеруючі компанії;
- 2) у сфері передачі високовольтними лініями – частина ЕЕ 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.

У територіальному розрізі електроенергетика США розділена на три незалежні електроенергетичні системи, які також охоплюють території Канади і Мексики: Західний інтерконектор, Східний інтерконектор і Рада надійності електропостачання Техасу (ERCOT), які обслуговують суміжні штати США. Хоча всі електростанції в кожній регіональній електроенергетичній системі синхронізовані і взаємопов'язані, між собою системи не синхронізовані, і потужність змінного струму має бути перетворена на постійний, який передається через міжрегіональні інтерконектори між ними. Таким чином, перетоки ЕЕ між електроенергетичними системами в США незначні, а їх системна координація слабка, тобто локальні границі окремих регіональних РЄЕ практично не перетинають один одного.

Кожна регіональна електроенергетична система розділяється на локальні зони 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 і впроваджуючи стандарти, та оцінюючи надійність системи. У складі

NERC функціонують 8 локальних організацій, які і забезпечують дотримання стандартів надійності на відповідних територіях [109].

Споживання і попит ЕЕ в кожній регіональній електроенергетичній системі збалансовані в межах невеликих географічних областей, так званих зон контролю, які контролюються балансуючими органами (*balancing authorities – BAs*). БА відповідає за балансування генерації в режимі реального часу відповідно до стандартів, розроблених NERC і Федеральною комісією з регулювання енергетики (FERC). БА працює під наглядом 12 координаторів надійності NERC. У деяких областях балансування несе незалежний системний оператор (ISO або RTO), який одночасно керує системою і ринками відповідно до правил FERC [110; 111].

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 об'єктів [112].

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 та споживачів ЕЕ. Їх основні функції включають планування розвитку електроенергетичних систем, регіональну диспетчеризацію і моніторинг електромереж, а також управління / адміністрування на оптових РЕЕ [113]. FERC вимагає, щоб ISO та RTO працювали і приймали рішення незалежно від учасників ринку. У Північній Америці існує 7 ISO: CAISO-California ISO, NYISO, IESO, ERCOT, MISO-Midcontinent, ISO-NE, AESO, а також діють 4 RTO: PJM, MISO-Midcontinent; SPP-Southwest Power Pool; ISONE-ISO New England [114].

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 [115; 116].

Роль ISO і RTO у функціонуванні північноамериканської електроенергетичної системи аналогічна і відрізняється лише ступенем відповідальності. У зіставленні 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 всієї ЕЕС на визначеній території. RTO виконує ті ж функції, що і ISO, але несе додаткову відповідальність за мережі передачі: координують і контролюють роботу системи на своїй території. ISO та RTO беруть участь у регіональному плануванні, щоб забезпечити задоволення потреб системи відповідною інфраструктурою [109; 113; 116].

Виробники ЕЕ в США можуть бути згруповані в 5 категорій на основі форм їх власності [109]:

- 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 т. ч. дистриб'юторські кооперативи, які можуть купувати ЕЕ у генеруючих і передавальних кооперативів або закуповувати в інших підприємств або на ринку;
- 3) інвестиційні компанії є приватними підприємствами, що належать інвесторам і 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 ЕЕС на своїх територіях. Вони продають ЕЕ, вироблену на федеральних об'єктах, якими переважно 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 [117].

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 [118; 119]. Для того щоб дерегуляція досягла успіху, було зроблено таке [119]:

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

Наразі у США функціонують відокремлено одночасно дві моделі оптового РЕЕ: регульованого двостороннього ринку та 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 електроенергетичних проєктів [109; 115; 118].

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 [120; 121].

Виділяють також комунальні енергосистеми, такі як адміністрація долини Теннессі і Бонневілл, які належать урядам цих територій або місцевим споживачам [109; 115].

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 [122].

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 буде здійснюватися за рахунок диспетчеризації виробників із нижчою вартістю виробництва ЕЕ, а її виробникам сплачуватися обсяг згене-

рованої ЕЕ за граничною ціною. Однак обмежені пропускні потужності передачі ЕЕ обумовлюють відхилення від гіпотетичної кривої граничних витрат [123; 124; 125].

Для врахування обмежених 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. 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 [109; 126; 127].

Конкурентні оптові РЕЕ в США сформовані за нодальним (вузловим) географічним розмежуванням, тобто LMP обчислюється на кожному вузлі системи та базується на маржинальній ціні виробництва останнього енергоблоку+ 1 МВт. Таким чином, LMP – це вартість додаткового 1 МВт ЕЕ в певному місці (центральної точці) в електромережі [128].

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 1 год [122; 129].

Найбільш крупним конкурентним РЕЕ в США є ринок PJM, який обслуговує однойменний RTO. 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 ринком, координацію відключень, урегулювання операцій, виставлення рахунків і зборів, управління ризиками, допоміжні послуги, управління кредитними ризиками тощо [130]. PJM управляє декілька сегментами конкурентного оптового РЕЕ, а саме товарним РЕЕ, ринком потужності, ринком допоміжних послуг і ринком фінансових прав передачі (табл. 1.9).

Таблиця 1.9

Сегменти оптового РЕЕ на РІМ

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 аукціони
Частка в оптовій ціні ЕЕ*, %	65	20	1	9

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

Джерело: складено автором за [130; 131]

Найкрупнішим сегментом РІМ є товарний РЕЕ. Як оператор ринку, РІМ відповідає за балансування фізичних потреб покупців, продавців ЕЕ та інших учасників РЕЕ, а також стежить за ринковою діяльністю, забезпечуючи відкритий, справедливий і рівний доступ до мережевої інфраструктури. Товарний РЕЕ поділяється на РДН і РРЧ.

Технологічний регламент функціонування товарного РЕЕ на РІМ охоплює період за тиждень до та через добу після фізичної поставки ЕЕ (табл. 1.10).

РДН визначається РІМ як єдиний вид строкового РЕЕ для поставки ЕЕ на наступну добу, на якому ціна на ЕЕ розраховується на

Таблиця 1.10

Регламент функціонування товарного РЕЕ PJM

Час	Процедури
T-1	Аналіз відключень об'єктів від енергосистеми → прогноз навантаження → строковий аналіз надійності
Д-1	Відкриття воріт РДН → оперативне планування резервів → аналіз надійності → видача зобов'язань для одиниць навантаження
у т. ч.	
08-10:30 Д-1	Учасники ринку подають заявки-пропозиції та заявки навантаження для наступної доби (доби фізичного постачання)
10:30 – 13:30 Д-1	PJM визначає результати торгів на РДН
13:30 Д-1	Закриття воріт РДН: публікація результатів торгів на РДН
13:30 – 14:15 Д-1	Учасники можуть подати реномінації за обсягом на наступну добу
14:15-24:00 Д-1	Подача заявок-пропозицій на участь у балансуванні
Д	Функціонування РРЧ
протягом Д	PJM переоцінює та надсилає окремим виробникам ЕЕ графіки оновлення навантаження
t-5 хв Д	Закриття воріт РРЧ
Д+1	Двосторонні розрахунки між учасниками та транзакції за допоміжними послугами

Примітка: Т, Д, t – тиждень, доба та реальний час поставки ЕЕ відповідно

Джерело: складено автором за [132–134]

погодинній основі шляхом акумулювання заявок-пропозицій від виробників та заявок-попиту постачальників / споживачів ЕЕ, а також пов'язаних фінансових транзакцій. PJM як оператор ринку визначає клірингову ціну за маржинальним методом ціноутворення на основі висхідного ранжування заявок-попиту плюс резервна маржа системи. Окрім біржової торгівлі на РДН PJM, можлива реєстрація двосторонніх договорів [131].

За результатами торгів на РДН всі виробники отримують плату за ЕЕ, яка враховується при диспетчеризації як клірингова: споживачі сплачують клірингову ціну за номінований обсяг споживання ЕЕ,

а власники фінансових прав на передачу – кредити на перевантаження, розраховані на основі погодинних локальних маржинальних цін на добу наперед [130; 132; 135].

Різниці, що виникають між номінованими обсягами на РДН та фактичним споживанням ЕЕ, покриваються на РРЧ, який на РЈМ 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 інтервалами 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 [131].

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 в РРЧ незалежно від результатів торгів РДН, та/або підлягають диспетчеризації на вимогу РЈМ. Діючи на основі самодиспетчеризації, енергоблоки повинні брати участь в 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 [132].

РЈМ виставляє рахунки на РЕЕ на погодинній основі, а між учасниками РЕЕ розрахунки відбуваються щомісячно (табл. 1.11).

Об'єкти, які обслуговують навантаження (Load-serving entities – LSE, аналог європейських СВЕ), сплачують ЛМР у режимі реального часу за будь-який попит, який перевищує їх заплановані на добу обсяги, і отримують дохід за відхилення попиту нижче запланованих обся-

Таблиця 1.11

Розрахунки на товарному РЕЕ PJM

Покупці ЕЕ	Продавці ЕЕ
Сплачують за номіновану ЕЕ за локальними маржинальними цінами на добу наперед.	Отримують оплату за номіновану ЕЕ за локальними маржинальними цінами на добу наперед.
Оплачують позитивні відхилення фактичних від номінованих обсягів ЕЕ за локальними маржинальними цінами реального часу.	Оплачують негативні 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	Отримують плату за позитивні відхилення фактичних від номінованих обсягів за локальними маржинальними цінами реального часу

Джерело: складено автором за [132]

гів. 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. Всі спотові покупки і продаж на РРЧ здійснюються за цінами в реальному часі [130; 131].

Отже, РДН представляє двосторонні, а РРЧ – односторонню енергетичні біржі, які функціонують на основі маржинальних цін.

Для фінансової торгівлі ЕЕ, що не передбачає її фізичної поставки, PJM створив віртуальні заявки (табл. 1.12): інкрементні заявки – заявки-пропозиції на віртуальну генерацію, та декрементні заявки – заявки-попит на віртуальне навантаження. Учасники ринку можуть подавати віртуальні заявки в будь-якій точці ринку або зоні передачі, сукупній або окремії 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 товарного РЕЕ [132].

Таблиця 1.12

Ключові особливості віртуальних заявок на PJM

Інкрементні заявки на віртуальну генерацію	Декрементні заявки на віртуальне навантаження
Продаж певного обсягу ЕЕ на РДН за локальними маржинальними цінами.	Купівля певного обсягу ЕЕ на РДН за локальними маржинальними цінами.
Купівля того ж обсягу ЕЕ на РРЧ за локальними маржинальними цінами реального часу.	Продаж того ж обсягу ЕЕ на РРЧ за локальними маржинальними цінами реального часу.
Прибуток, якщо ціна на добу наперед вища, аніж ціна в реальному часі	Прибуток, якщо ціна на добу наперед нижча, ніж ціна в реальному часі

Джерело: складено автором за [132]

Таким чином, агреговану модель американського РЕЕ можна представити у вигляді 7 ключових детермінантів (рис. 1.15).

Для забезпечення майбутньої надійності роботи регіональної електроенергетичної системи PJM у 2007 р. запровадив новий сегмент РЕЕ – РП, який будується на основі Моделі ціноутворення на надійність (Reliability Pricing Model – RPM). РП дозволяє підтримати достатню кількість ресурсів (генерації та споживання) для адекватного забезпечення майбутнього попиту на ЕЕ: це означає, що будь-який учасник оптового РЕЕ на PJM повинен мати ресурси для задоволення попиту плюс резервну маржу, яка повинна становити 15–20 % від очікуваного пікового навантаження. PJM визнав, що потужність є фізичним продуктом, що вимагає стимулювання ефективності, та доходи електроенергетичної галузі повинні розподілятися між товарним РЕЕ та РП [137; 138] (табл. 1.13).

Ключовими елементами ринку потужності PJM є [137]:

- 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);

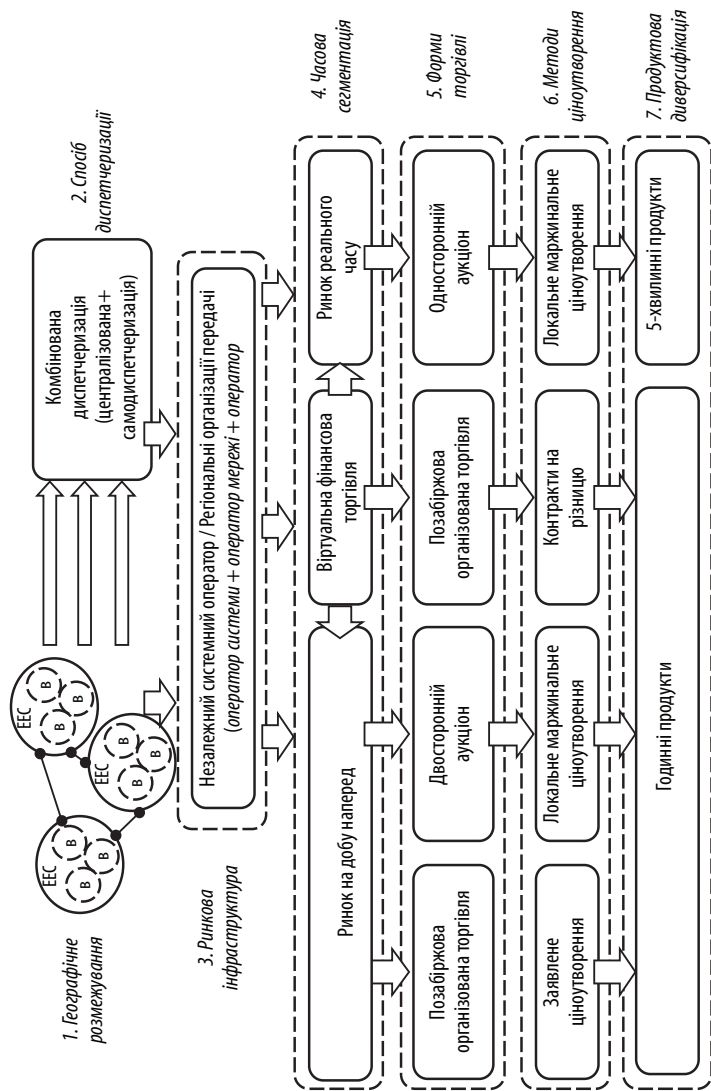


Рис. 1.15. Агрегована модель американського РЕЕ

Примітка: ЕЕС – електроенергетична система; В – енергетичний вузол

Аджерло: розроблено автором [31; 73]

Таблиця 1.13

Основні відмінності між продуктами на товарному РЕЕ
та ринку потужностей на РЈМ

Потужність	Товарна ЕЕ
Зобов'язання учасників РП щодо енергозабезпечення в надзвичайних умовах роботи РЈМ 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

Джерело: складено автором за [139]

- визначення потреби за видами потужності на різних територіях РЈМ.

Модель РП передбачає проведення 4 аукціонів: одного базового (Base Residual Auctions – BRA) та трьох додаткових (Incremental Auctions – IA), щоб дозволити учасникам РП визначити та торгувати своїми позиціями за необхідності (табл. 1.14). Зобов'язання щодо потужності є річними. Базовий аукціон є формою форвардного ринку та передбачає термін поставки ГП за 3 роки у майбутньому. Додаткові аукціони проводяться для кожного року поставки [137].

Таблиця 1.14

Технологічний регламент функціонування РП на РЈМ

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.

Джерело: складено автором за [141]

Учасники РП пропонують ресурси на ринку, які забезпечують пропозицію або знижують попит. Ці ресурси включають нову та наявну генерацію, модернізацію наявних генерацій, систему управління попитом. Коли учасник пропонує ці ресурси на РП, він зобов'язується збільшити пропозицію або зменшити попит на вимогу РЈМ на обсяг, який вони пропонують [140]. Участь наявних об'єктів генерації в РП є обов'язковою [136]. Добровільною є участь для: зовнішньої генерації; нової запланованої генерації (містить нові одиниці та модернізацію наявних блоків); наявних і планових ресурсів управління попитом, ресурсів енергоефективності; та кваліфікованих систем оновлення мереж передачі [139].

Клірингова ціна за RPM встановлюється за методом маржинального ціноутворення [141].

У схемі RPM всі ресурси потужності формують пропозицію аукціону, а всі 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 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 [137; 139; 141].

Також РЈМ проводить диспетчеризацію ЕЕ на ліцензованій території, тобто оперує ринком допоміжних послуг (РДП). РДП РЈМ представлений такими продуктовими сегментами – регулюванням, синхронізованими і несинхронізованими резервами, вторинними резервами на добу наперед, послугами чорного старту та реактивної потужності [131; 134].

Ринок регулювання надає послуги надійності та виправляє короткострокові, непередбачувані коливання в споживанні та виробництві ЕЕ, що можуть вплинути на частоту системи. Постачальники послуг регулювання повинні мати можливість регулювати виробництво або споживання ЕЕ в автоматичному режимі [131]. Ринок регулювання РЈМ 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 [131].

Ринок резервів представляють об'єкти генерації, які можуть швидко збільшити виробництво або зменшити споживання ЕЕ – протягом 10 або 30 хв [131]. 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 [130–136].

Ринок резервів PJM складається із первинних резервів, що представлені синхронізованими (підключеними до енергосистеми) і несинхронізованими (відключеними від енергосистеми) потужностями, які можуть забезпечити швидко 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 [130; 134].

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 як головну умову для отримання послуги приєднання до енергомережі.

PJM визначає вторинні резерви як доступні для диспетчеризації онлайн- або офлайн-резерви, які можуть забезпечити нарощування / скорочення виробництва ЕЕ протягом 30 хв. PJM визначає вимоги до вторинних резервів, але немає на меті їх підтримувати в реальному часі. PJM керує ринком на добу наперед для вторинних резервів (Day-Ahead Scheduling Reserve Market – DASR) [130; 131; 134].

Послуги чорного старту (Black start service – BSS) необхідні PJM для надійного відновлення після блекаутів в енергосистемі. BSS – це

здатність генеруючого блоку: а) розпочати виробництво без зовнішнього електроживлення або б) автоматично продовжувати роботу 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.

Таким чином, PJM 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.

PJM також управляє ринком фінансових прав передачі (*Financial Transmission Rights – FTR*), який є виключно фінансовим сегментом РРЕ, спрямованим на хеджування цінових ризиків РДН, які можуть виникнути внаслідок різниці у локальних маржинальних цінах на різних вузлах [138–140]. Самі ж FTR – це фінансові інструменти, які дають право власнику отримувати компенсацію через диспетчеризацію економічно невиправданих генераторів за локальними цінами на добу наперед. Однією із головних цілей ринку FTR є захист учасників товарного РРЕ зі стабільним навантаженням від різких коливань локальних маржинальних цін [142].

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/МВтг) спред ціни на ЕЕ між точками відправки та отримання на РДН. Ці транзакції покликані хеджувати ризики нодальної волатильності цін на різних вузлах [143].

FTR продається окремо від послуги передачі, що дає всім учасникам ринку можливість отримати кращу визначеність цін при поставці ЕЕ через PJM. Учасники ринку можуть отримати FTR чотирма способами [146]:

- на довгостроковому аукціоні, від одного до трьох років до реального часу;

- на річному аукціоні;
- на місячних аукціонах;
- 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 формі опціонів або облігацій (табл. 1.15), 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 FTR у МВт і різниці між двома локальними маржинальними цінами за вказаним шляхом. Цей кредит виплачується власникові FTR незалежно від того, хто здійснив постачання та/або від обсягу поставленої ЕЕ [142].

Таблиця 1.15

Особливості обігу прав фінансової передачі на PJM

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 деривативів (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 деривативів (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	—

Джерело: складено автором за [142; 143]

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 формі 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 [130; 142].

Однак, за висновками PJM, поточний дизайн FTR-ринку не є ефективним для забезпечення покриття витрат на перевантаження енергосистеми потенційними фінансовими доходами. Сумарний дохід ринку FTR компенсував лише 50,0 % від загальних витрат на перевантаження в 2018/2019 рр. [136].

Таким чином, американська модель конкурентного РЕЕ збудована за централізованим підходом із нодальним географічним розмежуванням, на основі комбінованої диспетчеризації, у формі організованої торгівлі, двогодинного масштабування, маржинального методу ціноутворення із вузькою продуктовою диверсифікацією, яка управляється незалежним оператором ринку, який суміщує функції оператора системи, а також функції органів державного управління. Пропорційний розвиток чотирьох сегментів ринку дозволяє гарантувати ефективність і надійність постачань РЕЕ. Однак вузькі місця американських ЕЕС спричиняють цінову дискримінацію учасників РЕЕ.

На думку МЕА, Австралія має один із найбільш прозорих конкурентних РЕЕ в світі та визначається як аналогова модель для лібералізації РЕЕ інших країн світу [144]. Хоча зазначене твердження доцільно віднести не до усієї території Австралії, а тільки для її Південних і 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 р. та об'єднав 5 територіальних юрисдикцій – Квінсленд, Новий Південний Уельс, Вікторію, Південну Австралію та Тасманію, які наразі виступають як цінові регіони (нодальні зони) [145–148].

Схему функціонування NEM наведено на рис. 1.16.

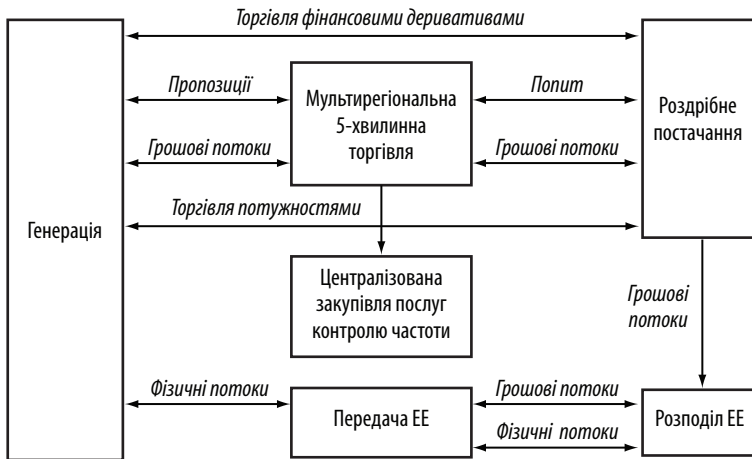


Рис. 1.16. Структурно-логічна схема функціонування австралійського РЕЕ

Джерело: складено автором на за [146; 147; 148]

Фізично австралійський РЕЕ складається з пов'язаних магістральних і розподільних мереж у кожній з 5 територіальних юрисдикцій, з'єднаних 6 високовольтними 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 відрізнятися всередині регіону [149].

NEM управляється австралійським оператором ринку енергії (АЕМО), що виступає як ISO, який здійснює централізоване та одноосібне керівництво спотовим товарним РЕЕ, ринком допоміжних послуг, ринком потужностей та ринком пропускнув потужності [149].

Регулювання NEM здійснюють три основні інститути [150; 151]:

- Австралійська комісія з енергетичного ринку (АЕМС) відповідає за вироблення правил та розвиток ринку;
- Австралійський енергетичний регулятор (АЕР) відповідає за економічне регулювання та дотримання норм функціонування ринку;
- Австралійський оператор ринку енергії (АЕМО) відповідає за функціонування ринку та енергосистеми, 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.

Ці установи несуть відповідальність перед Радою уряду Австралії (СОАГ) 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. Отже, в Австралії наявна централізована та ієрархічна система державного регулювання NEM (рис. 1.17).

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 ньому зареєстровано понад 300 учасників, включаючи виробників, постачальників, операторів передавальних мереж і розподільних мереж та прямих споживачів [153].

РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ...

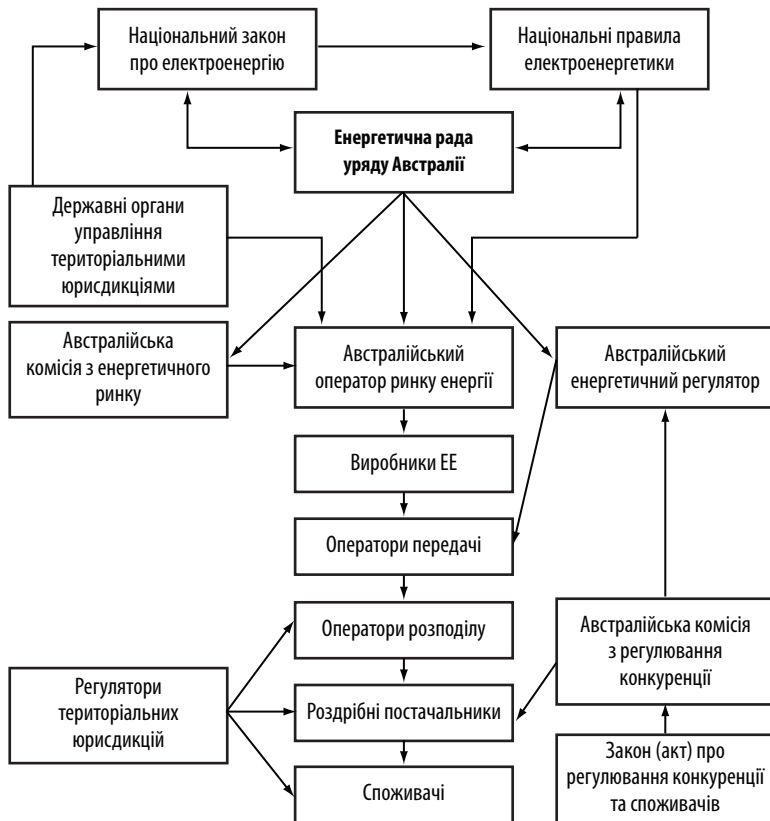


Рис. 1.17. Схема державного регулювання австралійського РЕЕ

Джерело: складено автором за [148]

АЕМО на NEM оперує єдиною ринковою платформою (рис. 1.18, табл. 1.16), на якій існує лише 5-хвилинний товарний спотовий РЕЕ (внутрішньодобовий ринок). 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

Розділ 1. Теоретичне забезпечення та світова практика з формування моделей ...

учасниками ринку не дозволяються жодні прямі двосторонні угоди [154].

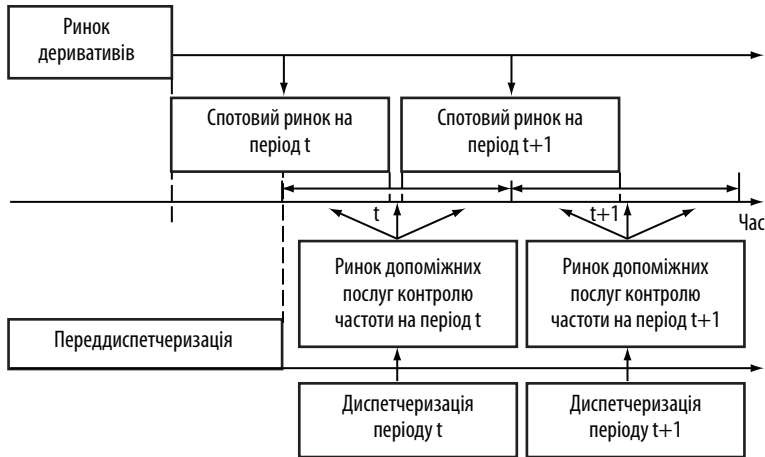


Рис. 1.18. Технологічний процес функціонування австралійського РЕЕ

Джерело: складено автором за [146]

Таблиця 1.16

Технологічний регламент функціонування австралійського РЕЕ

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 пре-диспетчеризації
Упродовж доби та до 5 хв до фізичного постачання ЕЕ	Подача повторних заявок
за 5 хв до фізичного постачання ЕЕ	Диспетчеризація

Джерело: складено за [147; 153]

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 [155].

Згідно з Національними правилами NEM встановлюються обмеження на максимальну та мінімальну спотові ціни. АЕМО може примусово застосовувати граничні ціни, коли необхідно перервати виробництво ЕЕ (тобто з метою розвантаження), щоб збалансувати загальний попит та пропозицію [147; 153].

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 редиспетчеризації. 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. Ставки за умовчанням – це стабільні ставки, які застосовуються, коли не виконується щоденна заявка. Ці пропозиції мають «комерційну довіру» і загалом відображають базові операційні витрати виробників ЕЕ [151; 155].

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. 1.19). АЕМО щоденно обчислює фінансові зобов'язання всіх учасників ринку і здійснює розрахунки за торгівлю ЕЕ на NEM щотижня [151; 155]. Оптові ціни на ЕЕ різняться за територіальними юрисдикціями (нодальними зонами), що обумовлено як різними структурами генерації і споживчого попиту, так і відкритістю регіонів.

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

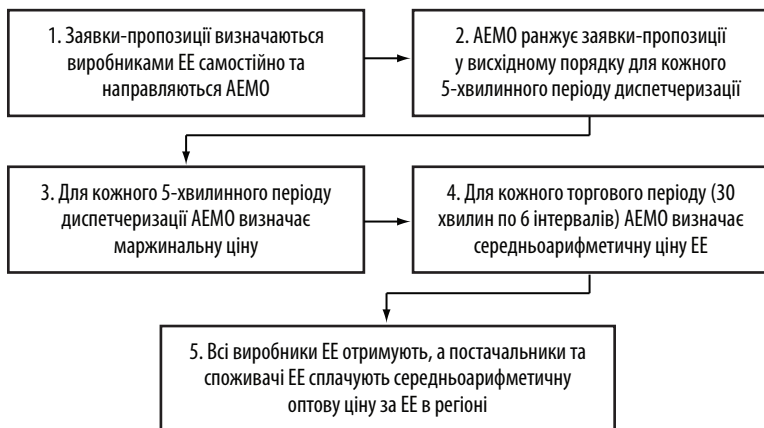


Рис. 1.19. Методичний підхід до ціноутворення на NEM в Австралії

Джерело: складено за [155]

(табл. В.1 Додатка В). 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 та за надання послуг [153; 156; 157].

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

Частота функціонування австралійської енергосистеми повинна знаходитися у діапазоні від 49,8 до 50,2 Гц у 99 % часу та у випадку надзвичайних ситуацій може відхилятися у діапазоні від 48,75 до 51 Гц не більше ніж на 15 хв [157]. 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 РДП забезпечує адекватність роботи NEM Австралії [157].

На строковому РЕЕ в Австралії обертаються тільки фінансові інструменти (ф'ючерси, опціони й інші деривативи) для хеджування ризиків майбутніх коливань спотових цін ЕЕ. Учасниками фінансового РЕЕ можуть виступати виробники ЕЕ, постачальники, фінансові посередники та спекулянти, такі як хеджові фонди [158]. В Австралії існують дві різні форми фінансового РЕЕ [158; 159]:

- 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) дериватив 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 у низці способів [160]:

- 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.

Фінансові та товарний РЕЕ в Австралії взаємообумовлюють один одного (*рис. 1.20*), хоча торгівля та розрахунки на фізичному ринку NEM відбуваються незалежно від активності на фінансовому РЕЕ.

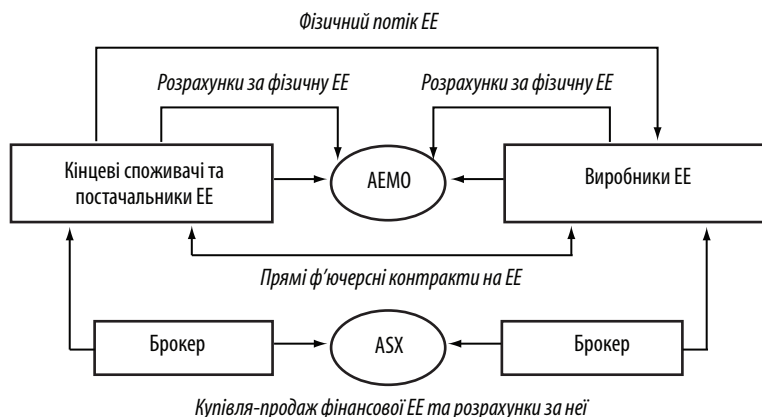


Рис. 1.20. Взаємозв'язок між фінансовими та товарним РЕЕ в Австралії

Джерело: складено автором за [162]

Деривативи фінансового РЕЕ отримують свою цінність від базового активу – товарної ЕЕ, яка торгується на NEM, та призводять до руху грошових коштів залежно від різниць між ціною деривативів і спотовою ціною на товарному РЕЕ. 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.2) [159; 161].

Загальною тенденцією 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 [161; 162]

Таким чином, агреговану модель австралійського РЕЕ також можна подати у виді 7 ключових детермінантів таким чином (рис. 1.21).

Ринок потужностей в Австралії збудований на основі механізму резервних потужностей (*Reserve Capacity Mechanism – RCM*). АЕМО

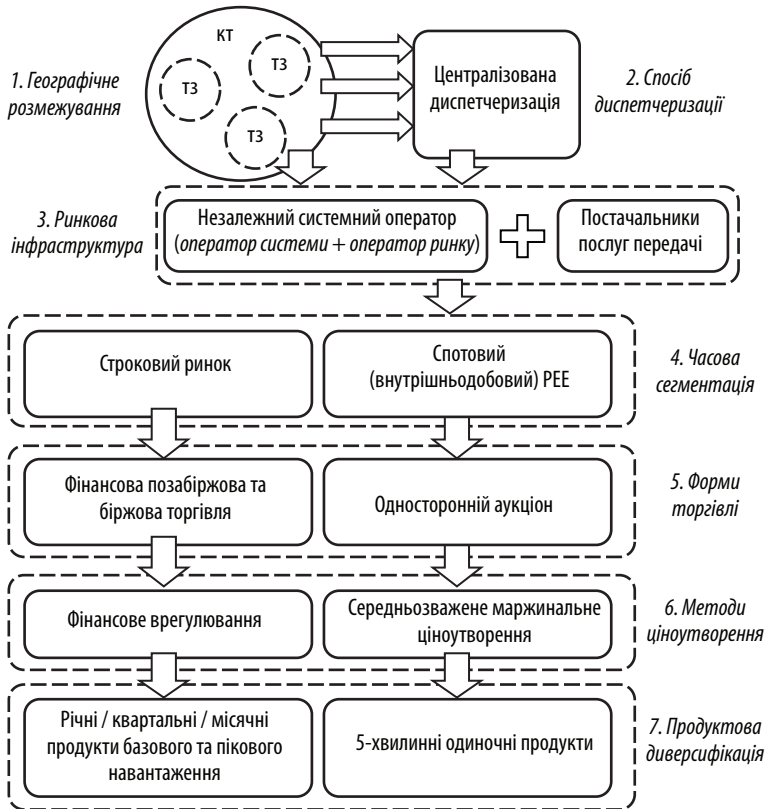


Рис. 1.21. Агрегована модель австралійського РЕЕ

Примітка: ЕЕС – електроенергетична система; В – енергетичний вузол

Джерело: розроблено автором [31; 73]

як оператор 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 [164].

RCM відокремлений від NEM та функціонує за власним алгоритмом (рис. 1.22), який базується на концепції кредитів на потужність, умовних одиницях потужності, які торгуються безпосередньо між учасниками ринку, а також між учасниками ринку та АЕМО.

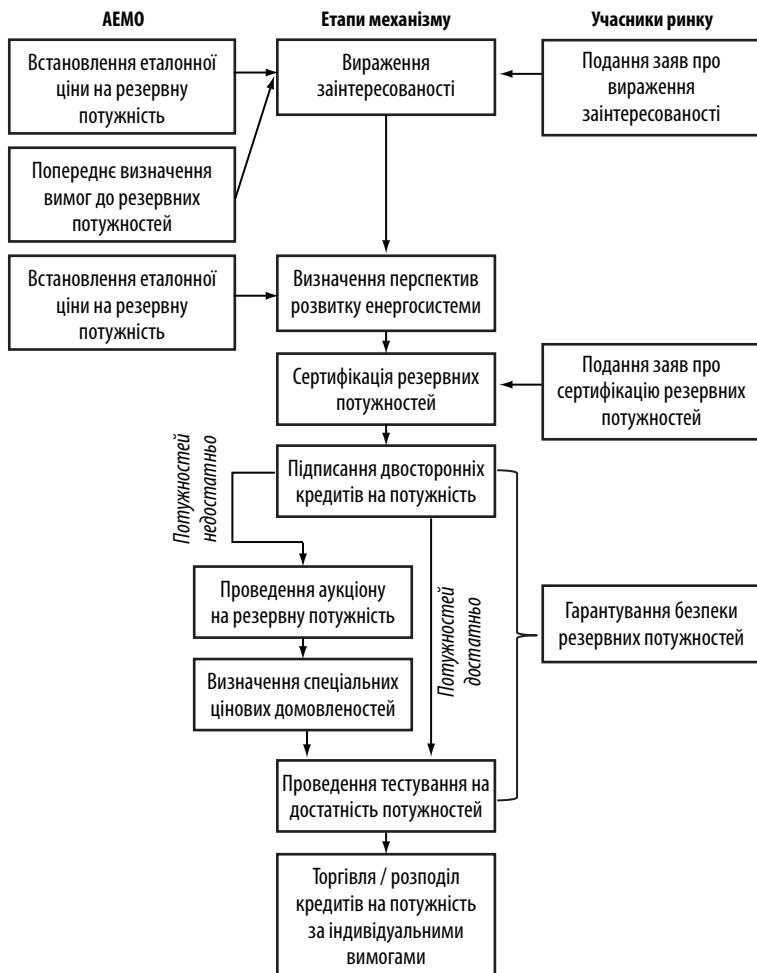


Рис. 1.22. Агрегований механізм функціонування РП в Австралії

Джерело: складено автором за [165]

Кредити на потужність призначаються індивідуально об'єктам генерації та системам управління попитом та діють протягом одного року (починаючи з 1 жовтня поточного календарного року і закінчуючи 1 жовтня наступного календарного року). В обмін на отримання кредитів на потужності власники цих ресурсів зобов'язані 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 [164; 165].

Щороку в січні АЕМО запитує про заінтересованість зі сторони 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 потужності на відповідний рік потужності [164; 165].

Надалі АЕМО здійснює оцінку перспектив розвитку електроенергетичної, починаючи з 3-го циклу резервної потужності, забезпечуючи при цьому виконання критеріїв надійності системи упродовж наступних 10 років. Цей прогноз використовується 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 визначається 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 [164; 165].

Аукціон на потужність проводиться АЕМО тільки у випадку недостатності покриття двосторонніми договорами вимог електроенергетичної системи 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 резервні потужності ніколи не проводилися в Австралії [164; 165].

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 відбувається пропорційно обсягу їх споживання в час максимального пікового навантаження ЕЕС у попередньому році [164; 165].

На момент упровадження ринку потужностей – 1 жовтня 2005 р. – еталонну ціну на потужність було встановлено на рівні 150 тис. австр. дол./МВт/рік; у 2013/2014 рр. вона зросла до 240,6 тис. австр. дол./МВт/рік, однак у 2019/2020–2021/2022 рр. цей показник стабілізувався майже на початковому рівні. Фактичні ціни законтракованих потужностей завжди були меншими за етало-

ну. На 2021/2022 р. фактична ціна потужності складала 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.

NEM Австралії функціонує за 5 торговими зонами, в кожній з яких обчислюється маржинальна ціна ЕЕ. Передача ЕЕ на NEM здійснюється за допомогою 5 державних постачальників послуг передачі, які обслуговують кожен із 5 штатів у NEM (табл. 1.17), які з'єднані між собою 6 інтерконекторами. Перетоки ЕЕ між інтерконекторами дозволяють знизити регіональну різницю цін, але не вирівнювати їх.

Таблиця 1.17

Потужності міжрегіональних інтерконекторів на NEM в Австралії

Назва інтерконектора	Напрямок рух ЕЕ	Номінальна потужність МВт
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
Heywood	Вікторія → Південна Австралія	600
	Південна Австралія → Вікторія	500
Murraylink	Вікторія → Південна Австралія	220
	Південна Австралія → Вікторія	200

Джерело: складено за [166]

Обмежені потужності інтерконекторів обумовили впровадження ринку пропускних 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 [167]:

- 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 територіальні зони мають різні ціни. Позитивний залишок виникне, коли ЕЕ буде вироблено в зоні з низькою ціною і передано в зону з більш високою ціною, а від'ємний залишок – коли ЕЕ виробляється в дорогій зоні і передається в більш дешеву зону [168].

SRA надає право зареєстрованим учасникам можливість подавати заявки на міжрегіональний залишок розрахунків, що нараховується на спрямованому інтерконекторі. Учасники на конкурсній основі придбають одиниці для кожного спрямованого інтерконектора 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. 1.23).

Таким чином, австралійська модель конкурентного РЕЕ, також як і американська, збудована за централізованим підходом, але має зональне географічне розмежування, централізовану диспетчеризацію, функціонує у формі односторонньої енергетичної біржі, на якій ви-

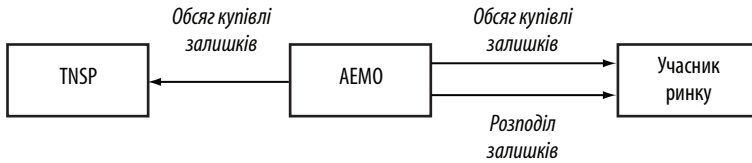


Рис. 1.23. Спрощена схема функціонування аукціонів розрахункових залишків в Австралії

Джерело: складено за [168]

діляється тільки внутрішньодобовий ринок, 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 пропускних потужностей, у формі аукціонів розрахункових залишків.

Висновки до розділу 1

Представлене у розділі дослідження дозволило отримати такі результати:

1. Розробити теоретичні положення з обґрунтування ключових детермінант моделі конкурентного РЕЕ, які спираються на взаємозв'язок між фізичними та комерційними потоками ЕЕ, які включають:
 - географічне розмежування електроенергетичної системи – залежно від її пропускної спроможності може бути зональним (без обмежень), нодальним (з обмеженнями) або зональним із поточковими ринковими зв'язками (за наявності «вузьких» місць);
 - диспетчеризація системи – може здійснюватися через централизовану диспетчеризацію (одночасне узгодження фізичних і комерційних потоків ЕЕ), самодиспетчеризацію (комерційні

потоки узгоджуються до, а фізичні – після визначення результатів ринку) або їх комбінацію;

- тип ринкової інфраструктури – передбачає створення та/або поєднання операторів системи, ринку та мережі;
- часова сегментація ринку – охоплює період від декількох років до реального часу постачання ЕЕ та включає строковий, спотовий сегменти ринку, а також ринок реального часу;
- форми торгівлі – обумовлюють вибір між позабіржовою та біржовою торгівлею на різних часових сегментах;
- методи ціноутворення – включають способи узгодження цінних заявок попиту та пропозиції та встановлення рівноважної ціни;
- продуктова диверсифікація – передбачає формування портфеля РЕЕ відповідно до споживчих вимог і технічних можливостей учасників ринку.

Рефлексія цих детермінант визначає структуру та механізми функціонування конкретної моделі РЕЕ.

2. За визначеними ключовими детермінантами провести типологізацію ринкових моделей європейського, американського та австралійського РЕЕ, яка дозволила визначити такі ключові відмінності:
 - географічне розмежування: європейський та австралійський РЕЕ використовують зональну модель, тоді як американський – нодальну;
 - диспетчеризація: в Австралії впроваджено централізовану диспетчеризацію, у США – комбіновану (лише маневрові генеруючі потужності можуть здійснювати самодиспетчеризацію), тоді як ЄС відкрив свій ринок повністю та запровадив самодиспетчеризацію учасників;
 - ринкова інфраструктура: У США та Австралії РЕЕ управляються незалежними системними операторами, які виконують функції як операторів системи, так і операторів ринку, тоді як

- у ЄС фізичні та комерційні потоки ЕЕ розмежовані й керуються окремо операторами ринку та операторами систем передачі;
- часове масштабування: ЄС має чотири сегментну, американський – двосегментну, а австралійський – односегментну будову РЕЕ;
 - форми торгівлі: у Європі ринок включає біржову та позабіржову торгівлю в організований та неорганізований спосіб. У США торгівля здійснюється виключно через аукціони та двосторонні контракти в організованій формі, тоді як в Австралії – виключно біржову форму. У всіх моделях спостерігається розвиток фінансових РЕЕ;
 - методи ціноутворення: у всіх моделях пріоритет віддається методу маржинального ціноутворення, що має специфічні механізми впровадження у кожній моделі;
 - продуктова диверсифікація: в Австралії торгівля здійснюється 5-хвилинними продуктами, у США – погодинними, тоді як у ЄС торгівля є найбільш диверсифікованою та ведеться простими та блочними продуктами з тривалістю від 15 до 60 хвилин.

Типологізація відмінностей між європейським, американським та австралійським РЕЕ дозволяє оцінити їхні переваги та недоліки, виокремити найкращі практики й адаптувати ефективні механізми для розбудови конкурентного національного ринку електроенергії.

Список використаних джерел до розділу 1

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=iLunlUGfZnkC&source=kp_cover&redir_esc=y
2. Regional Electricity Markets in ECT Countries. Brussels : Energy Charter Secretariat, 2003. URL: https://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Thematic/Regional_Electricity_Markets_2003_en.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. URL: https://www.researchgate.net/publication/284201351_The_impact_of_liberalization_on_the_performance_of_the_electricity_supply_industry_An_international_survey

4. Cottier T., Malumfashi G., Matteotti-Berkutova S., Nartova O., Sépibus J., Bigdeli S. Z. Energy in WTO law and policy. 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 Paul 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. Салашенко Т. І. Реформування енергетичного ланцюга створення електроенергії // Актуальні проблеми економіки та менеджменту : матеріали Міжнар. наук.-практ. конф. (16–17 лютого 2018 року, м. Запоріжжя) / Східно-український інститут економіки та управління. Запоріжжя : ГО «СІЕУ», 2018. С. 25–30.

9. Салашенко Т. І. Атрибутивні елементи оптового ринку електричної енергії // Економічний розвиток і спадщина Семена Кузнеця : матеріали Міжнародної науково-практичної конференції (30–31 травня 2019 р., м. Харків). Харків : ХНЕУ ім. С. Кузнеця, 2019. С. 149–150. URL: <http://www.skced.hneu.edu.ua/files/CED-2019.pdf>

10. Flexibility in thermal power plants // Agora Energiewende. 2017. URL: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Flexibility_in_thermal_plants/115_flexibility-report-WEB.pdf

11. Cottier T., Malumfashi G., Matteotti-Berkutova S., Nartova O., de Sépibus J., Bigdeli S. Z. Energy in WTO law and policy. URL: https://www.wto.org/english/res_e/publications_e/wtr10_forum_e/wtr10_7may10_e.pdf

12. Harmonized Commodity Description and Coding System // World Customs Organization. URL: http://www.wcoomd.org/en/topics/nomenclature/instrument-and-tools/hs_convention.aspx

13. Про ринок електричної енергії : Закон України від 13.04.2017 № 2019-VIII. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#Text>

14. Кизим М. О., Салашенко Т. І., Кизим Г. М. Оцінка впливу вимог міжнародних зобов'язань на тарифну політику в енергетичній сфері України. *Бізнес Інформ*. 2018. № 2. С. 148–159. URL: https://www.business-inform.net/_inc/kachka_pdf.php?year=2018&volume=2_0&pages=148_159&qu=%D0%A1%D0%B0%D0%BB%D0%B0%D1%88%D0%B5%D0%BD%D0%BA%D0%BE
15. Baumol W.J. On the proper cost tests for natural monopoly in a multiproduct industry. *The American Economic Review*. 1977. Vol. 67. No. 5. P. 809–822. URL: <https://www.jstor.org/stable/1828065>
16. Williams J. H., Ghanadan R. Electricity reform in developing and transition countries: A reappraisal. *Energy*. 2006. Vol. 31 (6-7). P. 815–844. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2005.02.008>
17. Pollitt M. G. The European single market in electricity: an economic assessment. *Review of Industrial Organization*. 2019. Vol. 55 (1). P. 63–87. DOI: 10.1007/s11151-019-09682-w
18. Салашенко Т. І. Теоретичне обґрунтування компонентів механізму лібералізації оптового ринку електроенергії. *Проблеми системного підходу в економіці*. 2018. № 1 (63). С. 51–60. URL: http://psae-jrnl.nau.in.ua/journal/1_63_2018_ukr/8.pdf
19. 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. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2008.07.002>
20. 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>
21. 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
22. International Energy Agency. *World energy outlook*. Paris : OECD/IEA, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1787/20725302>
23. Blazquez J., Fuentes R., Manzanoc B. On some economic principles of the energy transition. *Energy Policy*. 2020. Vol. 147. P. 111807. URL: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111807>
24. ENTSO-E (2021). *Options for the design of European Electricity Markets in 2030: Discussion Paper for Stakeholder Consultation*. URL: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/Market%20Committee%20publications/210331_Market_design%202030.pdf

25. Ahlqvist V., Holmberg P., Tangerås T. Central- versus Self-Dispatch in Electricity Markets. *IFN Working Paper*. 2018. No. 1257. URL: <https://www.repository.cam.ac.uk/handle/1810/290232>
26. Matenli A., Abbaspourtorbati F., Cherkaoui R., Mende F., Luongo L. Centralized and decentralized electricity markets: Assessment of operational and economic aspects. *Paper presented at the 2016 13th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. Porto, Portugal. (2016, June). DOI: 10.1109/EEM.2016.7521256
27. Yin S., Wang J., Qiu F. Decentralized electricity market with transactive energy—a path forward. *The Electricity Journal*. 2019. Vol. 32 (4). P. 7–13. DOI: 10.1016/j.tej.2019.03.005
28. Ahlqvist V., Holmberg P., Tangerås T. A survey comparing centralized and decentralized electricity markets. *Energy Strategy Reviews*. 2022. Vol. 40. 100812. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2022.100812>
29. Osińska M., Kyzym M., Khaustova V., Ilyash O., Salashenko T. Does the Ukrainian electricity market correspond to the european model? *Utilities Policy*. 2022. Vol. 79. 101436. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2022.101436> (Scopus, Q1)
30. Salashenko T. Determinants of Competitive Power Markets. *Governance: Strategies Processes, Technology: Proceedings of III International Scientific Conference Corporate (October 25th, 2019. Leipzig)*. Germany : Baltija Publishing. P. 37–40. URL: <http://repository.hneu.edu.ua/handle/123456789/2313>
31. Кизим М. О., Салашенко Т. І., Конкурентний ринок електроенергії: теоретичні підходи та моделі формування. *Проблеми економіки*. 2020. № 2. С. 130–143. DOI: <https://doi.org/10.32983/2222-0712-2020-2-130-143>
32. 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. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.02.004>
33. 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>
34. Felling T., Felten B., Osinski P., Weber C. Flow- Flow-Based Market Coupling Revised – Part II: Assessing Improved Price Zones in Central Western Europe. *HEMF Working Paper*. 2019. No. 07. URL: https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3404046
35. Holmberg P., Lazarczyk, E. Congestion management in electricity networks: Nodal, zonal and discriminatory pricing / Faculty of Economics, University of Cambridge, 2012. URL: <https://www.econ.cam.ac.uk/publications/cwpe/1219>
-

36. Barroso L. A., Cavalcanti T. H., Giesbertz P., Purchala K. Classification of electricity market models worldwide. *Paper presented at the International Symposium CIGRE/IEEE PES*. New Orleans, LA, USA, 2005. P. 9–16. DOI: <https://doi.org/10.1109/CIGRE.2005.1532720>
37. Chao H. P., Huntington H. G. (Eds.). Designing competitive electricity markets. *Springer Science & Business Media*. 2013. Vol. 13. DOI: <https://doi.org/10.1007/978-1-4615-5547-6>
38. 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: DOI: <https://doi.org/10.1016/j.tej.2013.05.004>
39. Pollitt M. G. Lessons from the history of independent system operators in the energy sector. *Energy Policy*. 2012. Vol. 47. P. 32–48. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.04.007>
40. Biancardi A., Di Castelnuovo M., Staffell I. A framework to evaluate how European Transmission System Operators approach innovation. *Energy Policy*. 2021. Vol. 158. 112555. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112555>
41. Jamasb T., Pollitt M. Electricity Market Reform in the European Union: Review of Progress toward Liberalization & Integration. *CESifo DICE Report*. 2006. No. 4 (2). P. 16–23. URL: https://www.researchgate.net/publication/227347051_Electricity_Market_Liberalisation_and_Integration_in_the_European_Union
42. Салашенко Т. І. Ринкова інфраструктура як передоснова створення конкурентного ринку електричної енергії // Конкурентоспроможність та інновації: проблеми науки та практики: матеріали Міжнар. наук.-практ. інтернет-конф. (м. Харків, 14 листоп. 2019 р.). Харків : ФОРМ ЛІБІ, 2019. С. 228–232. URL: https://ndc-ipr.org/media/publications/files/%D0%9A%D0%BE%D0%BD%D1%84%D0%B5%D1%80%D0%B5%D0%BD%D1%86%D1%96%D1%8F_%D0
43. The current electricity market design in Europe. KU Leuven Energy Institute EI-FACT SHEET 2015-01. URL: https://set.kuleuven.be/ei/images/EI_factsheet8_eng.pdf/
44. Meeus L. Why (and how) to regulate power exchanges in the EU market integration context? *Energy Policy*. 2011. Vol. 39 (3). P. 1470–1475. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.12.019>
45. Shah D., Chatterjee S. A comprehensive review on day-ahead electricity market and important features of world's major electric power exchanges. *International Transactions on Electrical Energy Systems*. 2020. Vol. 30 (7). e12360. DOI: <https://doi.org/10.1002/2050-7038.12360>

46. Arent D., Arndt C., Miller M., Tarp F., Zinaman O. The Political Economy of Clean Energy Transitions. Oxford University Press, 2017. URL: <http://sro.sussex.ac.uk/68276/1/9780198802242.pdf>
47. Bichpuriya Y. K., Soman S. A. Electricity Power Exchanges: A Review. *16th National Power Systems Conference*. 2010. P. 115–120.
48. Crampton P. Market Design in Energy and Communications / University of Maryland, 2015. URL: <http://www.cramton.umd.edu/papers2015-2019/cramton-market-design-in-energy-and-communications.pdf>
49. El Khatib S., Galiana F. D. Negotiating bilateral contracts in electricity markets. *IEEE transactions on Power Systems*. 2007. Vol. 22 (2). P. 553–562. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2007.894858>
50. Pikk P., Viiding M. The dangers of marginal cost based electricity pricing. *Baltic Journal of Economics*. 2013. Vol. 13 (1). P. 49–62. DOI: <https://doi.org/10.1080/1406099X.2013.10840525>
51. Akbari-Dibavar A., Mohammadi-Ivatloo B., Zare K. Electricity market pricing: Uniform pricing vs. pay-as-bid pricing // *Electricity Markets*. Springer, Cham, 2020. P. 19–35. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-030-36979-8_2
52. Wnagensteen I. Power Markets / Institut for elkraftteknikk. NTNU. 2006. URL: http://www.fer.hr/_download/repository/KompendumTET4185-nov05%20justert-4.pdf
53. Gajbhiye R., Soman S. A. New bid structures for power exchange with modelling in ILP framework. *Paper presented at the 6th International Conference on the European Energy Market*. Leuven, Belgium, 2009. P. 27–29. DOI: <https://doi.org/10.1109/EEM.2009.5207121>
54. Treaty establishing the European Community (Nice consolidated version). *Official Journal of the European Union*. 2002. C 325. P. 33–184. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:12002E/TXT>
55. Treaty on European Union (consolidated version). *Official Journal of the European Communities*. 1997. C 340. P. 153–172. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:11997M/TXT>
56. Eikeland P. O. EU Internal Energy Market Policy: Achievements and Hurdles. *Toward a Common European Union Energy Policy*. 2011. P. 13–40. URL: https://link.springer.com/chapter/10.1057/9780230119819_2
57. Лісабонський договір // EU Democrats. URL: http://www.eudemocrats.org/eud/uploads/downloads/Consolidated_LISBON_TREATY_3.pdf
58. Консолідовані версії Договору про Європейський Союз та Договору про функціонування Європейського Союзу з протоколами та деклараціями. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/994_b06#Text
-

59. 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>

60. European Commission. Directive (EU) 2024/1711 of the European Parliament and of the Council of 13 June 2024 amending Directives (EU) 2018/2001 and (EU) 2019/944 as regards improving the Union's electricity market design. URL: <http://data.europa.eu/eli/dir/2024/1711/oj>

61. European Commission. Regulation (EU) 2024/1747 of the European Parliament and of the Council of 13 June 2024 amending Regulations (EU) 2019/942 and (EU) 2019/943 as regards improving the Union's electricity market design. URL: <http://data.europa.eu/eli/reg/2024/1747/oj>

62. Next Kraftwerke's knowledge database. URL: <https://www.next-kraftwerke.be/en/knowledge-hub/from-a-regulated-to-a-competitive-market/>

63. 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/>

64. 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_EUInternalElectricityMarket.pdf?sequence=2

65. 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>

66. Салашенко Т. І. Поточний дизайн ринків електроенергії ЄС: виклики Україні. *Науковий вісник Ужгородського національного університету. Серія : Міжнародні економічні відносини та світове господарство*. 2018. Вип. 20, ч. 3. С. 22–28. URL: http://www.visnyk-econom.uzhnu.uz.ua/archive/20_3_2018ua/7.pdf

67. Borožan V., Krkoleva A., Krstevski P., Taleski R., Borožan S., Vasić B., Lakić E., Jerić 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>

68. 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>

69. 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>

70. 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>

71. 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>

72. 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>

73. Салащенко Т. І. Наукове забезпечення лібералізації ринку електричної енергії України : монографія. Харків : ФОП Лібуркіна Л. М., 2020. 432 с. (31,6 ум. друк. арк.)

74. Салащенко Т. І. Поточний дизайн ринків електроенергії ЄС: виклик України. *International Scientific Conference on European Integration of Economics, Education And Law*. (March 22-23, 2018. Warsaw). BMT Eridia Sp. z o.o. Wydawnictwo Erida, 2018. P. 195–199.

75. 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>

76. 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>

77. 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

78. 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>

79. 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

80. List of nemo by ACER // Agency for the Cooperation of Energy Regulators. URL: https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/en/Electricity/MARKET-CODES/CAPACITY-ALLOCATION-AND-CONGESTION-MANAGEMENT/Documents/NEMO_list.pdf

81. Europex. URL: <http://www.europex.org/members/opcom-operatorul-pietei-de-energie-electrica-si-gaze-naturale-romania/>

82. 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

83. 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

84. 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

85. 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-Backup-methodologies-1.pdf

86. 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>

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

88. Market dynamics report // Trayport. 2017. URL: <https://www.trayport.com/uk/markets2/market-dynamics-report>

89. 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

90. Balancing market. EMISSIONS-EUETS. URL: <https://www.emissions-euets.com/internal-electricity-market-glossary/607-balancing-market>

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

92. 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

93. 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>

94. 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>

95. 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

96. 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)

97. Understanding the Capacity Market // ENGIE. 2017. URL: <http://www.engie.co.uk/wp-content/uploads/2016/07/capacitymarketguide.pdf>

98. 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

99. 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>

100. 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>

101. 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>

102. Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020, European Commission, June 2014, 2014/C 200/01 // EUR-LEX. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52014XC0628%2801%29>

103. Clean energy for all Europeans // European Commission. URL: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>

104. 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

105. Status Review of Renewable Support Schemes in Europe // CEER. 2023. URL: https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2024/04/RES_Status_Review_in_Europe_for_2020-2021.pdf#page=45.11

106. 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>

107. 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

108. Electricity Market Complex Adaptive System // Center for Energy, Environmental, and Economic Systems Analysis. URL: <http://cee.es.anl.gov/projects/emcas.html>

109. 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

110. McLellan M., Opatrny C. Maintaining 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/>

111. Reliability Coordinator Peak Reliability // North American Electric Reliability Corporation. 2016. URL: <http://www.nerc.com/pa/rrm/TLR/Pages/Reliability-Coordinators.aspx>

Розділ 1. Теоретичне забезпечення та світова практика з формування моделей ...

112. What FERC Does? // Federal Energy Regulatory Commission. URL: <http://www.ferc.gov/about/ferc-does.asp>

113. 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>

114. Regional Transmission Organizations (RTO)/Independent System Operators (ISO) // Federal Energy Regulatory Commission. URL: <https://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/rto.asp>

115. 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/>

116. 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>

117. Electricity // U.S. Energy Information Administration. URL: <https://www.eia.gov/tools/glossary/?id=electricity>

118. Maize K. U.S. Electric Markets in Transition // Power. 2017. URL: <http://www.powermag.com/u-s-electric-markets-transition/?printmode=1>

119. Energy Deregulation in the United States and Canada // Direct Energy. URL: <https://business.directenergy.com/what-is-deregulation>

120. What is a wholesale electricity market? // Callmepower. URL: <http://callmepower.com/faq/energy-markets/what-is-a-wholesale-electricity-market>

121. Ela E., Milligan M., Bloom A., Botterud A., Townsend A., Levin T. Evolution of Wholesale Electricity Market Design with Increasing Levels of Renewable Generation / National Renewable Energy Laboratory. URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61765.pdf>

122. 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

123. Posner B. The Fundamentals of Electricity Markets / Pennsylvania State University, 2015. URL: <https://www.e-education.psu.edu/ebf200wd/node/151>

124. 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>

125. 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>
126. 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
127. 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>
128. 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>
129. 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>
130. 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>
131. Understanding the Differences Between PJM's Markets // PJM. URL: <https://learn.pjm.com/electricity-basics/market-for-electricity.aspx>
132. Overview of the Energy Market // PJM. URL: <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mrc/20160824/20160824-item-01-day-ahead-overview.ashx>
133. The PJM Markets Gateway User Guide // PJM. URL: <https://www.pjm.com/markets-and-operations/etools/markets-gateway.aspx>
134. Keech A. PJM Compliance Obligation and Market Timelines // PJM. URL: <https://docplayer.net/100074554-Pjm-compliance-obligation-and-market-timelines.html>
135. 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=8S1X11yefZ&sig=ACfU3U0z_gv12JwGwIPDu73bHXj-KXft0w&hl=ru&sa=X&ved=2ahUKEwiclIna1tbhAhWDpIsKHZz0DSc4ChDoATAIegQIBxAB#v=onepage&q=pjm%20energy%20market&f=true
136. State of the Market Report for PJM // Monitoring Analytics. URL: https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2018.shtml
-

137. 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>

138. PJM's Capacity Market: Model To Copy Or Avoid? // Energy Informer. URL: <https://breakingenergy.com/2014/10/16/pjms-capacity-market-model-to-copy-or-avoid/>

139. 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>

140. Capacity Market (RPM) // PJM. URL: <https://learn.pjm.com/three-priorities/buying-and-selling-energy/capacity-markets.aspx>

141. PJM Capacity Prices Nearly Double In Most Territories // EnergyWatch. 2018. URL: <https://energywatch-inc.com/pjm-capacity-prices-nearly-double/>

142. PJM Manual 06: Financial Transmission // PJM. URL: <https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m06.ashx>

143. 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>

144. Lessons from Liberalised Electricity Markets, IEA, Paris, 2005. URL: <https://www.iea.org/reports/lessons-from-liberalised-electricity-markets>

145. 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>

146. 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

147. 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>

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

149. 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>

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

151. 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

152. Energy in Australia // Origin energy. URL: <https://www.originenergy.com.au/blog/about-energy/nem-the-national-electricity-market.html>

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

154. 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

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

156. Ancillary services // Australian Energy Market Operator. URL: <https://www.aemo.com.au/Electricity/Wholesale-Electricity-Market-WEM/Security-and-reliability/Ancillary-services>

157. 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>

158. Electricity financial markets // Australian Energy Regulator. URL: [https://www.aer.gov.au/system/files/Chapter 3 Electricity financial markets 2009.pdf](https://www.aer.gov.au/system/files/Chapter%203%20Electricity%20financial%20markets%202009.pdf)

159. 2016 Australian financial markets report // Australian Financial Markets Association URL: <http://www.afma.com.au/data/afmr/2016%20AFMR.pdf>

160. Energy Derivatives // Australian Securities Exchange. URL: <https://www.asx.com.au/products/energy-derivatives.htm>

161. 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

162. Electricity financial markets // Australian Energy Regulator. URL: <https://www.aer.gov.au/system/files/Chapter%203%20Electricity%20financial%20markets%202009.pdf>

163. ASX Australian Electricity Derivatives : Product Fact Sheet. ASX Limited. June 2025. 16 p. URL: <https://www.asx.com.au/content/dam/asx/markets/trade-our-derivatives-market/derivatives-market-overview/energy-derivatives/australian-electricity-fact-sheet.pdf>

164. 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>

165. Reserve capacity mechanism // Australian Energy Market Operator. URL: <http://www.aemo.com.au/Electricity/Wholesale-Electricity-Market-WEM/Reserve-capacity-mechanism>

166. 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

167. 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>

168. Maisano J. P. Pricing and risk management for highly cyclical commodity markets. OPUS at UTS. 2016. URL: <https://www.semanticscholar.org/paper/Pricing-and-risk-management-for-highly-cyclical-Maisano/45fbc5aa9b13c8975e45b0edc4c4f3e47b806691>

169. 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>

Розділ 2

ОРГАНІЗАЦІЙНО-ПРАВОВЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ФОРМУВАННЯ РИНКІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В КРАЇНАХ ЄС ТА УКРАЇНІ

2.1. Параметрична ідентифікація товарних ринків електричної енергії в країнах ЄС

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 електроенергетичних систем (структуру генерації, внутрішню та зовнішню сполученість, структуру і специфіку споживчого попиту). В середині ЄС немає двох абсолютно однакових національних РЕЕ, що обумовлює необхідність дослідження їх підмоделей загальної європейської моделі РЕЕ.

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, Норвегію та Швейцарію. У Додатку Г наведено перелік інформаційних джерел, за якими проводилося дослідження.

Найбільший за місткістю РЕЕ у ЄС має Німеччина, на якому було спожито 19 % від всієї ЕЕ об'єднання у 2023 р. [1]. Площа Німеччини поділена на 4 контрольні території, які оперуються різними ОСП: Amprion GmbH, 50hertz, Tennet, Transnet BW, однак складає єдину торгову зону, яка об'єднана з Люксембургом: BZ DE-LU. До вересня 2018 р. ця ринкова зона також охоплювала Австрію, але на вимогу регуляторів була розділена [2; 3].

На німецькому строковому РЕЕ позабіржова торгівля ЕЕ складає приблизно 80 % від загальної місткості цього сегмента ринку, у т. ч.

неорганізована позабіржова – близько 60 % [5]. У сегменті організованої біржової строкової торгівлі оперують 4 енергетичні біржі:

- 1) ЕЕХ пропонує фінансові деривативи на ЕЕ (4 ф'ючерси, 2 опціони, 2 спреди) до ринкової ціни на добу наперед та внутрішньодобової ціни із можливістю їх фізичного виконання на Еrex Spot [6];
- 2) Nasdaq торгує 3 інструментами (2 ф'ючерси та 1 опціон) до ринкової ціни на добу наперед базового та пікового навантаження [7];
- 3) ICE оперує 10 фінансовими інструментами на німецьку ЕЕ: 4 ф'ючерси та 6 опціонів до ціни на добу наперед для контрольної зони Amprion [8];
- 4) ОМІР пропонує 1 фінансовий інструмент – DEEL-ф'ючерс [9].

ЕЕХ також пропонує організованому платформу для реєстрації двосторонніх угод [6].

Німецький строковий РЕЕ вважається найбільш ліквідним у ЄС: рівень його чорна перевищує 5 пунктів [2; 5].

На РДН конкурують між собою 3 NEMO: EXAA, Erexspot та NordPool [10]. Erexspot, NordPool функціонують як двосторонні енергетичні біржі за аукціонним алгоритмом та із маржинальним методом ціноутворення, на яких торгівля ведеться 60-хвилинними простими та блочними продуктами [11; 12]. На EXAA торгуються як прості, так і блочні продукти, як за 60-, так і за 15-хвилинними часовими інтервалами на відокремлених аукціонах для «сірої» та «зеленої» ЕЕ [13].

На ВДР діють лише 2 NEMO: Erexspot та NordPool, а також планується функціонування ETRA Holding B.V. [10], де ведеться безперервна торгівля 15-, 30-, 60-хвилинними продуктами за заявленими цінами, а також запроваджено 3 внутрішньодобові аукціони 15-хвилинними продуктами (із 13 червня 2024 року) [11; 12].

Для оперування БР 4 німецькі ОСП організували спільну електронну торговельну 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 балансування потужності проходять щотижнево для первинних і вторинних резервів та щоденно для третинних резервів. Також передбачається впровадження резервів для негайного і швидкого переривчастого навантаження. Врегулювання небалансів відбувається за єдиною системою ціноутворення (немає розмежування 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 за небалансами системи [14; 15].

Франція є другим за місткістю РЕЕ у ЄС, що складала 17 % від загальноєвропейського в 2023 р., який на 80 % монополізований національною компанією Électricité de France [1]. Її територія представляє єдину контрольну та ринкову зони, які функціонують під керівництвом національного ОСП – Réseau de Transport d'Électricité (RTE) [1; 3].

Строкова торгівля ЕЕ здійснюється переважно на позабіржовій неорганізованій основі – більше 60 % [1; 5]. Торгівля деривативами ЕЕ здійснюється через ЕЕХ (1 ф'ючерс із можливістю тижневого та місячного фізичного виконання, 1 опціон і 1 спред) та ICE (3 ф'ючерси та 3 опціони), ОМІР (1 ф'ючерс) [6–9]. Ліквідність французького строкового РЕЕ коливається від 2 до 5 пунктів [2; 5].

Спотові сегменти РЕЕ, також як і в Німеччині, відкриті для конкуренції між НЕМО: на РДН та ВДР діють Erexspot, NordPool [10]. Організація спотових сегментів РЕЕ у Франції загалом відповідає Німеччині з поправкою на єдину контрольну зону [10; 12].

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) [15; 16].

РЕЕ Великої Британії посідав третє місце за місткістю в Європі, який становив 13 % у 2019 р. (після Brexit у 2020 р. статистика до Єв-

Розділ 2. Організаційно-правове забезпечення формування ринків електричної ...

рокомісії не надається) [1]. Країна поділена на 2 контрольні та 2 ринкові зони: Англія, Шотландія та Уельс становлять 1 зону, тоді як Північна Ірландія інтегрована в загальну ірландську торгову зону SEM. Функціонує перша під керівництвом національного ОСП National Grid Electricity Transmission (NGET), а друга – SONI [1; 3].

Таблиця 2.1

Ціноутворення балансуєної ЕЕ на французькому БР

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

Джерело: складено за [15]

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 природним газом. Ліквідність цього сегмента РЕЕ у Великій Британії є ще недостатньою та коливається між 2 та 5 пунктами [5; 7].

На британському РДН в особі NEMO зареєстровані 2 енергетичні біржі: Erexspot та NordPool, які пропонують прості та блочні продукти за 60- та 30-хвилинними продуктами. 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 [11; 12].

На ВДР торгівля ведеться також виключно через NordPool 30-хвилинними продуктами, яка проводить безперервні торги із закриття «воріт» за 30 хвилин до реального часу та 2 внутрішньодобові аукціони із єдиною торговою зоною Ірландії [12]:

SEM-GB-IDA1 – закриття воріт о 18:30 за CET за добу до фізичного постачання з періодом виконання заявок – протягом 24 годин доби фізичного постачання ЕЕ;

SEM-GB-IDA2 – закриття воріт о 9:00 за CET доби фізичного постачання з періодом виконання акцептованих заявок – з 12:00 до 24:00 доби фізичного постачання ЕЕ.

На обох внутрішньодобових аукціонах діє маржинальний метод ціноутворення.

На БР Великої Британії закупівлю балансуєчних 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 [15; 17].

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

- поєднання різних форм торгівлі ЕЕ на строковому РЕЕ;
- впровадження конкуренції між NEMO на спотових сегментах РЕЕ;
- поєднання безперервних торгів та аукціонів на ВДР;
- розукрупнення ринкових продуктів на дрібні часові інтервали;
- орієнтація на єдину системну ціну для БР.

Специфічні особливості функціонування має четвертий за місткістю РЕЕ у ЄС – італійський. У 2023 р. частка Італії становила 12 % від загального споживання ЕЕ у ЄС [1]. Територія країни представляє єдину контрольну зону, яка оперується Terna в особі ОСП, відповідальним за функціонування та розвиток енергомереж, диспетчеризацію та балансування, а також розвиток ВДЕ. Водночас Італія розділена на 7 торгових зон: IT Calabria, IT North, IT Centre-North, IT Centre-South, IT South, IT Sardinia, IT Sicily [1; 3].

На італійському РЕЕ існують різні форми строкової торгівлі [7; 18; 19]:

- неорганізована позабіржова торгівля шляхом укладання прямих договорів між учасниками, її частка на італійському РЕЕ складає близько 20 %;
- організована біржова та позабіржова форми торгівлі форвардними контрактами відбувається через спеціалізований підрозділ МТЕ широкофункціональної енергетичної біржі GME (міжнародна назва IPEX);
- організована позабіржова торгівля фінансовими деривативами на ЕЕ здійснюється через EEX (3 фінансові інструменти), IDEX (1 фінансовий інструмент), ICE (6 інструментів).

Однак, незважаючи на таку диверсифікацію форм торгівлі, ліквідність строкового РЕЕ Італії не перевищує 2 пунктів [5].

Спотові сегменти італійського РЕЕ монополізовані єдиним NEMO – GME [10], на якому діє спеціалізований підрозділ МРЕ для РДН і ВДР [18].

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 Terna. Кожен оптовий продавець ЕЕ отримує маржинальну ціну ЕЕ у своїй ринковій зоні, а оптові покупці сплачують єдину національну клірингову ціну (“Prezzo Unico Nazionale” – PUN), яка дорівнює середньозваженій за обсягами міжзональній кліринговій ціні [15; 18].

Італійський ВДР діє подібно до РДН на основі маржинальних аукціонів з урахуванням залишкових обсягів пропускну потужностей після визначення результатів РДН. Однак, на відміну від РДН, всі заявки попиту та пропозиції акцептуються за зональною ринковою ціною, єдиної ціни не існує. ВДР проходить у формі 7 аукціонів: МП1–МП7, розподілених у часі [18].

На італійському РЕЕ GME є також оператором РДП на платформі MSD, де Terna купує необхідні обсяги балансуєної енергії для управ-

ліній внутрішніми перевантаженнями. Terna виступає як центральний контрагент (єдиний оптовий покупець), а прийняті пропозиції оплачуються за заявленою ціною. MSD складається з попереднього сегмента (ex-ante MSD), включаючи 6 підетапів – MSD1–MSD6, і балансуючих ринків (MB), включаючи 6 підетапів – MB1–MB6 [15; 18].

Після закриття воріт РДН (MGP) сегменти MI, MSD, MB по-слідовно змінюють один одного у визначеній послідовності. На MB Terna акцептує заявки попиту і пропозиції, 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 [15; 18].

Узагальнено технологічний регламент функціонування італійського РЕЕ наведено у *табл. 2.2*.

Замикає 5 лідерів за місткістю РЕЕ в Європі Іспанія, частка якої становила 10 % від загального РЕЕ ЄС у 2023 р. [1]. Вся територія країни представляє єдину 1 контрольну та 1 торгову зони, які керуються єдиним ОСП – Red Eléctrica de España (REE) [1; 3].

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 OMIP, яка також через підрозділи OMIP clearing та BME Clearing супроводжує клірингові процеси між учасниками позабіржового ринку [8].

На строковому РЕЕ Іспанії торгують фінансовими деривативами 3 біржі: EEX – 1 ф'ючерс та 1 опціон, ICE – 2 ф'ючерси на ЕЕ базового навантаження, а також OMIP – 8 різних фінансових інструментів [1; 7; 8]. OMIP торгує 5 ф'ючерсами (з яких по 2 – для базового та пікового навантаження, 1 – для сонячної ЕЕ, при цьому 2 ф'ючерси передбачають фізичне виконання на спотовому РЕЕ), 1 форвардом, 1 свопом та 1 опціоном (*табл. 2.3*).

Таблиця 2.2

Технологічний регламент функціонування спотового та балансуючого РЕЕ в Італії

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	MI5	17.30 Д-1	7.45 Д	8.15 Д
MI1	12.55 Д-1	15.00 Д-1	15.30 Д-1	MSD4	*	*	10.15 Д
MI2	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	MI6	17.30 Д-1	11.15 Д	11.45 Д
MB1	*	*	**	MSD5	*	*	14.15 Д
MI3	17.30 Д-1	23.45 Д-1	0.15 Д	MB5	22.30 Д-1	15.00 Д	**
MSD2	*	*	2.15 Д	MI7	17.30 Д-1	15.45 Д	14.15 Д
MB2	22.30 Д-1	3.00 Д	**	MSD6	*	*	18.15 Д
MI4	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

Джерело: складено автором на основі [18]

Таблиця 2.3

Основі продукти на строковому РЕЕ Іспанії, що торгуються через OMIP

Характеристика продукту	Ф'ючерси					Своп	Форвард	Опціон
	Базовий	Базовий	Піковий	Піковий	Сонячний			
Вид	Базовий	Базовий	Піковий	Піковий	Сонячний	Базовий	Базовий	Базовий
Спосіб виконання	Фінансове	Фізичне	Фінансове	Фізичне	Фінансове	Фінансове	Фізичне	Фінансове
Строк дії	Д, Т, В, М, К, Р	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: Д, Т, В, М, К, Р – доба, тиждень, вихідні, місяць, квартал, рік відповідно

Джерело: складено за [8]

Усі транзакції на OMIP одразу реєструються у спорідненій кліринговій установі OMIP clearing [8].

Проте ліквідність іспанського строкового РЕЕ не перевищує 2 пунктів і має мінливу тенденцію до зниження [5].

Спотовий РЕЕ в Іспанії функціонує як природна монополія під керівництвом єдиного NEMO – OMIE [9; 20]. 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 фі-

Розділ 2. Організаційно-правове забезпечення формування ринків електричної ...

зичними двосторонніми договорами, зобов'язані подавати заявки на цей сегмент РЕЕ [20].

Іспанський ВДР працює у двох формах: ВДР-аукціону та безперервної торгівлі. ВДР-аукціони проходять у 6 сесій: 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 період 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. ОМІЕ співпрацює з іншими спотовими енергетичними біржами – Erex Spot та Nordpool. Безперервна торгівля здійснюється за заявленою ціною. Торгівля на іспанському ВДР відбувається 60-хвилинними продуктами, простими і блочними, із різними умовами виконання [20].

РЕЕ управляє іспанським БР, надаючи доступ до торгової платформи Gestión de Desvios (з ісп. – управління диверсією), де торгуються погодинні продукти за системними маржинальними цінами на балансування [15; 21].

Спорідненим із іспанським РЕЕ є португальський, які разом утворюють Піренейський РЕЕ – MIBEL. Із 01.07.2007 повністю узгоджено всі правила функціонування між двома піренейськими електроенергетичними системами.

Португальський РЕЕ представляє 1 контрольну та 1 торгову зони, яка управляється 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. [15; 22; 23]

Польський РЕЕ, із часткою 6 % у 2023 р., посідає 6-те місце у ЄС за місткістю. Його модель враховує як нормативні вимоги транс'європейського законодавства, так і окремі запозичені най-

успішніші елементи з РЕЕ США, Австралії, Скандинавії та Великої Британії, що відрізняє його від інших європейських РЕЕ [25]. Польський РЕЕ представляє єдині контрольну (під керівництвом Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.) та торгову зони (під керівництвом Towarowa Gielda Energii S.A. – TGE) [1; 3; 27].

Строковий РЕЕ в Польщі із 2010 р. функціонує виключно на організованій основі, на якому торгуються як фінансові деривативи (РХЕ торгує 2 інструментами, ф'ючерсом та спредом через платформу EEX [1; 26]), які не передбачають як фізичного виконання, так і форвардні контракти через TGE [27].

Ринок товарних форвардних інструментів (Commodity Forward Instruments Market – CFIM), яким оперує TGE, працює з кінця 2008 р. і є найбільшим серед товарних строкових РЕЕ у ЄС за обсягами торгів. Обсяг форвардних контрактів на TGE склав 84,2 ТВтг, або 54 % від загальної місткості польського ринку у 2023 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 (на 6 тижнів наперед), місячні (на 9 місяців наперед), квартальні (на 6 кварталів наперед) та річні (на 3 роки наперед) для базового, для пікового та позапікового навантажень [27; 28].

На спотовому РЕЕ в Польщі номіновані 3 оператори ринку: TGE, Nordpool та Erex Spot [9]. Механізм функціонування РДН на TGE відрізняється від загальноєвропейського, оскільки передбачені не тільки «сліпі» аукціони із маржинальним ціноутворенням, але й безперервна торгівля за заявленими для окремих продуктів, які узгоджені один із одним, що дозволяють провести раннє балансування та встановити інвестиційні сигнали для строкового РЕЕ (табл. 2.4). За результатами торгів на РДН розраховуються 7 цінових індексів, основним з яких є Tge24, що уособлює індикативну ціну для фінансових інструментів [25]. Через Nordpool та Erex Spot торгуються погодинні контракти за аукціонним алгоритмом та із маржинальним ціноутворенням [11; 12].

Таблиця 2.4

Характеристика ринкових продуктів TGE на РДН

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

Джерело: складено за [29]

TGE на ВДР працює за алгоритмом безперервних торгів погодинними продуктами. При цьому цей часовий сегмент поділено на 2 сесії [30]:

1-ша сесія – відкриття воріт о 14.00 Д-1 та закриття воріт о 0.00 Д, однак не пізніше ніж за годину до фізичного постачання ЕЕ;

2-га сесія – відкриття воріт о 0.00 Д-1 та закриття воріт за 60 хв до фізичного постачання ЕЕ.

Nordpool та Erex Spot на польському ВДР працюють із погодинними продуктами за заявленими цінами [11; 12].

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 хв, встановлюючи маржинальні ціни на завантаження (EBND) та розвантаження (EBNO). За результатами БР розраховується єдина маржинальна ціна за небаланси для СББ, всередині між якими можливо лише фінансове врегулювання небалансів. ОСП може запровадити штрафні санкції, замінивши єдину систему ціноутворення дуальною, яка матиме різні системні ціни покупки та продажу [15; 31].

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 2023 р. на частку ринку цього регіону припадало 14 % від всього споживання ЕЕ у ЄС разом із Норвегією, у т.ч. частка Данії складала 1 %, Фінляндії – 3 %, Норвегії – 5 % та Швеції – 5 %. Скандинавський регіон має багато енергоємних виробництв та велику частку електроопалення, що обумовлює значне електроспоживання в енергобалансі цих країн порівняно з рештою країн ЄС (у 2023 р. ця частка становила 31 % в Nordic-країнах, що на 10 % більше середнього значення по ЄС) [1; 32; 33].

Територія кожної з цих Скандинавських країн являє собою єдину контрольну зону, яка управляється національним ОСП: Данія – Energinet.dk, Норвегія – Statnett, Фінляндія – Fingrid, Швеція – Svenska K., однак розукрупнені на декілька торгових зон: Данія – 2, Норвегія – 5, Швеція – 4, Фінляндія – 1 [3].

Строковий РЕЕ в цьому регіоні поділено навпіл між біржовою та позабіржовою формами торгівлі. 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 хеджуванні ризиків волатильності цін на ЕЕ. Внаслідок цього позабіржовий РЕЕ досяг найбільшої прозорості: близько 90 % всіх торговельних операцій реєструються [34]. 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) [1; 6; 7]. Загалом цей фінансовий РЕЕ є одним з найліквідніших ринків деривативів на ЕЕ у світі [34].

Скандинавський спотовий РЕЕ визначено як конкурентний, хоча оперується на ньому Nordpool та Erex Spot [9].

Як на Nordpool, так і Erex Spot, торгівля на РДН ведеться 60-хвилинними простими, блочними та комплексними продуктами (NordPool є родоначальником такої продуктової класифікації, узгодженої між усіма NEMO в ЄС). Розвиток скандинавських РДН обумовив впровадження додаткових правил спотової торгівлі, всі з яких спрямовані на забезпечення вільних перетоків всередині цього субрегіону при гарантуванні безпеки електропостачань, серед яких [12]:

- 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 інтерконекторами, що обмежують максимальні потоки в енергосистемі;
- для високовольтних ліній постійного струму (HVDC) застосовуються обмеження щодо нарощування потужностей у розмірі 600 МВт, що означає неможливість зміни обсягу генерації більше ніж на цю величину в наступну годину порівняно із попередньою. Запровадження такого обмеження спростило балансування та зменшило обсяг допоміжних послуг і операційних резервів;

- на окремих інтерконекторах враховується втрата функціональності, що означає відхилення обсягів проданої ЕЕ та купленої ЕЕ на певний відсоток внаслідок втрат в енергомережах;
- впроваджені обмеження граничних цін у розмірі -500 – 3000 євро/МВт-год дозволили гарантувати постійне встановлення ринкового еквілібріуму, що надалі є загальноприйнятими на всіх спотових РЕЕ в ЄС;
- 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 і Erex Spot функціонує у формі безперервної торгівлі, пропонуючи погодинні (тільки Фінляндія на Nordpool запровадила півгодинні ринкові продукти) прості та блочні продукти для країн цього субрегіону. Міжзональні пропускні потужності розподіляються неявно, які визначаються кожним ОСП за залишковим принципом після результатів РДН-аукціону [12].

БР країн Скандинавського регіону оперуються національними ОСП. Для сприяння конкуренції на БР в цьому регіоні з 01.05.2017 р. функціонує делегований оператор, eSett Oy, створений національними ОСП трьох країн – Фінляндії, Норвегії та Швеції. eSett Oy (eSett) відповідальний за врегулювання небалансів та виставлення рахунків учасникам ринку в цих країнах. eSett пропонує щоденні універсальні (гармонізовані) розрахунки для учасників БР (СВБ та ППБ) незалежно від їх географічного положення на ринку [35]. Окремо на БР Данії встановлено подвійний ціновий платіж за небаланси, які оплачуються за маржиальною ціною залежно від напряму небалансу енергосистеми [15].

Схожими є РЕЕ в країнах, які посідають 8-ме та 9-те місця за місткістю електроспоживання в ЄС, Нідерландах (5 %) та Бельгії (3 %) [1]. Територія кожної з цих країн представляє окремі контрольні зони, які управляються національними ОСП – TenneT TSO B.V. та Elia відповідно, та торгові зони [1; 3]. При цьому ціни ЕЕ на цих суміжних РЕЕ є приблизно однаковими [15; 22; 23].

Розділ 2. Організаційно-правове забезпечення формування ринків електричної ...

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 [1]. Також деривативами на бельгійську (3 ф'ючерси) та голландську (5 ф'ючерсів) ЕЕ торгує ICE [7]. Однак ліквідність строкової торгівлі в обох країнах є низькою [5].

Спотові сегменти РЕЕ в Нідерландах та Бельгії визнано конкурентними, на яких наразі оперують 2 енергетичні біржі – Nordpool та Erex Spot [9]. Так, перша проводить аукціони на добу наперед погодинними та внутрішньодобову безперервну торгівлю півгодинними продуктами, тоді як друга торгує погодинними продуктами на РДН, так і чвертьгодинними – погодинними продуктами на ВДР [10; 12].

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 відображають 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.

Таблиця 2.5

Ціноутворення балансуючої ЕЕ на бельгійському БР

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

Джерело: складено за [15]

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

лювання. 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 ніяких послуг регулювання не використовується, ціна балансуєчої ЕЕ – це середня ціна для першої заявки в обох напрямках [15].

Для цих і решти національних РЕЕ в ЄС дано узагальнені результати параметричної ідентифікації (табл. 2.6), які дозволяють визначити їх принципові відмінності. Так, з метою формування конкурентних РЕЕ території європейських країн пройшли подвійне географічне розмежування. *По-перше*, було визначено контрольні території, а *по-друге*, – торгові зони. У результаті державні кордони більшості країн збігаються із кордонами контрольних територій та торговими зонами. Виключення склали територія Німеччини, яка поділена між 4 ОСП, та Об'єднаного королівства, в якій територія Північної Ірландії виділена в окрему контрольну зону. Щодо торгових зон, то наявність вузьких місць обумовила такі розукрупнення: Італія поділена на 7 торгових зон, Данія – на 2, Норвегія – на 6, Швеція – на 4, а територія Північної Ірландії інтегрована в єдину ірландську торгову зону. Існування розвинутих мереж передачі між Люксембургом та Німеччиною дозволило 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.

Окрім з NEMO функціонують як природні монополії (ГТЕ, НУРХ, ОМІЕ, ОКТЕ тощо), тоді як діяльність інших охоплює те-

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, ОПЗБ, 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	3	3	2	4	2	2	2	3	3	3	3	2	2
Кількість фінансових деривативів	22	10	10	3	10	9	2	2	8	8	8	8	7	5
Тип інфраструктури спотового ринку	Конк.	Конк.	Конк.	Конк.	Мон.	Мон.	Мон.	Конк.	Конк.	Конк.	Конк.	Конк.	Конк.	Конк.

Продовження табл. 2.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Кількість операторів РДН	3+1 (п)		2+1(п)	2	1	1	1	3	2+1(п)	2+1(п)	2+1(п)	2+1(п)	2	2
Сегменти РДН	A		A	A	A	A	A	БТ + A	A	A	A	A	A	A
Продукти РДН	$\frac{1}{2} \Gamma + \Gamma$		Γ	$\frac{1}{2} \Gamma + \Gamma$	Γ	Γ	Γ	Γ	Γ	Γ	Γ	Γ	Γ	Γ
Ціни РДН	МЦ		МЦ	МЦ	МЦ із ви-значення єдиної ціни	МЦ	МЦ	ЗЦ + МЦ	МЦ	МЦ	МЦ	МЦ	МЦ	МЦ
Кількість операторів ВДР	2		2	1	1	1	1	1+2	1+1	1+1	1+1	1+1	2	2
Сегменти ВДР	A+БТ		A+БТ	A	A	A+БТ	A+БТ	A+БТ	A+БТ	A+БТ	A+БТ	A+БТ	A+БТ	A+БТ
Продукти ВДР	$\frac{1}{4} \Gamma, \frac{1}{2} \Gamma, \Gamma$		$\frac{1}{2} \Gamma + \Gamma$	$\frac{1}{2} \Gamma$	Γ	Γ	Γ	Γ	Γ	Γ	$\frac{1}{4} \Gamma, \frac{1}{2} \Gamma$	$\frac{1}{4} \Gamma, \frac{1}{2} \Gamma, \Gamma$	$\frac{1}{4} \Gamma, \frac{1}{2} \Gamma, \Gamma$	$\frac{1}{4} \Gamma, \frac{1}{2} \Gamma, \Gamma$
Ціни ВДР	МЦ + ЗЦ		МЦ + ЗЦ	МЦ	МЦ	МЦ + ЗЦ	МЦ + ЗЦ	МЦ + ЗЦ	МЦ + ЗЦ	3 МЦ + ЗЦ	МЦ + ЗЦ	3 МЦ + ЗЦ	МЦ + ЗЦ	МЦ + ЗЦ

Продовження табл. 2.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Оператор БР	ОСП через єдину платформу		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
Контрольні території	1	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1	1	1	1
Торгові зони	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Форми торгівлі на строковому РЕЕ	ПЗБ, ПЗБ, ОПЗБ, ТБ, ФБ	ПЗБ, ПЗБ, ТБ	ПЗБ, ПЗБ, ТБ	ПЗБ, ПЗБ, ТБ	ПЗБ	ПЗБ, ТБ, ФБ	ПЗБ, ПЗБ, ФБ	ПЗБ, ОПЗБ, ФБ	–	ПЗБ, ТБ	ПЗБ	ПЗБ	ПЗБ	ПЗБ, ФБ
Кількість операторів строкового РЕЕ	2	1	1	2	0	2	1	1	0	1	0	0	0	1
Кількість фінансових деривативів	2	2	0	8	0	1	2	5	0	2	0	0	0	1

Продовження табл. 2.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Тип інфра-структури спотового ринку	Конк.	Мон.	Мон.	Мон.	Конк.	Мон.	Мон.	Конк.	Конк.	Конк.	Конк.	Конк.	Конк.	Конк.
Кількість операторів РДН	1	1	1	1	1	1	1	3	1	1	2	2	2	1
Сегменти РДН	A	A	A	A	A	A	БТ+A	A	A	A	A	A	A	A
Продукти РДН	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г+ ¼ Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г
Ціни РДН	МЦ	МЦ	МЦ	МЦ	МЦ	МЦ	ЗЦ+МЦ	МЦ	МЦ	МЦ	МЦ	МЦ	МЦ	МЦ
Кількість операторів ВДР	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1	2	2	2	1
Сегменти ВДР	A+БТ	A+БТ	A+БТ	A+БТ	A+БТ	A+БТ	A+БТ	A+БТ	A+БТ	-?	A+БТ	A+БТ	A+БТ	БТ
Продукти ВДР	Г+ ¼ Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г+ ½ Г	½ Г	-	Г	Г	Г	¼ Г, ½ Г, Г
Ціни ВДР	МЦ+ЗЦ	ЗЦ	ЗЦ	ЗЦ	ЗЦ	ЗЦ	ЗЦ	ЗЦ	МЦ+ЗЦ	-	ЗЦ	ЗЦ	ЗЦ	МЦ+ЗЦ

Закінчення табл. 2.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Оператор БР	ОР + ОСП	ОСП+ДО	ОСП	ОСП	ОСП+ДО	ОСП	ОСП+ДО	ОСП+ДО	ОСП+ДО	ОСП	ОСП	ОСП	ОСП	ОСП
Ціни БР	ПЦ	ПЦ	ПЦ	ПЦ	ЄЦ	ПЦ	ПЦ	ЄЦ	ДЦ	ПЦ	ПЦ			ДЦ

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

Джерело: авторська розробка [24]

риторією декількох країн (Nordpool, Erex Spot SE, OMIE та інші). Залежно від кон'юнктури РЕЕ та збалансованості енергосистем визначається тип власності НЕМО, серед існуючих 7 прямо чи опосередковано належать національним ОСП, 5 перебувають у приватній та 4 – у державній власності.

Початково НЕМО створювалися як оператори РДН та ВДР, та більшість з них наразі функціонує на обидвох сегментах (окрім ЕХАА). 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, що 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 НЕМО оперують на БР та ще 5 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.

Дотримуючись Регламенту 2015/1222, європейські держави майже єдині у виборі форм торгівлі на спотових сегментах РЕЕ. Ці сегменти функціонують в організованій формі у вигляді «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 тощо) 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 немає строкового РЕЕ.

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

Методи ціноутворення на європейських ринках електроенергії відповідають формам торгів. На позабіржовому ринку використовуються ціни контрактів, а на форвардних і ф'ючерсних ринках – заявлені ціни. На спотових сегментах, залежно від торгового алгоритму, застосовується маржинальне ціноутворення або ціноутворення за принципом оплати, а на балансуєчому сегменті – маржинальне ціноутворення. Варто зазначити італійську РДН, яка працює, застосовуючи метод зваженої маржинальної ціни для 7 торгових зон.

Щодо продуктової диверсифікації на ринках, то наразі загальноприйнятим є торгівля простими та блочними погодинними контрактами. На РДН такі продукти існують у всіх країнах, водночас для німецького та британського ринків вже запроваджено півгодинні продукти, 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 8 країн уже впровадили півгодинні контракти та 6 країн – чвертьгодинні. Загалом ЄС усе ще далекий від бажаної мети — зменшення обсягів продуктів на спотових сегментах ринку до рівня балансуєчого ринку.

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.

Параметрична ідентифікація та аналіз моделей РЕЕ європейських країн дозволяє сформувати його прогресивний дизайн (*рис. 2.1*). Він повністю відповідає моделі єдиного європейського РЕЕ, оскільки не порушує уніфікованих правил транскордонної торгівлі ЕЕ, але й також враховує специфіку національних електроенергетичних систем.

Порівняно з моделлю єдиного європейського ринку електроенергії більш просунуті ринкові моделі відрізняються таким чином [52]:

- розукрупнення величезної контрольної зони на декілька торгових зон;
- виключення непрозорих заявок і розвиненої біржової торгівлі на строковому ринку;
- поєднання різних методів ціноутворення на РДН і ВДР;
- делегування комерційних функцій з управління БР третій стороні;
- забезпечення єдиного ціноутворення на БР.

Незважаючи на вищезазначені зміни, пріоритетним способом диспетчеризації електроенергії залишається самодиспетчеризація, що гарантує децентралізаційний підхід до побудови конкурентного РЕЕ.

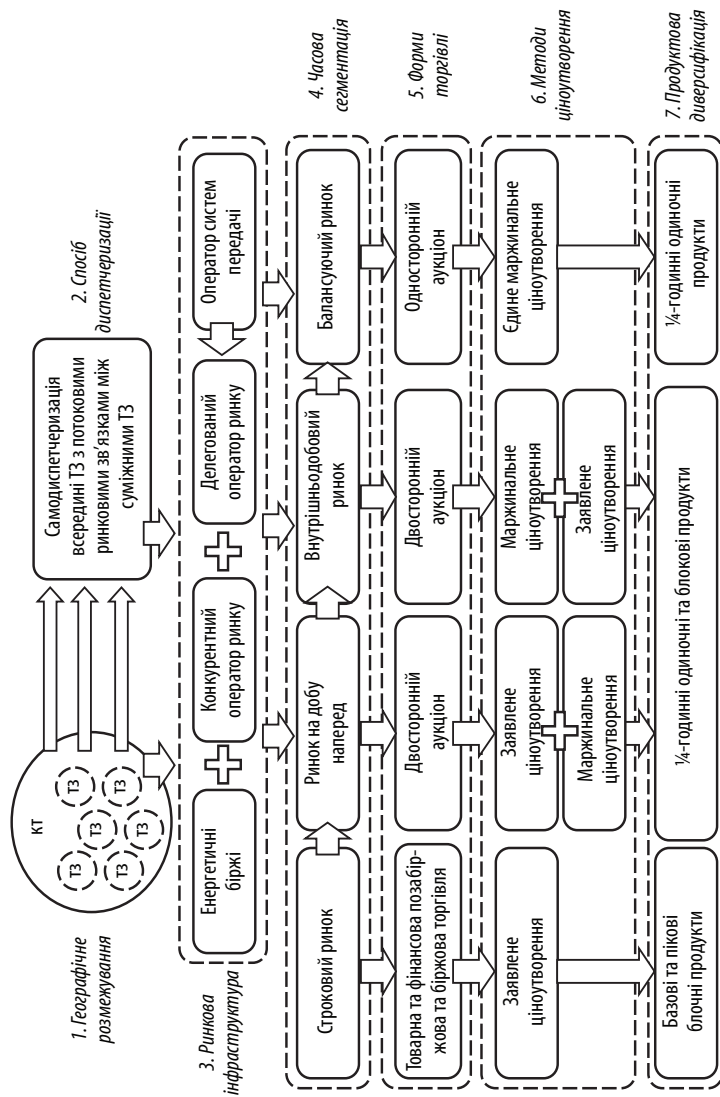


Рис. 2.1. Прогресивна європейська модель ринку електроенергії

Джерело: авторська розробка на основі параметричної ідентифікації 27 європейських РЕЕ [24]

2.2. Організація та регулювання товарного ринку електричної енергії в Україні

Лібералізацію РЕЕ України було розпочато ще у 1996 р., коли на зміну вертикально-інтегрованим, 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, та 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 оперативного-технологічного управління Об'єднаною енергосистемою України (ОЕС України) та передачі ЕЕ магістральними електромережами від генерації до розподільних електромереж [53], а також ДП «Енергоринок» з комерційними функціями купівлі та оптового постачання ЕЕ [53]. Таку модель оптового РЕЕ України було створено за зразком 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 [55]. Доцільність переходу РЕЕ України до цієї моделі була обумовлена нестабільною роботою енергосистеми, викликану проблемами неплатежів і накопиченням заборгованості споживачами за ЕЕ. Зокрема, до 1999 р. переважали бартерні розрахунки, і тільки 6 % оплати здійснювались грошовими коштами [56].

Правову основу моделі обов'язкового одностороннього енергетичного пулу склав Закон України «Про електроенергетику» від 16.10.1997 № 575/97-ВР [56], 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 здійснювались

на оптовому ринку електричної енергії (ОРЕ) України [56] (рис. 2.2). Останній, своєю чергою, був визначений як впорядкована система здійснення операцій купівлі-продажу ЕЕ на підставі Договору між членами Оптового ринку електричної енергії України [58]. До складу учасників ОРЕ України входили [56–59]:

- енергогенеруючі підприємства;
- «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 облэнерго, які також суміщали 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 статей 17, 25–26, котрі стосувалися кінцевого споживача безпосередньо).

Основними органами державного управління національним РЕЕ виступали(-ють) [60]:

- центральний орган 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, і свої функції. Наразі це Міністерство енергетики України [61]. Згідно з Правилами ОРЕ Міністерство затверджувало енергетичні характеристики енергоблоків,

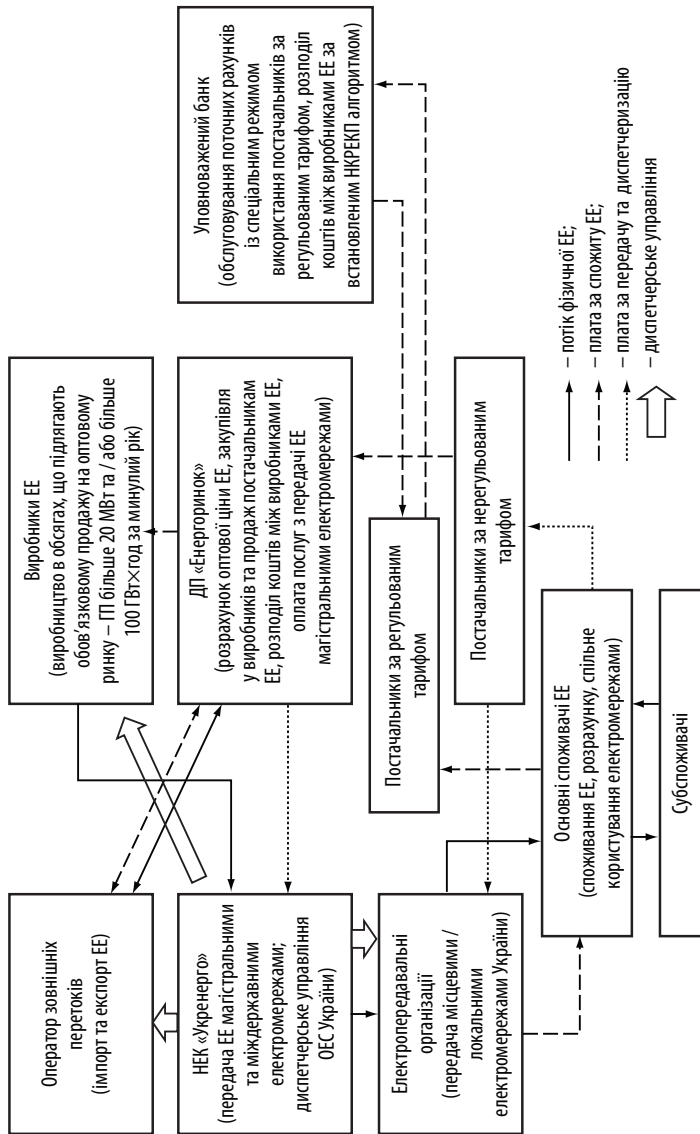


Рис. 2.2. Схема організації оптового РЕЕ України за моделлю енергетичного пулу

Джерело: складено за [59]

- прогнозний баланс ЕЕ в ОЕС України на розрахунковий період, річний графік ремонту обладнання енергоблоків та інші технічні характеристики, необхідні розпоряднику системи для коректного акцепту заявок [62];
- 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 України (НКРЕКП), діяльність якої наразі регулюється згідно з Законом від 22.09.2016 № 1540-VIII [63]. До функцій енергетичного регулятора, зокрема, належало (повний перелік функцій регулятора міститься у статті 17 Закону України від 22.09.2016 № 1540-VIII) встановлення державно регульованих цін і тарифів на товари і послуги суб'єктів природних монополій та інших суб'єктів господарювання (виробників ЕЕ, що не працювали за ціновими заявками), що провадили діяльність на ринках у сферах енергетики та комунальних послуг [62].

ОРЕ України під керівництвом ДП «Енергоринок» представляв гігантську машину з річним обігом 210 млрд грн у 2018 р. (табл. 2.7) [59]. 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 воєнно-політичний конфлікт на сході України та окупація АРК обумовили різке скорочення РЕЕ у 2014–2015 рр. 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.

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

Таблиця 2.7
Динаміка функціонування РЕЕ України за моделі одностороннього енергетичного пулу у 2009–2018 рр.

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, ТВтг	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 РЕЕ, 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 РЕЕ, ТВтг	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 РЕЕ, 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 РЕЕ, ТВтг	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, ТВтг	0,29	0,3	0,46	0,53	0,8	1,11	2,91	0,77	0,48	0,3	
Постачання за регульованим тарифом, ТВтг	134,1	145,75	146,45	146,04	139,58	125,8	119,63	119,85	117,17	117,51	

Закінчення табл. 2.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
млрд грн	44,83	57,13	70,99	80,23	81,95	82,41	107,95	137,56	148,76	168,62
Середньорічна ціна купівлі ЕЕ за регульованим тарифом, 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, ТВтг	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 за нерегульованим тарифом, 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

Джерело: складено за [59; 64]

розподільні мережі. Останні два сегменти РЕЕ було визначено як національну та регіональні природні монополії, регулювання яких здійснювалося НКРЕКП відповідно до Закону України «Про природні монополії» від 20.04.2000 № 1682-III [66]. 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 [58; 62; 67].

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 [58; 62]. 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 платежів блоку за порушення режиму роботи, за робочу потужність, за маневровість, за пуск блоку, за розвантаження нижче мінімально допустимого складу обладнання станції, додаткові платежі [58; 62].

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.

Параметрична ідентифікація РЕЕ України за моделлю одностороннього енергетичного пулу дозволяє представити її модель за ключовими детермінантами формування (рис. 2.3).

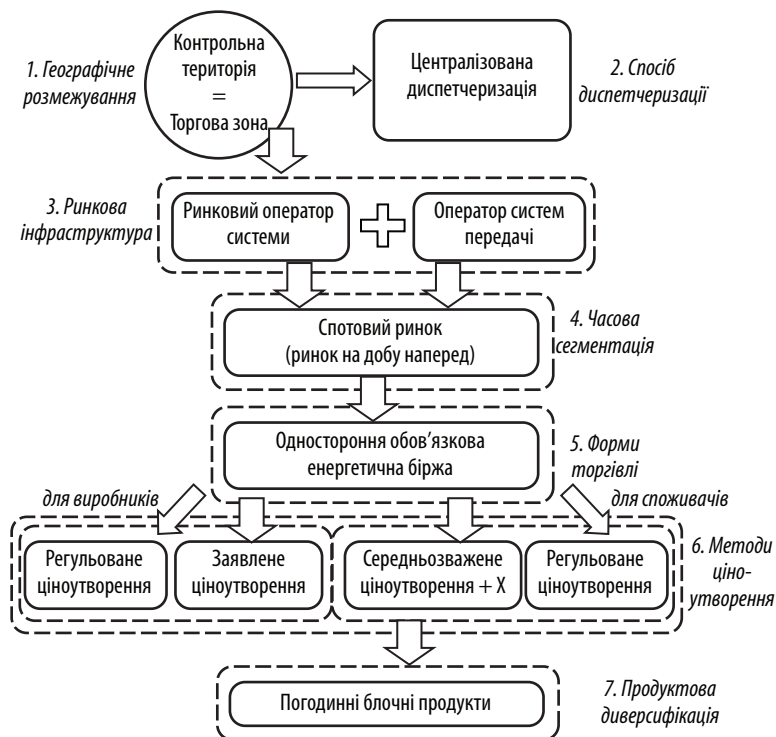


Рис. 2.3. Ретроспективна модель РЕЕ України за одностороннього енергетичного пулу

Джерело: авторська розробка на основі аналізу законодавства України

Отже, модель енергетичного пулу, яка діяла в Україні ще до середини 2019 р., мала низку недоліків, а саме:

- переважно регульоване ціноутворення та цінову дискримінацію серед учасників ОРЕ та великий обсяг перехресного субсидування між ними;
- непривабливість методів ціноутворення, а отже, відсутність стимулів для інвестування в оновлення та розвиток;

- усунення споживачів від участі в ринкових процесах і відсутність спроможності в учасників ринку самостійно управляти графіками свого електроенергетичного навантаження;
- вузька продуктова диверсифікація, що не відображала цінність ЕЕ у часі.

Водночас слід визнати і її здобутки, які дозволили забезпечити стабільність роботи ОЕС України:

- здатність до системного управління попитом і пропозицією ЕЕ всієї ОЕС України;
- близькість комерційних до фізичних потоків ЕЕ;
- орієнтація до торгівлі ближче до реального часу;
- виключно організований спосіб торгівлі ЕЕ;
- спроможність згладжувати цінові диспропорції між різними типами електрогенерації.

Модель енергетичного пулу майже одразу була визначена як перехідна до вільного двостороннього конкурентного РЕЕ України. 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 р. № 1789), згідно з якою передбачалося створення двох сегментів ринку, а саме ринку двосторонніх договорів (РДД) та БР [75], що відповідало моделям організації оптового РЕЕ країн ЄС 20-річної давнини. Цією концепцією було заплановано чотирьохетапний перехід до повномасштабного конкурентного РЕЕ 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 [76]). У подальшому ці заходи переносилися з року в рік та зрештою залишилися нереалізованими (Концепція та план заходів втратили чинність згідно Постанови КМУ від 23.09.2014 № 530 [77]). 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 [78], 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) [79], який повністю скасував Закон України «Про засади функціонування ринку електричної енергії України» від 24.10.2013 № 663-VII [78] та поступово скасовував дію Закону України «Про електроенергетику» від 16.10.1997 № 575/97-ВР [56]. 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, неповна відповідальність виробників ЕЕ з ВДЕ за небаланси, державне регулювання цін для побутових споживачів.

Лібералізація РЕЕ України була обумовлена необхідністю виконання її міжнародних зобов'язань перед 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 ЄС у сфері електроенергетики: Директиви 2009/72/ЄС про правила функціонування внутрішнього ринку електроенергії [80], а також Регламенту ЄС № 714/2009 стосовно умов доступу до мережі транскордонної передачі ЕЕ [82]. Третім енергетичним пакетом ЄС, який наразі впроваджує Україна, підкреслено необхідність вертикального анбандлінгу елементів електроенергетичної системи, надання права споживачу вибору постачальника ЕЕ, надання дозволів на будівництво та тендерні процедури вибору нових електрогенеруючих потужностей тощо [80; 82]. Однак ані директива 2009/72/ЄС, ані Регламент № 714/2009 не зобов'язують Україну впроваджувати конкретну модель конкурентного РЕЕ. Головне, щоб така модель передбачала відокремлення виробництва від передачі та розподілу – від постачання ЕЕ [72]. 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 [83; 84].

Однак, прагнучи інтегруватися до європейських енергетичних ринків, Україна прийняла на себе добровільне зобов'язання щодо лібералізації національного РЕЕ за європейською моделлю в 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» [79]. 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» [79]. 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).

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 малої системи розподілу, оператор ринку (ОР), гарантований покупець і споживач, які провадять свою діяльність на РЕЕ» [79]. В цілому наведений у [79] перелік учасників РЕЕ відповідає європейській моделі РЕЕ, за істотним виключенням – відсутність визначення кваліфікованого споживача. Усі учасники РЕЕ України є ліцензіатами (оператори генеруючих потужностей від 5 МВт) та підпадають під регулювання НКРЕКП. Міністерство енергетики України є центральним органом державного регулювання, що покликаний формувати і реалізовувати стратегічні та тактичні заходи з розвитку електроенергетики, а НКРЕКП є незалежним державним енергетичним регулятором, що здійснює оперативне державне регулювання, моніторинг та контроль за діяльністю діяльності з виробництва, передачі, розподілу, постачання ЕЕ (згідно з Законом від 22.09.2016 № 1540-VIII [63]).

На РЕЕ України передбачено функціонування чотирьох продуктових сегментів: товарного РЕЕ, ринку потужностей (РП), ринку

Розділ 2. Організаційно-правове забезпечення формування ринків електричної ...

пропускної потужності (РПП) та ринку допоміжних послуг (РДП) (табл. 2.8). Нова модель товарного РЕЕ України передбачає організацію чотирьох його сегментів, де виділяються один неорганізований – ринок двосторонніх договорів (РДД), а також три організовані сегменти (РДН, ВДР та БР), узагальнену характеристику яких наведено у табл. 2.8 та на рис. 2.4.

Таблиця 2.8

Продуктові сегменти РЕЕ України

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 постачальників допоміжних послуг (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

Джерело: складено за [79; 80]

Закон № 2019-VIII визначає норми функціонування РЕЕ України, встановлюючи свободу вибору контрагентів на РДД та монополії ОР на РДН і ВДР, а ОСП – на БР. Кожен часовий сегмент ринку має відмінні характеристики, обумовлені цілями його функціонування (табл. 2.9).

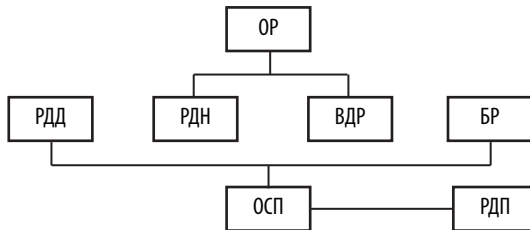


Рис. 2.4. Узагальнена схема організації товарного РЕЕ України

Джерело: складено за [59]

Таблиця 2.9

Визначальні характеристики сегментів товарного РЕЕ України
за конкурентної моделі

Сегмент РЕЕ	Метод ціноутворення	Оператор ринку	Форма договору	Строк дії договору
1	2	3	4	5
РДД – купівля-продаж ЕЕ між двома учасниками ринку поза організованими сегментами ринку, крім договору постачання ЕЕ споживачу (ст. 66)	Довільне	ОСП в особі адміністратора розрахунків / Особа, яка професійно організовує операції з оптовими енергетичними продуктами	Довільна форма та на умовах за домовленістю сторін	Максимальний встановлює НКРЕКП, але не менш 6 міс.
РДН – сегмент РЕЕ, на якому здійснюється купівля-продаж ЕЕ на наступну за днем проведення торгів добу (ст. 67)	Маржинальне ціноутворення	Монопольний 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 ЕЕ здійснюється	Заявлене ціноутворення			Доба фізичної поставки

Закінчення табл. 2.9

1	2	3	4	5
безперервно після завершення торгів на РДН та впродовж доби фізичного постачання ЕЕ (ст. 67)				
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 ЕЕ (ст. 68)	Маржинальне ціноутворення за функцією мінімізації витрат на балансування	ОСП	Типовий договір між учасниками БР та ОСП	У межах розрахункових періодів поточної доби

Джерело: складено за [79; 80]

Пізніше ПрАТ «НЕК Укренерго» було впроваджено зональний підхід до географічного розмежування РЕЕ України, згідного з яким територію України поділено на 2 торгові зони для купівлі-продажу ЕЕ [85]:

- торгову зону «Об'єднана енергетична система України» (далі – ТЗ ОЕС Україна), яка залишалася синхронізованою з енергосистемами країн СНД до 24.02.2022 р.;
- торгову зону «Бурштинський острів» (далі – ТЗ БуОс), яку було вже синхронізовано з енергосистемами європейських країн до лібералізації РЕЕ України.

Із 24.02.2022 під час першого етапу синхронізації з ENTSO-E та внаслідок російського вторгнення в Україну торгові зони були

об'єднані, та наразі в Україні працює лише 1 торгова зона ТЗ ОЕС України (BZN UA-IPS).

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» [79]. Відповідно до ст. 66 цього Закону учасники ринку мають право вільно обирати контрагентів за двосторонніми договорами, укладати ці договори у довільній формі та на умовах, а «регулятор має право встановлювати максимальний строк дії двосторонніх договорів, який не може бути меншим за 6 місяців» [79]. 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 законтрактовані узгоджені обсяги.

Прийнята нормативно-правова база функціонування РДД ґрунтується на: Правилах ринку, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 307 [86]; а також інших Правилах та Кодексах, на які містяться відсилочні норми у вищезазначеній постанові. Систематизація положень Постанови НКРЕКП «Про затвердження правил ринку» дозволила сформулювати алгоритм функціонування РДД в Україні (Додаток Д, рис. Д.1).

Особливостями двосторонньої торгівлі на РЕЕ України є такі [87; 88]:

- 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.

Початково фактична реалізація положень функціонування РДД обумовила його фрагментування на декілька сегментів:

- неорганізований, де приватні виробники ЕЕ продавали її різним оптовим покупцям, повідомляючи ОСП лише узгоджені обсяги, тоді як ціни залишалися предметом закритих домовленостей;
- спеціальні сесії, де через електронні аукціонні платформи торгувалася ЕЕ виробників державної форми власності;
- комерційній сесії, де інші приватні учасники ЕЕ могли проводити строкову торгівлю в біржовій формі;
- спеціалізований для забезпечення загальнодоступних інтересів;
- спеціалізовані сесії купівлі-продажу «зеленої» ЕЕ.

Однак із 01.09.2021 р. внаслідок розгортання європейської газової кризи було впроваджено тимчасову норму та всю строкову торгівлю виробленою ЕЕ в Україні перенесено на майданчик УЕБ [89]. Із 08.07.2022 р. ці принципові зміни стали постійними, і відтоді весь продаж ЕЕ за двосторонніми договорами здійснювався виключно на електронних аукціонах [90]. Отже, було усунуто основну маніпулятивну складову довоєнного РЕЕ України – закриті цінові домовленості.

Таким чином, строковий РЕЕ в Україні трансформувалася від неорганізованої форми позабіржової торгівлі до організованої форми біржової торгівлі через впровадження електронних аукціонів. Внаслідок цього, попри збереження номінальної назви «РДД», ринок фактично став біржовим. Такі аукціони можуть проводитися особами, які професійно організовують операції з оптовими енергетичними продуктами, зокрема на організованих торговельних майданчиках, товарних біржах, електронних аукціонах, торгових платформах, відповідно до вимог законодавства [91].

На електронних аукціонах передбачено такі види торгів [92]:

- 1) залежно від кількості учасників – односторонній аукціон, ініціатором якого є лише 1 продавець та необмежена кількість покупців, та двосторонній аукціон, на якому одночасно може брати участь необмежена кількість продавців і покупців ЕЕ;
- 2) залежно від ініціатора торгів – аукціони на купівлю або на продаж;
- 3) залежно 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 продукти: денні, тижневі, місячні, квартальні, річні, базового, позапікового та пікового навантаження;
 - індивідуальні блочні продукти, у яких графік поставки ЕЕ визначається ініціатором аукціону;
 - 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 є лише Українська енергетична біржа (УЕБ), яка є наразі єдиною професійною особою, яка організовує операції з оптовими енергетичними продуктами на строковому РЕЕ України.

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 [79]. У ст. 67 Закону України № 2019-VIII передбачено функціонування єдиних РДН та ВДР, для їх оперування було створено монопольного оператора ринку в особі АТ «Оператор ринку». Основна відмінність, окрім часових меж торгівлі ЕЕ, між цими двома сегментами полягає у методах ціноутворення: якщо ціна РДН визначається за методом маржинального ціноутворення на основі агре-

Розділ 2. Організаційно-правове забезпечення формування ринків електричної ...

гованого балансу попиту та сукупної пропозиції ЕЕ, то ціна ВДР – за заявленою ціною [79]. Тобто фактично Закон України № 2019-VIII затверджує аукціонний підхід та сліпі торги на РДН та безперервні сліпі торги на ВДР. Систематизація нормативно-правових положень вторинного законодавства РЕЕ України, визначених у Правилах ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку (Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 308 [93]) та Правилах ринку (Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 307 р. [86]), дозволяє представити алгоритми функціонування цих часових сегментів (рис. Д.2 та рис. Д.3) та визначити їх особливості (табл. 2.10).

Таблиця 2.10

Особливості торгівлі на РДН і ВДР України

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	За заявленою ціною
Діапазон цін	від 10 грн /МВт-год до 50000 грн / МВт-год	
Час оприлюднення результатів торгів РДН	Д-1 14:00	Д+1 14:00
Мінімальний крок ціни та обсягу	0,01 грн, 0,001 МВт	
Кліринг та врегулювання	уповноважений банк	
Зони передачі	Укренерго в особі ОСП	

Джерело: складено за [93]

Необхідними умовами участі в торгах РДН та ВДР в Україні є [86; 93]: укладання договору про врегулювання небалансів ЕЕ між учасниками ринку та ОСП; укладання договорів про участь у РДН та/або ВДР між учасниками та ОР; відкриття рахунку ЕСКРОУ в уповноваженому банку.

На етапі впровадження європейської моделі РЕЕ в Україні із метою забезпечення від стрімкого та неконтрольованого зростання цін на ЕЕ НКРЕКП було прийнято рішення щодо верхній цінових обмежень цін на рівні максимальної середньоарифметичної погодинної оптової ринкової ціни ЕЕ з урахуванням дотаційних сертифікатів у березні – травні 2019 року для відповідних режимів навантаження для РДН та ВДР. Згодом на тлі зовнішніх (пандемія Covid-19 та європейська енергетична криза) і внутрішніх (обмежень доступності вугільних енергоблоків за умов бурхливого розвитку ВДЕ) екстерналій, цінові обмеження на РЕЕ України неодноразово підіймалися. Загальну динаміку зміни цінових обмежень на РДН та ВДР України можна прослідкувати у *табл. 2.11*.

Таблиця 2.11

Цінові обмеження на РДН і ВДР України

Рік	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1/7/ 2019	Max - 959,12									Max - 2048,23														
1/3/ 2020	Max - 959,12								Max - 2048,23															
31/7/ 2020	Max - 1228,94								Max - 2048,23															
1/8/ 2021	Max - 2000								Max - 4000															
28/2/ 2022	Min – 1378,97 Max - 2000								Min – 2646,25 Max - 4000															
30/6/ 2023	Max - 3000								Max - 5600														Max - 7200	

Закінчення табл. 2.11

Год	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
30/11/ 2023	Max - 3000								5600	Max - 6900				Max - 5600					Max - 7500					
1/6/ 2024	Max - 5600									Max - 6900				Max - 5600					Max - 9000					

Джерело: складено за [94]

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 [93], АТ «Оператор ринку» із січня 2020 р. запустив також прості блочні заявки [94], профільовані блочні заявки. На початку 2021 р. оператор ринку презентував ще 2 типи заявок: гнучку (без зазначення розрахункового періоду) та зв'язану блочні заявки (акцепт окремої блочної заявки залежить від акцепту інших простих блочних заявок). Однак за рішенням НКРЕКП використання всіх блочних заявок на ВДР (Постанова НКРЕКП від 17.06.2020 №1117) та РДН (Постанова НКРЕКП від 06.08.2021 №1296) було припинено [95; 96].

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 та імпорту, а також споживання та експорту ЕЕ, врегулювання системних обмежень в ОЕС України, а також фінансового врегулювання небалансів ЕЕ [79]. Основними учасниками БР є постачальники послуг балансування (ППБ), балансуєчі 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 балансуєчої енергії для забезпечення відповідності обсягів попиту та пропозиції у межах поточної доби; по-друге, продаж ЕЕ СВБ з метою врегулювання небалансів. Вироб-

ники та споживачі ЕЕ – ППБ, зобов'язані надавати послуги з балансування на підставі укладеного з ОСП договору (за типовою формою) про участь у БР [79].

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, а також визначає взаємні зобов'язання ОСП та ППБ з купівлі-продажу відповідного обсягу ЕЕ на БР [79].

За результатами роботи БР за відповідну добу на підставі даних ОСП (також в якості АКО) адміністратор розрахунків розраховує платежі СВБ та 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 [86; 93].

Основним актом вторинного законодавства, що регулює БР, є Правила ринку, затверджені постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 307 [93], систематизація положень яких дозволяє представити алгоритм його функціонування (рис. Д.4).

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 хвилин. Участь у БР обов'язкова для всіх ППБ, які управляють генеруючими одиницями, в обсягах усієї залишкової доступної потужності для забезпечення балансуєної 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 балансуєну ЕЕ, що відповідають обсягам обраного резерву. ППБ зобов'язані подавати пропозиції на балансуєну 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 балансуєну ЕЕ є пропозиціями щодо відхилень від графіка виробництва / споживання на збільшення або зменшення навантаження [86].

ППБ повинні подавати розділені по розрахункових періодах пропозиції на балансуєну ЕЕ на БР для двох напрямків: на завантаження та на розвантаження. Кожен крок має містити обсяг балансуєної ЕЕ на завантаження / на розвантаження та ціну пропозиції. Пропозиції на балансуєну ЕЕ визначаються як [86]:

1) для генеруючих одиниць як:

- на завантаження – як різниця між доступною генеруючою потужністю, що залишилась, та графіком його виробництва;
- на розвантаження – дорівнює графіку виробництва (до нульового відпуску).

Покрокова функція балансуєної ЕЕ на завантаження / розвантаження повинна включати до десяти кроків, причому ціна балансуєної ЕЕ для кожного наступного кроку не повинна бути меншою / більшою за ціну попереднього кроку [86]. Результати БР складаються з:

- 1) прийнятих пропозицій на балансуєну ЕЕ на завантаження та на розвантаження ППБ за ОРЧ, на основі яких будуть видані диспетчерські команди з метою збалансування ОЕС;

- 2) маржинальної ціни по ОРЧ на балансуючу ЕЕ на завантаження та на розвантаження.

Маржинальні ціни на балансуючу ЕЕ на завантаження / розвантаження визначаються для кожної ОРЧ на рівні найвищої / найнижчої ціни акцептованої пропозиції на балансуючу ЕЕ. Основані на ОРЧ маржинальні ціни балансуючої ЕЕ визначаються в кожній зоні для кожної ОРЧ як [86]:

- 1) маржинальна ціна балансуючої ЕЕ на завантаження активується, коли система в зоні має дефіцит;
- 2) маржинальна ціна балансуючої ЕЕ на розвантаження активується, коли система в зоні має профіцит;
- 3) коли сума кількості ЕЕ прийнятих пропозицій на балансуючу 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 балансуючу ЕЕ були позначені як такі, що вирішують обмеження системи в зоні, тоді маржинальна ціна балансуючої ЕЕ цієї ОРЧ буде обчислюватися 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 [86].

АР використовує систему управління ринком для здійснення відповідного обчислення для дебетування і кредитування ринкових рахунків учасників ринку за балансуючу ЕЕ. Розрахунки за небаланси ЕЕ включають обчислення [86]:

- 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, пред-

ставляє односторонню енергетичну біржу, обов'язкову для ППБ, де ПрАТ «НЕК Укренерго» в особі ОСП закуповує балансувачу 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.

У 2024 р. Енергетичне співтовариство значно понизило оцінку прогресу впровадження реформ на РЕЕ України із 77 % у 2023 р. до 46 % у 2024 р. (довоєнний рівень у 2021 р. становив 51 %), що свідчить про регрес у ключових його складових, зокрема для оптового РЕЕ з 77 % до 46 %, довоєнний рівень якого складав 60 % [99; 101]. Серед основних проблем, які перешкоджають розвитку конкуренції на оптовому рівні в 2024 році, визначено [99; 101]:

- відсутність транспозиції норм Четвертого енергопакета щодо інтеграції РЕЕ, зокрема Регламентів ЄС 2019/941, 2019/942, 2019/943 та Директиви ЄС 2019/944;
- відсутність офіційного призначення номінованого оператора РЕЕ (NEMO), що є наслідком невідповідної транспозиції відповідного Регламенту ЄС 2015/122;
- невідповідність національних умов та положень щодо функціонування балансувачого ринку Регламенту ЄС 2017/2195;
- численні та часті регулятивні втручання та суворі цінові обмеження (price caps) на організованих сегментах ринку;
- збереження цінових обмежень на допоміжні послуги, включаючи балансувачу потужність, на рівнях 2022 року або на основі фактичних витрат.

Серед основних здобутків РЕЕ України у 2023 р. стала імплементація Регламенту 1227/2011 (REMIT) щодо доброчесності та про-

зорості на оптовому енергетичному ринку, і у 2024 р. тривало його впровадження під керівництвом НКРЕКП [99; 101].

На додаток до висновків Енергетичного Співтовариства можемо зазначити, що відсутність глибокого розуміння ключових детермінант формування конкурентного РЕЕ в Україні призвело до викривлення європейської моделі [100]:

- існує плутанина між часовими границями та торговими формами;
- можливості для організації строкового фінансового ринку не передбачені;
- статус приватних енергетичних бірж (зокрема, УЕБ) залишається невизначеним;
- державні компанії були усунені із конкурентного РЕЕ;

обмеження цін створюють значне маніпулювання цінами на РЕЕ.

Таким чином, наявну модель ринку електроенергії України доцільно назвати квазіконкурентною, оскільки вона далека від єдиної європейської моделі, має кардинальні недосконалості та обмежує конкуренцію (рис. 2.5).

Для виправлення квазіконкурентної моделі РЕЕ України та наближення її до європейської необхідно враховувати вимоги транс'європейського законодавства ЄС, специфіку національної електроенергетичної системи та успішні практики впровадження конкурентного РЕЕ у світі.

2.3. Ринкові механізми підтримки розвитку електроенергетики в Європі та Україні

Ключову роль у забезпеченні надійності електропостачання в середньо- та довгостроковій перспективі відіграють Механізми винагороди за потужність (МВП) – від англ. Capacity Remuneration Mechanisms (CRM). Це інструменти, які компенсують виробникам РЕЕ (або іншим учасникам ринку – операторам установок зберігання, систем управління попитом, пропускних потужностей) доступність / адекватність їхніх потужностей. Основна мета таких меха-

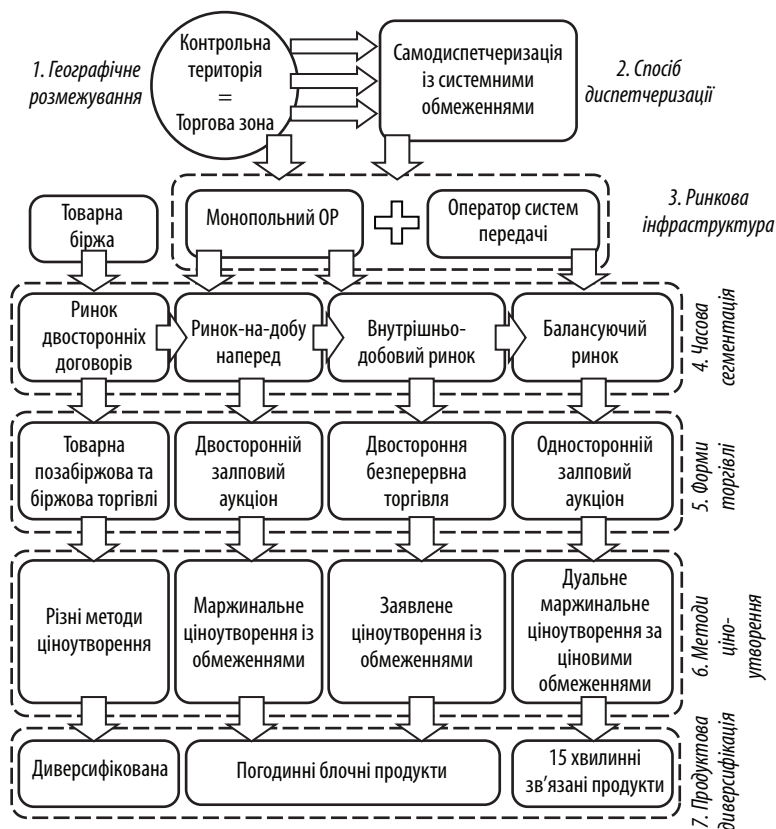


Рис. 2.5. Проевропейська модель українського РЕЕ

Джерело: розроблено автором [24]

нізмів – гарантувати безпеку електропостачання. Потреба в таких механізмах виникає через те, що товарні РЕЕ часто не стимулюють достатні інвестиції у генерацію (що відомо як «проблема відсутніх грошей»), а швидке зростання частки ВДЕ збільшує потребу в резервних і гнучких ресурсах для балансування електроенергетичної системи. Існують кілька типів МВП, серед яких прямі платежі за потужність, стратегічні резерви та ринки потужностей (РП), опціони надійнос-

ті – табл. 2.12. РП є більш вузьким поняттям порівняно з МВП загалом, оскільки є одним із їхніх типів. Однак саме вони є конкурентною формою надання винагороди, де ціна на потужність часто визначається на ринку [102; 103].

Таблиця 2.12

Типи механізмів винагороди за потужність

Назва МВП	Короткий опис механізму	Країни
Стратегічний резерв	Електростанції відбираються урядом, не беруть участі в РЕЕ та включаються в роботи системним оператором лише під час дефіциту ЕЕ. Потужність утримується поза ринком і активується лише за необхідності	Австрія, Німеччина, Фінляндія, Швеція
Прямі платежі за потужність	Держава приймає рішення щодо включених генераторів, необхідного обсягу ГП, розміру та тривалості платежів. Зазвичай відібрані ГП продовжують свою звичайну участь РЕЕ	Греція, Іспанія, Португалія
Ринок потужностей	Встановлення ціни на потужність делегується ринковим операторам, часто через централізовані аукціони або децентралізовані зобов'язання. Оператор закуповує необхідну потужність на наступні роки	Бельгія, Франція, Польща, Велика Британія, Литва
Опціони надійності	Фінансовий інструмент; оператори потужностей отримують премії за опціони на основі очікуваних годин дефіциту та власної кредитної потужності. Якщо виробник ЕЕ виробляє менше своєї кредитної потужності під час дефіциту, він має купувати відсутню електроенергію на спотовому ринку за ціною VOLL	Італія, Ірландія

Джерело: складено автором за [103–108]

Таким чином, РП різних моделей вже функціонують у 5 країнах ЄС та Великій Британії, відображаючи національні пріоритети, структуру енергосистем та підходи до забезпечення безпеки електропостачання. Ще в 2 країнах РП функціонують за фінансовою формою.

Ринок потужностей (РП) Великої Британії було запроваджено у 2014 р. [103; 106], який відтоді функціонує як централізований щорічний аукціон, спрямований на забезпечення достатніх генеруючих

потужностей для безпеки енергопостачання. Аукціони проводяться на 4 роки наперед із контрактами від 1 до 15 років [106].

Французький РП, схвалений у 2016 р., функціонує за децентралізованою моделлю, де постачальники мають зобов'язання щодо потужності через сертифікати. Для стимулювання нових інвестицій передбачено довгострокові контракти на потужність до 7 років. Відмінністю цього РП є те, що в ньому також можуть брати участь виробники ЕЕ з ВДЕ, які отримують підтримку за схемою «зелених» премій (feed-in premium), якщо еквівалентна сума підтримки, що відповідає доходам від ринку потужностей, не враховується [103; 106].

Ірландський РП запроваджений у 2007 р. як частина єдиного РЕЕ, функціонує за схемою опціонів надійності. Ринок відкритий для всіх операторів управління попитом і потужності, включаючи виробників ЕЕ з ВДЕ. Особливістю цього ринку є автоматичне зменшення суми підтримки ВДЕ на величину доходів, отриманих на інших товарних сегментах ринку [106; 107].

Італійський РП, схвалений у 2018 р., працює за централізованою моделлю також для опціонів надійності, де учасники мають обрати між участю в РП або отриманням іншої ринкової підтримки, включаючи механізми для ВДЕ [103; 105; 106].

Польський РП, схвалений у 2018 р., функціонує за загальноринковим механізмом винагороди за потужність, що прийшов на зміну стратегічному резерву. Він відкритий для всіх операторів потужності та управління попитом, але несумісний із підтримкою ВДЕ (учасники мають відмовитися від підтримки ВДЕ) [103].

Німецька модель РП базується на системі резервів, а не на повноцінному РП [105; 106]. У 2016 р. був схвалений резерв потужності, який функціонує як тендерний механізм для виробників ЕЕ, що ще не є частиною загального РЕЕ, для стимулювання нового будівництва [106]. Німеччина розглядає ринок системних резервів як перехідний, очікуючи, що в майбутньому товарний РЕЕ забезпечить достатні стимули для інвестицій [105].

Бельгія запровадила РП у 2021 р. [103], поступово перейшовши від моделі стратегічного резерву, що діяла з 2014 р. [103; 106]. Участь виробників ЕЕ з ВДЕ у РП обмежена: лише установки, які не отримують підтримку через схеми зелених сертифікатів або регіональні заходи, можуть брати участь [103].

Серед основних проблеми розвитку РП в європейському просторі виділяються такі.

1. Конфлікт викопної електрогенерації із генерацією ЕЕ на основі ВДЕ. Складність ефективного залучення ВДЕ до РП, зокрема через специфічні правила участі, вимоги до надійності та необхідність узгодження з наявними схемами підтримки ВДЕ [103]. Так, за високої частки ВДЕ можуть суттєво збільшувати ризики для виробників ВДЕ та стримувати їх розвиток [108]. Аукціонні механізми на РП можуть надавати вищу інвестиційну привабливість вуглецевим технологіям газової електрогенерації порівняно з ВДЕ [104], а технологічно нейтральні РП можуть недостатньо стимулювати розвиток гнучких ГП, які критично необхідні для балансування енергосистеми з високою часткою ВДЕ [106].

2. Спотворення транскордонної торгівлі ЕЕ та цін в рамках Єдиного європейського енергопростору. Платежі, отримані на РП, впливають на цінові заявки операторів потужностей на товарному РЕЕ, що змінює конкурентні умови порівняно з сусідніми країнами, де діють виключно товарні РЕЕ [106]. Спостерігається ефект зниження пікових цін на ЕЕ в країнах з РП, що дає переваги для експортної торгівлі до сусідніх країн з високими цінами на ЕЕ [106]. Тоді як дозвіл на імпорт ЕЕ може знижувати ціни на внутрішньому РЕЕ, створюючи тиск на сусідні країни щодо впровадження власних РП, так звана «міграція потужностей» [105]. Таким чином, виникають значні складнощі із забезпеченням ефективної та недискримінаційної участі іноземних ГП у національних РП [107].

3. Проблема ефективності РП. РП можуть призводити до економічно неефективного надлишку ГП та завищених витрат для споживачів [105]. Винагорода, отримана на РП, не завжди адекватно

пов'язана з реальною доступністю ГП під час фактичного дефіциту, особливо за «м'яких» штрафних санкцій за невиконання зобов'язань [105; 106]. Фінансові деривативи на ГП є спробою частково вирішити цю проблему [108].

Таким чином, РП в європейському просторі ще еволюціонують і потребують подальшого вдосконалення для забезпечення достатності / адекватності ГП на перспективу.

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

РП у Великій Британії було впроваджено в 2014 р. шляхом прийняття *The Electricity Capacity Regulations 2014* [109] для підтримання адекватного рівня розвитку ГП та гарантування безпеки постачання ЕЕ. РП забезпечує дохід потенційним постачальникам потужності у вигляді платежів. Своєю чергою, учасники РП повинні взяти на себе зобов'язання з поставки ЕЕ в періоди системних стресів і нести фінансову відповідальність у вигляді штрафів за невиконання цих зобов'язань. В аукціонах на потужність можуть брати участь як наявні на короткостроковій, так і реконструйовані на середньостроковій і нові потужності на довгостроковій перспективі. Агрегована схема функціонування аукціонів на потужність у Великій Британії має такий вигляд (рис. 2.6).

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 РП [111], та Регламент Національної мережі передачі ЕЕ [112].

Британський РП є технологічно нейтральними. ГП, системи управління попитом, а також транскордонні пропусчні потужності можуть брати участь у 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 [113].



Рис. 2.6. Агрегована схема функціонування РП у Великій Британії

Джерело: складено за [110]

Аукціони на потужність проводяться щорічно за 4 роки (аукціон Т-4) і за 1 рік (аукціон Т-1) до кожного періоду поставки ЕЕ. До початку аукціону на потужність всі учасники класифікуються таким чином [114]:

- 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 мають низхідний формат (тобто у вигляді редукційнів), при цьому учасники торгів виходять з аукціону, коли ціна падає нижче рівня, на якому вони готові взяти на себе зобов'язання на потужність. Існують кілька «раундів», що починаються з верхньої граничної ціни, яка поступово зменшується. За результатами аукціону наявні об'єкти та усі системи управління попиту 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 [114].

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

Перед початком кожного раунду аукціоніст має оприлюднити [111]:

- 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 Т-4 або додаткового аукціону, округленої до найближчої 1 ГВт; для випадку аукціону Т-1, округленої до найближчої 100 МВт;
- 4) у разі якщо перевищення потужності нижче 1 ГВт для аукціону Т-4 і нижче 100 МВт для аукціону Т-1, залишкову потужність аукціону в кінці попереднього раунду мінус потенційну клірингову 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 маржинальною ціною [111; 115].

«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. 2.13).

Параметри аукціону (табл. 2.14) 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 великі інвестиції, що стійкі до невизначеності, ринкових змін [116].

Таким чином, РП на аукціонній основі є найбільш прогресивним серед відповідних ринків європейських країн. Однак і йому притаманні проблеми функціонування, серед яких [114; 115]:

Таблиця 2.13

Технологічний регламент проведення аукціонів на потужність
у Великій Британії

№ з/п	Процедура	Аукціон T-4
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 підтверджені обсяги потужності, законтрактовані 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
10	Повідомлення результатів торгів учасникам і 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

Джерело: складено за [111; 115]

- у покритті навантаження беруть участь багато дизельних агрегатів і незначна частка нової парогозової генерації;
- важкість попередньої відмови від законтрактованих обсягів потужності до настання граничного строку;

Розділ 2. Організаційно-правове забезпечення формування ринків електричної ...

- 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 [118].

Таблиця 2.14

Основні параметри аукціонів на потужність у Великій Британії

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	$1.5 \times \text{netCONE} = 75$ фунтів/кВт/рік
Порогова ціна	Існуючі 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

Джерело: складено за [113; 116]

У 2014 р. Велика Британія також запровадила аукціонний механізм розвитку ринку відновлюваної електроенергетики (РВЕ) шляхом впровадження контрактів на різницю (*Contract for Difference – CfD*), які поступово, до кінця 2017 р., заміняли наявні відновлювані облігації (*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

ми 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 [120].

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 [121; 122]

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* [122].

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 цю різницю на користь *LCCC* [122; 123].

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 [123]. Функціонування РВЕ у Великій Британії забезпечують різні державні органи, функції яких наведено у табл. 2.15.

Таблиця 2.15

Розподіл функцій державних органів на РВЕ у Великій Британії

Державний орган	Функції
1	2
Департамент бізнесу, енергетичної та промислової стратегії – BEIS	1. Встановлює політику і умови CfD. 2. Встановлює критерії прийнятності, яким повинні задовольняти потенційні учасники CfD, і відповідає за затвердження плану поставок. 3. Встановлює правила аукціонів і деталізує процес розподілу CfD і оголошує раунд розподілу CfD. 4. Затверджує і надає учасникам інформацію про цільові обсяги закупівлі CfD. 5. Приймає остаточне рішення про продовження, перезапуск або припинення раунду розподілу. 6. Може укладати CfD поза аукціонним процесом розподілу. 7. Затверджує бюджет операційних витрат LCCC на правах єдиного власника
Національний енергетичний регулятор – Ofgem	1. Забезпечує ефективність і своєчасність виконання обов'язків відповідального органу за CfD – ОСП. 2. Вирішує суперечки щодо права на CfD. 3. Повідомляє орган відповідальний за проведення конкурентної політики щодо зловживань / змови на ринку
Відповідальний орган ОСП – EMR Delivery Body National Grid	1. Оцінює заявки учасників щодо прийнятності умовам CfD і повідомляє заявників про відповідне рішення. 2. Оцінює необхідність проведення аукціону. 3. Запускає процес розподілу CfD. 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.

Закінчення табл. 2.15

1	2
	3. Керує і контролює CfD, включаючи інвестиційні контракти BEIS. 4. Прогнозує платежі за CfD і визначає зобов'язання постачальників ЕЕ, включаючи квартальні резерви
Постачальник розрахункових послуг – EMR Settlement Ltd	Збирає платежі постачальників ЕЕ і операторів ЕЕ ІЗ ВДЕ за CfD. 1. Збирає і утримує заставу у постачальників ЕЕ. 3. Здійснює взаємозаліки за несплаченими платежами. 4. Керує резервними і кредитними фондами

Джерело: складено за [123]

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, перетвореної біомаси та виділеної біомаси з ТЕЦ [123; 124].

Тендерна процедура на РВЕ у Великій Британії складається із 6 послідовних процесів (табл. 2.16).

Таблиця 2.16

Агрегований процес проведення аукціонів на РВЕ у Великій Британії

Процес	Основні дії
1	2
Кваліфікація учасників	Всі кроки, необхідні перед подачею заявки на CfD, включаючи. ▪ 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

Закінчення табл. 2.16

1	2
Оцінка	EMR Delivery Body визначає, чи відповідає заявка на участь у процесі розподілу
Розподіл та нотифікація	EMR Delivery Body здійснює розподіл (аукціон, якщо необхідно), а також повідомляє учасників та LCCC, якщо вони отримали CfD
Контрактація	Учасники-переможці укладають CfD з LCCC

Джерело: складено за [123]

Бюджет CfD першого алокаційного раунду поділяється на лоти [124]:

- лот № 1 – освоєні технології, у тому числі наземна вітрова (> 50 МВт), сонячна фотоелектрична (> 5 МВт) енергія, гідроелектростанції (від 5 МВт до 50 МВт), енергія з відходів для ТЕЦ, смітєвий газ і газ стічних вод;
- лот № 2 – малоосвоєні технології, у тому числі морська вітрова, хвильова, припливна енергія, прогресивні традиційні технології, анаеробне зброджування, виділена біомаса з ТЕЦ та геотермальна енергія;
- лот № 3 – технології на основі конверсії біомаси.

Всі успішні пропозиції контрактуються 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 та 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 уловлювання та зберігання вуглецю та потужності атомної енергетики [125].

Успіх впровадження CfD у Великій Британії пояснюється таким [125; 126]:

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

Згідно зі ст. 29 п. 1 Закону України «Про РЕЕ» передбачено впровадження в національну практику 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» [79].

Оперувати РП України призначено безпосередньо Кабінет Міністрів України разом із центральним органом виконавчої влади (наразі це Міненерго). Так, у п. 2 ст. 29 Закону України «Про РЕЕ» 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 [79]).

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 [79]).

Як стимули для розбудови потужностей на РЕЕ України можуть застосовуватися (п. 6 ст. 29 Закону [79]):

- 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 «Про РЕЕ» 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 [127]. Основні положення та технологічний регламент такого конкурсу узагальнено систематизовані у *табл. 2.7* та у Додатку Д.

Загалом представлений механізм функціонування ринку потужностей є неідеальним, що обґрунтовується таким:

- довготривала процедура проведення конкурсу, що обумовлює накладання часових границь із звітом оцінки достатності;
- прописаний під крупних гравців ринку, які мають істотний досвід у будівництві ГП та здатні нести велике гарантійне забезпечення;

Таблиця 2.17

Основні нормативні положення конкурсу на додаткову потужність
в Україні

Положення	Зміст
1	2
Об'єкти конкурсу	- нова ГП; - реконструкція (модернізація) діючої ГП; - продовження строку експлуатації енергоблоків атомних електростанцій; - виконання заходів з управління попитом
Підстава для конкурсу	- Результати: 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 електростанцій із встановленою потужністю не менше 20 МВт
Кваліфікаційні вимоги до пропозиції	- 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 (проєктної) експлуатації (години на-працювання) потужності; - мінімальний строк оплати наданої послуги із забезпечення розвитку потужності
Гарантійне забезпе-чення	- Для конкурсної документації дорівнює 10000 тис. євро за 1 МВт; - Для переможців конкурсу – 30000 тис. євро за 1 МВт
Послідовність проведення конкурсу	- Конкурс проводиться двома етапами: - проведення кваліфікації учасників відповідно до вимог конкурсної документації;

Закінчення табл. 2.17

1	2
	▪ визначення переможця (переможців) з числа кваліфікованих учасників шляхом відбору кращої цінової пропозиції
Ціноутворення	Відбувається за заявленою ціною виходячи з таких умов: ▪ 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. ▪ У випадку подання однакових цінових пропозицій, то рейтинг також визначається у порядку збільшення строку введення в експлуатацію об'єкта будівництва
Плата за послугу із розвитку потужності	▪ Включається до тарифу на послуги з передачі ЕЕ як окрема складова витрат. ▪ Здійснюється рівними частинами з дня наступного за введення об'єкта в експлуатацію протягом усього договірної періоду

Джерело: складено за [127]

- гарантійне забезпечення недиференційоване за типами технологій та обсягами капіталовкладень;
- 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 забезпеченням, 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.

Системні проблеми електроенергетики України (вужька диверсифікованість, неманевровість, великі понаднормативні напрацювання обладнання, ізолюваність 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, що є однією з підстав вважати про недоопрацьованість засад державного регулювання стратегічного розвитку РЕЕ.

Таким чином, як засади операційного, так і стратегічного регулювання РЕЕ підлягають перегляду для забезпечення ефективності його функціонування та збалансованості розвитку.

Другим ринковим механізмом є ринок відновлюваної електроенергії (РВЕ), у вигляді «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 [128].

Держава гарантує застосування «зелених тарифів», закупівлю ЕЕ із ВДЕ а також розрахунки у повному обсязі за вироблену ЕЕ для відповідних об'єктів введених 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 [128].

Із впровадженням 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 гаранто-

ваного покупця [79; 128]. 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 [79].

Згідно з п. 3 ст. 65 Закону України № 2019-VIII функціонує РВЕ виключно у формі двосторонніх договорів, які укладаються між виробником, якому встановлено «зелений» тариф, та гарантованим покупцем на строк дії «зеленого» тарифу, встановленого для відповідного виробника [79].

Безпосередньо порядок купівлі ЕЕ із ВДЕ за «зеленим» тарифом визначається Регулятором [128] та був затверджений Постановою НКРЕКП від 26.04.2019 № 641 [128], згідно з якою схема договірних відносин на РВЕ виглядає таким чином (рис. 2.7).

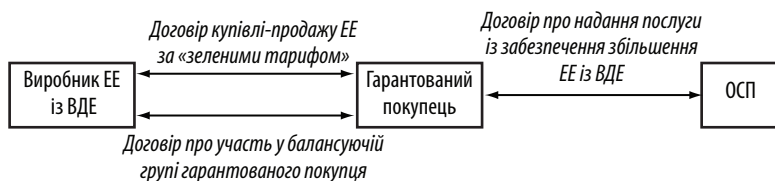


Рис. 2.7. Схема договірних відносин на РВЕ України із виробниками ЕЕ за «зеленим тарифом»

Джерело: складено за [128; 128]

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 [128; 128]. Обов'язки виробників ЕЕ із ВДЕ за «зеленим» тарифом [128]: стати учасником ринку у визначеному порядку, укласти з гарантованим покупцем двосторонній договір та увійти до балансуючої групи гарантованого покупця, щодобово подавати гарантованому покупцю свої добові графіки відпуску ЕЕ на наступну добу.

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 [ЗУ]). Згідно із прикінцевими положеннями Закону України № 2019-VIII (п. 11 Розділ XVII) до 31.12.2020 виробники ЕЕ із ВДЕ не несуть відповідальності за небаланси ЕЕ, тоді як із 01.01.2021 передбачено поступове збільшення частки відшкодування небалансів ЕЕ на 10 % щорічно, тобто повна відповідальність таких виробників настане тільки 01.01.2030 [79].

Отже, РВЕ України функціонуватиме у формі монопсонії, де гарантований покупець-монопсоніст зобов'язаний купувати ЕЕ із ВДЕ. Агрегований механізм функціонування РВЕ України наведено на *рис. Д.6*.

Гарантований покупець виходить на РДН та ВДР на рівні нижніх цінових обмежень і купує ЕЕ на ВДР за найменшими заявленими цінами.

Згідно зі ст. 71 Закону України № 2019-VIII, продаж електричної енергії з відновлюваних джерел за «зеленим» тарифом не виключає можливості участі відповідних виробників в інших сегментах товарного ринку електричної енергії. За бажання та за умови сприятливої ринкової кон'юнктури виробники електричної енергії з ВДЕ можуть

продавати її на різних часових сегментах замість продажу гарантованому покупцю [79].

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» № 2755-VIII від 11.07.2019 [130]), 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. Петрова, відомі закордонні девелопери незацікавлені в РВЕ України навіть в умовах найвищого в Європі «зеленого» тарифу, тоді як аукціонний механізм торгівлі РВЕ – це більш надійний інструмент, ніж закон [131]. Вимога щодо розробки та впровадження аукціонного підходу на РВЕ є ключовою також і для України у рамках співпраці з ЄБРР, тому питання впровадження аукціонного механізму торгівлі ЕЕ із ВДЕ є нагальним для забезпечення інвестиційної привабливості ВДЕ-електроенергетики України.

Для переможців аукціону пропонується надання фінансової підтримки у вигляді 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) [130]. У табл. 2.18 наведено визначальні особливості проведення аукціонів на РВЕ України.

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 [132].

Таблиця 2.18

Особливості механізму функціонування РВЕ України
на аукціонній основі

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'єкта 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: ▪ 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 %
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.

Закінчення табл. 2.18

1	2
	▪ 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 механізму	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, визначеному 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

Джерело: складено за [130]

Проте затверджений механізм РВЕ вважається неідеальним, і його помилка закладена на рівні принципів функціонування, зокрема:

- 1) забезпечення добросовісної конкуренції серед учасників – учасники торгів не можуть конкурувати один із одним на пони-

ження ціни, оскільки торги відбуваються в 1 раунд, тому вони можуть лише «в сліпу» змінювати власні цінові пропозиції;

- 2) відкритості, прозорості та недискримінації учасників – дані щодо пропозицій учасників є невідомими до оголошення результатів торгів та ціноутворення за заявленою ціною, що сприяє ціновій 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 цінових 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.

Висновки до розділу 2

Згідно з проведеним у цьому розділі дослідженням отримано такі результати:

1. Проведено параметричну ідентифікацію моделей внутрішніх РЕЕ європейських країн, яка виявила ключові особливості побудови їх національних моделей, дозволила сформулювати прогресивну модель європейського РЕЕ. Цей результат містить такі основні аспекти:

- встановлено, що, попри уніфікацію правил міжкордонної ЕЕ через європейські норми, національні РЕЕ в країнах – членах ЄС мають окремі особливості, що враховують специфіку їх національних електроенергетичних систем (структура генерації, внутрішня та зовнішня сполученість, структура і специфіка споживчого попиту);

Розділ 2. Організаційно-правове забезпечення формування ринків електричної ...

- сформовано прогресивну європейську модель РЕЕ, що враховує найкращі практики конкурентної торгівлі в європейському просторі та повністю відповідає нормативній моделі, оскільки не порушує уніфікованих правил транскордонної торгівлі ЕЕ.

На відміну від нормативної, прогресивна модель європейського РЕЕ відрізняється такими удосконаленнями:

- розукрупнення великих контрольних територій на декілька торгових зон;
- виключенням непрозорих заявок і розвитком біржової торгівлі на строковому ринку;
- поєднанням різних методів ціноутворення на РДН і ВДР.
- делегуванням комерційних функцій з управління БР третій стороні;
- забезпеченням єдиного (маржинального) ціноутворення на БР;
- самодиспетчеризацію потоків ЕЕ з урахуванням «вузьких» місць в електроенергетичній системі.

Така ідентифікація дозволила систематизувати відмінності та спільні риси в організації внутрішніх РЕЕ в європейському просторі, а також обґрунтувати напрямки їх подальшого вдосконалення через поєднання регуляторних вимог і найкращих конкурентних практик.

2. Параметрична ідентифікація РЕЕ України за моделлю одностороннього енергетичного пулу систематизувала ключові детермінанти його структури, що дозволило виявити сильні сторони моделі у сфері енергетичної безпеки та критичні недоліки у розвитку конкуренції. Основні аспекти цієї моделі включали:

- єдину контрольну та торгову зону з централізованою диспетчеризацією, керованою ринковим оператором системи, що сприяло стабільності функціонування об'єднаної електроенергетичної системи України;
- пріоритет фізичного балансування енергосистеми над створенням економічних стимулів для самостійного врегулювання небалансів учасниками ринку;

- функціонування у форматі спотового ринку (фактично РДН) як односторонньої енергетичної біржі з єдиним покупцем-розпорядником системи;
- обмежену конкуренцію серед виробників ЕЕ: вона існувала лише між операторами ТЕС за ціновими заявками, тоді як решта типів генерації працювала за регульованими тарифами;
- обмеження активної участі споживачів у ринкових процесах і неможливість ними самостійного управляти графіками електроенергетичного навантаження;
- згладжування цінових диспропорцій між різними типами генерації через застосування середньозваженого ціноутворення за ранжованими заявленими цінами.

Таким чином, було встановлено, що скасування моделі одностороннього енергетичного пулу на РЕЕ України сприяло розвитку конкуренції та дерегулюванню комерційних відносин, водночас підвищило ризики операційної електроенергетичної безпеки України та призвело до розбалансування комерційних і фізичних потоків ЕЕ.

3. Параметричну ідентифікацію проєвропейської моделі ринку РЕЕ в Україні, яка виявила номінальне запровадження чотирисегментної структури ринку зі збереженням значних регуляторних і системних обмежень, а також структурних проблем її функціонування, що характеризує її як квазіконкурентну. Серед ключових відмінностей української моделі конкурентного РЕЕ від нормативної європейської є:

- на відміну від європейської моделі з пріоритетом самодиспетчеризації учасників, диспетчеризація на РЕЕ України суттєво обмежується системними операціями ОСП;
- український РЕЕ функціонує як єдина торгова зона, тоді як нормативна європейська модель передбачає гнучке зонування із поділом контрольних територій на кілька торгових зон для ефективного управління перевантаженнями;
- в Україні спотові сегменти ринку обслуговуються неномінованим монопольним державним оператором ринку, на відміну від

Розділ 2. Організаційно-правове забезпечення формування ринків електричної ...

європейської моделі, де передбачено розвиток конкуренції між ними;

- українська модель поступається європейській у розвитку форм строкової торгівлі, тоді як європейські РЕЕ пропонують різноманітні позабіржові та біржові інструменти як для фізичної, так і для фінансової торгівлі;
- формально часова сегментація РЕЕ в Україні відповідає європейській моделі, хоча є понятійна плутанина між часовими межами та торговими формами;
- в Україні ринкові методи ціноутворення (маржинальне, за заявленою ціною) на всіх організованих сегментах нівелюються застосуванням адміністративних цінових обмежень;
- продуктова диверсифікація на українському РЕЕ є значно вужчою, обмежуючись переважно простими погодинними контрактами, тоді як європейська модель пропонує широкий набір продуктів.

Таким чином, параметрична ідентифікація проєвропейської моделі РЕЕ в Україні виявила її суттєву невідповідність нормам європейської моделі та необхідність на впровадження подальших реформ, проте їх імплементація потребує адаптації до умов національної електроенергетичної системи задля забезпечення її комерційно-фізичної збалансованості.

Список використаних джерел до розділу 2

1. Eurostat Database. European Commission. DOI: https://doi.org/10.2908/NRG_CB_E
 2. ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design. ACER, ACER, April, 2022. URL: https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/Final_Assessment_EU_Wholesale_Electricity_Market_Design.pdf
 3. ENTSO-E transparency platform. URL: <https://transparency.entsoe.eu/>
 4. List of European TSOs // Next Kraftwerke. URL: <https://www.next-kraftwerke.com/knowledge/european-tsos-list>
-

5. Electricity market reports // European Commission. URL: <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/market-analysis#gas-and-electricity-market-reports>
6. Power derivatives market // EEX. URL: <https://www.eex.com/en/products/power-derivatives-market/power-futures>
7. Power futures // Nasdaq Commodities. URL: <https://www.nasdaq.com/solutions/power-futures>
8. Power Futures // The ICE. URL: <https://www.theice.com/products/57609953/German-Power-Financial-Peak-Futures>
9. Power derivatives portfolio // OMIP. URL: <https://www.omip.pt/en/content/power-derivatives-portfolio>
10. NEMO Designations. List of NEMO // ACER. URL: https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/en/Electricity/MARKET-CODES/CAPACITY-ALLOCATION-AND-CONGESTION-MANAGEMENT/Documents/NEMO_list.pdf
11. Epex Spot Se. URL: <http://www.epexspot.com/en/>
12. Nord Pool. URL: <https://www.nordpoolgroup.com/>
13. EXAA. URL: <https://www.exaa.at/en/marketdata/trade-results/Green-Power-DE>
14. Regelleistung. URL: <https://www.regelleistung.net/ext/>
15. Overview of European Electricity Markets. METIS Technical Note T4 // European Commission. 2019. URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/metis_technical_note_t4_-_overview_of_european_electricity_market.pdf
16. Balancing mechanism and frequency ancillary services // RTE. URL: <https://www.rte-france.com/en/article/balancing-mechanism-and-frequency-ancillary-services>
17. Elexon. URL: <https://www.elexon.co.uk/about/about-elexon/>
18. Gestore dei Mercati Energetici SpA. URL: <http://www.mercatoelettrico.org/En/Default.aspx>
19. IDEX. London Stock Exchange. URL: <https://www.lseg.com/areas-expertise/our-markets/borsa-italiana/derivatives-markets/idx>
20. OMIE. URL: <https://www.omie.es/en/mercado-de-electricidad>

21. Red Eléctrica de España. URL: <https://www.ree.es/en/activities/realtime-demand-and-generation>

22. How does the MIBEL electricity market work? // Aleasoft – energy forecasting. URL: <https://aleasoft.com/how-mibel-electricity-market-work/>

23. Mercado Ibérico de Electricidade. URL: https://www.mibel.com/en/home_en/

24. Osińska M., Kyzym M., Khaustova V., Ilyash O., Salashenko T. Does the Ukrainian electricity market correspond to the european model? *Utilities Policy*. 2022. Vol. 79. 101436. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2022.101436> (Scopus, Q1)

25. 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.

26. Products of PXE // Power Exchange Central Europe. URL: <https://www.pxe.cz/Produkty/>

27. Commodity Market // Towarowej Gieldzie Energii. URL: <https://tge.pl/about-tge#o-spolce>

28. TGE Annual Report 2023. URL: https://tge.pl/pub/TGE/files/statystyki/raporty_roczne/RAPORT_2023.pdf

29. The Detailed Trading and Clearing Rules for Electricity Traded on the Day-Ahead Market // TGE. URL: <https://tge.pl/regulations>

30. The Detailed Trading and Clearing Rules for Electricity Traded on the Intraday Market // TGE. URL: <https://tge.pl/regulations>

31. 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

32. 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

33. An overview of the Nordic Electricity Market // NordREG. URL: <https://www.nordicenergyregulators.org/about-nordreg/an-overview-of-the-nordic-electricity-market/>

34. Nordic Power Products // Nasdaq. URL: <https://www.nasdaq.com/solutions/nordic-power-products-european-commodities>

35. Nordic Imbalance Settlement Handbook Instructions and Rules for Market Participants. 12th of December 2019 // Esett. URL: <https://www.esett.com/handbook/>

36. What is an energy-only market? // Next Kraftwerke. URL: <https://www.next-kraftwerke.be/en/knowledge-hub/energy-only-market/>

37. 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

38. EEX Annual reports archive // EEX. URL: <https://www.eex.com/en/about/eex/annual-report>

39. Monthly Market Reports // Nasdaq Commodities. URL: <https://www.nasdaq.com/solutions/monthly-market-reports-european-commodities>

40. 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

41. Nord Pool Annual Reports. URL: <https://www.nordpoolgroup.com/>

42. European Electricity Markets Panorama: Nordic Countries // AleaSoft – energy forecasting. URL: <https://aleasoft.com/european-electricity-markets-panorama-nordic-countries/>

43. 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-idUSKC-N1PA27H>

44. Trading rules general trading terms // Nord Pool. URL: https://www.nordpoolgroup.com/globalassets/archive/trading-rules_general-trading-terms.pdf

45. Annual report 2018 'Investing for the Customer' // Nord Pool. URL: <https://www.nordpoolgroup.com/message-center-container/Annual-report/>

46. 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>

47. Annual reports // Epex Spot. URL: https://www.epexspot.com/en/extras/download-center/annual_reports

48. Market rules // Epex Spot. URL: <https://www.epexspot.com/en/extras/download-center>

49. History of EXAA // Europex. URL: <https://www.europex.org/members/exaa-energy-exchange/>

Розділ 2. Організаційно-правове забезпечення формування ринків електричної ...

50. Annual reports // EXAA. URL: <https://www.exaa.at/en/exaa/exaa/annual-reports>

51. Trading Concept on day-ahead trade in EXAA // EXAA. URL: <https://www.exaa.at/en/spotmarket-energy/marketplace/trading-concept>

52. Кизим М. О., Салашенко Т. І. Конкурентний ринок електроенергії: теоретичні підходи та моделі формування. *Проблеми економіки*. 2020. № 2. С. 130–143. DOI: <https://doi.org/10.32983/2222-0712-2020-2-130-143>

53. Про утворення державного підприємства «НЕК Укренерго» : Наказ Міністерства енергетики України від 15.04.1998 № 54 // Міністерство енергетики України. URL: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art_id=245265601&cat_id=245196754

54. Про утворення державного підприємства «Енергоринок» : Постанова Кабінету Міністрів України від 05.05.2020 № 755. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/755-2000-%D0%BF#Text>

55. 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 : інформаційно-аналітичне видання*, 2018. URL: energyworld.com.ua/2_75_14-46.pdf

56. Модель енергоринку до 01.07.2019 // УкрЕнергоЕкспорт. URL: <http://www.ukrenergoeexport.com/uk/node/49>

57. Про електроенергетику : Закон України від 16.10.1997 № 575/97-ВР. URL: <http://zakon0.rada.gov.ua/laws/show/575/97-%D0%B2%D1%80/>

58. Договір між членами Оптового ринку електричної енергії України // ДП «Енергоринок». URL: <http://www.er.gov.ua/doc.php?f=2543>

59. Звіти про результати діяльності Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг у 2014–2018 рр. // НКРЕКП. URL: <http://www.nerc.gov.ua/?id=31942>

60. Салашенко Т. І. Національні особливості реорганізації енергетичних ринків України у контексті реалізації її міжнародних зобов'язань // *Економічний розвиток і спадщина Семена Кузнеця : матеріали Міжнародної наукової конференції (м. Харків, 01-02 червня 2017 року)*. Харків : ХНЕУ імені Семена Кузнеця, 2017. С. 477–480.

61. Історія розвитку Міністерства. Міністри // Міністерство енергетики України. URL: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art_id=244915407&cat_id=244915403

62. 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

63. Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг : Закон України від 22.09.2016 № 1540-VIII. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/1540-19>

64. Звіти про результати діяльності НКРЕ у 1999–2013 рр. // Національна комісія регулювання електроенергетики України. URL: <http://www3.nerc.gov.ua/?id=2380>

65. Ліцензійний реєстр // НКРЕКП. URL: <http://www.nerc.gov.ua/?id=16087>

66. Про природні монополії : Закон України від 20.04.2000 № 1682-III. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1682-14#Text>

67. Салашенко Т. І. Управління об'єктами державної власності на ринку електричної енергії України // Конкурентоспроможність та інновації: проблеми науки та практики : матеріали Міжнародної науково-практичної інтернет-конференції (13 листопада 2020 р., м. Харків). Харків : ФОП Лібуркіна А. М., 2020. С. 176–181.

68. ДП «Енергоринок». URL: <http://www.er.gov.ua>

69. Про встановлення тарифів на електроенергію, що відпускається населенню : Постанова НКРЕКП від 26.02.2015 № 220 // НКРЕКП. URL: <http://www.nerc.gov.ua/?id=14359>

70. Крижанівський О. Ринок електричної енергії. Тягар чи потенціал? // Главком. URL: <https://glavcom.ua/pub/pdf/49/4975/energy.pdf>

71. Бочаров І. Впровадження нової моделі ринку ЗУ «Про ринок електричної енергії» (№ 2019). URL: <https://www.slideshare.net/JuliaLoboda1/ss-78449094>

72. Коссе І. Реформа ринку електроенергії в Україні / Інститут економічних досліджень і політичних консультацій. URL: www.ier.com.ua/files/.../Policy.../Policy_Paper_4_final.pdf

73. 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

74. Оржель О. Реформаринку електроенергії: запасний варіант // Економічна правда. 2018. URL: <https://www.epravda.com.ua/columns/2018/04/25/636161/>

Розділ 2. Організаційно-правове забезпечення формування ринків електричної ...

75. Про схвалення Концепції функціонування та розвитку оптового ринку електричної енергії України : Постанова Кабінету Міністрів України від 16.11.2002 № 1789. URL: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/1789-2002-%D0%BF>

76. Про схвалення плану заходів щодо реалізації положень Концепції функціонування та розвитку оптового ринку електричної енергії України : Розпорядження Кабінету Міністрів України від 28.11.2007 № 1056-р. URL: <http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/1056-2007-%D1%80>

77. Про утворення Координаційного центру із забезпечення впровадження нової моделі ринку електричної енергії : Постанова Кабінету Міністрів України від 23.09.2014 № 530. URL: <http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/530-2014-%D0%BF>

78. Про засади функціонування ринку електричної енергії України : Закон України від 24.10.2013 № 663-VII. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/663-18>

79. Про ринок електричної енергії : Закон України від 13.04.2017 № 2019-VIII. URL: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/2019-19>

80. Напрямки ринкових перетворень у сфері теплопостачання України : монографія / за ред. М. О. Кизима, Є. І. Котлярова ; авт. кол. : Кизим М. О., Котляров Є. І., Хаустова В. Є., Салашенко Т. І., Пономаренко Є. В., Колбасін Є. С., Філатова Т. А. Харків : ФОП Лібуркіна А. М., 2024. 338 с. Укр. Мова

81. Директива 2009/72/ЄС «Про спільні правила внутрішнього ринку електроенергії та про скасування Директиви 2003/54/ЄС». URL: https://ips.ligazakon.net/document/EU090143?utm_source=chatgpt.com

82. 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. URL: https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ%3AL%3A2009%3A211%3A0015%3A0035%3AEN%3APDF&utm_source=chatgpt.com

83. Про затвердження плану заходів щодо виконання зобов'язань в рамках Договору про заснування Енергетичного Співтовариства : Розпорядження Кабінету Міністрів України від 03.08.2011 № 733-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/733-2011-%D1%80#Text>

84. 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 : Розпорядження Кабінету Міністрів України від 17.09.2014 № 847-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/847-2014-%D1%80#Text>

85. Про затвердження Кодексу системи передачі : Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 309. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18>

86. Про затвердження Правил ринку : Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 307. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0307874-18>

87. Механізми функціонування нової моделі ринку електричної енергії України. Рекомендації секретаріату енергетичного співтовариства // НКРЕКП. URL: <http://www.nerc.gov.ua/?id=19761>

88. Насулко Ю. Реформування енергоринку України. 2013. URL: https://uba.ua/documents/doc/julia_nosulko_04_06_14.pdf

89. Про заходи, спрямовані на подолання кризових явищ та забезпечення фінансової стабільності на ринку природного газу : Закон України від 17.07.2021 № 1639-IX. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1639-20#Text>

90. Про внесення зміни до Закону України «Про ринок електричної енергії» щодо врегулювання відносин з продажу електричної енергії виробниками електричної енергії за двосторонніми договорами» : Закон України від 08.07.2022 № 2371-IX. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2371-20#n2>

91. Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг : Закон України від 22.09.2016 № 1540-VIII. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1540-19#n807>

92. 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 : Постанова Кабінету Міністрів України від 05.06.2019 № 499. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/499-2019-%D0%BF#Text>

93. Про затвердження правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку : Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 308. URL: <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0308874-18>

94. АТ «Оператор ринку». URL: <https://www.oree.com.ua/index.php/web/9000>

95. Про внесення змін до постанови НКРЕКП від 08 квітня 2020 р. № 766 : Постанова НКРЕКП від 06.08.2021 № 1296. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/v1296874-21>

Розділ 2. Організаційно-правове забезпечення формування ринків електричної ...

96. Про внесення змін до постанови НКРЕКП від 08 квітня 2020 р. № 766 : Постанова НКРЕКП від 17.06.2020 № 1117. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/v1117874-20>

97. Постанова НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку та Змін до Правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку» від 26.11.2019 № 2485 // НКРЕКП. URL: <https://www.nerc.gov.ua/?id=46319>

98. Про затвердження Змін до Правил ринку : Постанова НКРЕКП від 28.02.2020 № 516 // Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. URL: <https://www.nerc.gov.ua/?id=49906>

99. Energy Community (2023). *Overall implementation performance score*. URL: <https://www.energy-community.org/implementation/report.html?showyear=2023>

100. Салашенко Т. І. Наукове забезпечення лібералізації ринку електричної енергії України : монографія. Харків : ФОП Лібуркіна Л. М., 2020. 432 с. (31,6 ум. друк. арк.)

101. Energy Community (2024). *Overall implementation performance score 2024*. URL: <https://www.energy-community.org/implementation/report.html?showyear=2024>

102. Tennbakk B., Capros P., Delkis C., Tasios N., Zabara M., Noreng C. H., ... & Jenssen Å. Capacity mechanisms in individual markets within the IEM. *Report to the European Commission DG ENERGY, prepared by Thema, E3MLab (NTUA) and COWI*. 2013.

103. Kozlova M., Huhta K., Lohrmann A. The interface between support schemes for renewable energy and security of supply: Reviewing capacity mechanisms and support schemes for renewable energy in Europe. *Energy Policy*. 2023. Vol. 181. 113707. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113707>

104. Bonaldo C., Fontini F., Moretto M. The energy transition and the value of Capacity Remuneration Mechanisms. *Energy Economics*. 2024. Vol. 139. 107882. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2024.107882>

105. Bhagwat P. C., de Vries L. J., Hobbs B. F. Expert survey on capacity markets in the US: Lessons for the EU. *Utilities Policy*. 2016. Vol. 38. P. 11–17. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2015.11.005>

106. Hawker G., Bell K., Gill S. Electricity security in the European Union-The conflict between national Capacity Mechanisms and the Single Market. *Energy Re-*

search & Social Science. 2017. Vol. 24. P. 51–58. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2016.12.009>

107. Mastropietro P., Rodilla P., Batlle C. National capacity mechanisms in the European internal energy market: Opening the doors to neighbours. *Energy Policy*. 2015. Vol. 82. P. 38–47. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.03.004>

108. Tao J., Li R., Chen S., Qu H., Xiang Y. Reverse impact of capacity markets for a renewable-dominated power system. *Applied Energy*. 2024. Vol. 375. 124154. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.124154>

109. The Electricity Capacity Regulations // UK Legislation. 2014. URL: http://www.legislation.gov.uk/ukxi/2014/2043/pdfs/ukxi_20142043_en.pdf

110. EMR Delivery Body's. URL: <https://www.emrdeliverybody.com/cm/home.aspx>

111. Amendments To The Capacity Market Rules. EMR Delivery Body's. https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/629953/capacity-market-amendment-rules-2017.pdf

112. Grid Code // OFGEM. URL: <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/55007/7885-gridcodebeta04b.pdf>

113. 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>

114. 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

115. 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>

116. 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

117. 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>

Розділ 2. Організаційно-правове забезпечення формування ринків електричної ...

118. 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

119. 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>

120. Kim Y. UK PV markets and national support policie. 2015. URL: <https://www.slideshare.net/FinSolar/yukyeong-uk-march>

121. Clean Energy UK Finance Guide 2014 // Clean Energy Pipeline. 2014. URL: <http://cleanenergypipeline.com/Resourses/CE/ExpertGuides/CleanEnergyUKFinanceGuide2014.pdf>

122. Contracts for Difference. Policy paper // Government of the UK. URL: <https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference/contract-for-difference>

123. Contracts for Difference (CFD) Booklet 2016/17: Overview of the CFD mechanism and Delivery Partner // LCCC. 2016. URL: <https://www.lowcarbon-contracts.uk/sites/default/files/CFD%20Booklet%202016-17.pdf>

124. 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

125. Hayden T. UK Renewable Energy Policy. Department for Energy and Climate Change. 2013. URL: <https://slideplayer.com/slide/2552311/>

126. 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>

127. Про затвердження Порядку проведення конкурсу на будівництво генеруючої потужності та виконання заходів з управління попитом : Постанова Кабінету Міністрів України від 10.07.2019 № 677. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/677-2019-%D0%BF#Text>

128. Про альтернативні джерела енергії : Закон України від 20.02.2003 № 555-IV. URL: <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/555-15/ed20081021>

129. Про затвердження нормативно-правових актів, що регулюють діяльність гарантованого покупця та купівлі електричної енергії за «зеленим» тарифом : Постанова НКРЕКП від 26.04.2019 № 641 // Національна комісія,

що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг.
URL: <https://www.nerc.gov.ua/index.php?id=40637>

130. Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії : Закон України від 11.07.2019 № 2755-VIII. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2712-19#Text>

131. 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>

132. Про запровадження конкурентних умов стимулювання виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії : Постанова Кабінету Міністрів України від 29.12.2019 № 1175. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1175-2019-%D0%BF#Text>

Розділ 3

МЕТОДИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ З АНАЛІЗУ ТЕНДЕНЦІЙ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ В ЄВРОПЕЙСЬКОМУ ПРОСТОРИ

3.1. Декомпозиційний аналіз фундаментальних зрушень у розвитку електроенергетики ЄС

ЄС прагне змінити свій енергетичний ландшафт і зробити Європу першим кліматично нейтральним континентом на Землі до 2050 р. [1]. Для цього здійснюються фундаментальні тектонічні зрушення, центральне місце серед яких належить трансформації електроенергетики. Ідея перебудови електроенергетики ЄС не є новою, вона вперше була зафіксована в Робочому документі Комісії ЄС «Внутрішній енергетичний ринок» (1988) і поступово прогресувала, постійно підвищуючи цілі шляхом впровадження першого (1996), другого (2003 р.), третього (2009 р.) та четвертого (2018–2019 рр.) енергетичних пакетів ЄС [2–6]. В останньому, зимовому енергетичному пакеті «Чиста енергія для всіх європейців», 4 нормативні документи безпосередньо присвячені ЕЕ, тоді як інші розглядають ЕЕ як важливу частину енергетичного переходу всієї Європи [6]. Після початку російського вторгнення в Україну Європейська комісія знову підвищила свої цілі, і наразі, згідно з планом RePowerEU, передбачається забезпечення виробництва відновлюваної ЕЕ вище 45% до 2030 р. [7].

Однак така мета не виглядає надто амбітною, враховуючи, що частка відновлюваної ЕЕ у валовому виробництві зросла з 14% у 1995 р. до 35% у 2021 р. [8]. Водночас цей виклик потребує розуміння чинників позитивних фундаментальних зрушень в електроенергетиці у минулому для їх транспонування в майбутнє, а також подолання негативного впливу інших.

Учені приділяють значну увагу проблемам розвитку електроенергетики. Широке коло проблем розвитку електроенергетики сформу-

лювало наукове поле її досліджень в економіці, серед яких сталість розвитку електроенергетики [9–13], лібералізація РЕЕ [14–18], цінова політика та коливання цін на ЕЕ [19–22] та багато інших. Наразі розвиток електроенергетики розглядається як спосіб забезпечення енергетичної безпеки ЄС [23–26], що сприяє його енергетичному переходу до декарбонізації [27–33].

Декомпозиційний аналіз слід розглядати як один із потужних інструментів дослідження довгострокових екстенсивних, структурних та інтенсивних зрушень в енергетичному секторі. Цей підхід виник на початку 1980-х рр. [34] і на сьогодні на практиці існують дві групи його методів: структурна декомпозиція (SDA) [35] та індексний декомпозиційний аналіз (IDA) [36; 37]. Як стверджували Хукстра та ван дер Берг, відмінності між ними полягають у тому, що перший базується на моделі «витрати-випуск» та кінцевому попиту за секторами економіки, тоді як другий використовує обсяги виробництва за секторами. Для аналізу агрегованих галузевих даних найчастіше використовується IDA, який також більш придатний для детальних досліджень в часі та за країнами [38].

Спочатку IDA проводили на основі декомпозиції Ласпейреса [39–42], але пізніше дослідження переключилися до декомпозиції Дівізіа [43–48], використовуючи метод середнього арифметичного індексу Дівізіа (AMDI) [49; 50], і до логарифмічного середнього індексу Дівізії (LMDI) [51–53], або одразу обидвох [54]. LMDI-декомпозиція, запропонована Анг і Фенг [36], дає майже ідеальний розклад і не залишає залишків моделі декомпозиції порівняно з іншими [55]. Як було виявлено одним із винахідників, після понад 15 років застосування LMDI-декомпозиції було доведено, що вона дає результати без залишків, залучає багато факторів і просторову декомпозицію, інтегрує фізичну та економічну складові [34, с. 234]. Існують 2 типи моделей LMDI: LMDI-I та LMDI-II, які можна застосовувати адитивно або мультиплікативно. Надані ними результати дуже схожі, тому дослідники вважають за краще використовувати LMDI-I через легкість обчислювальних процедур [34; 36; 37; 44].

Можна знайти багато застосувань LMDI-декомпозиції для великомасштабних енергетичних досліджень ([56–60] та ін.), але наразі безпосередньо декомпозиційному аналізу електроенергетики приділяється недостатньо уваги, і здебільшого такий аналіз зводиться до однієї стадії потоків ЕЕ, сектора чи країни. В базі даних Web of Sciences містить 1163 публікації, присвячені LMDI-декомпозиції, з них лише 108 публікацій стосуються проблем розвитку електроенергетики (станом на 10.05.2023) [61]. Для формалізації наукового поля досліджень LMDI-декомпозиції розвитку електроенергетики було проведено бібліографічний аналіз за допомогою VOSviewer (Додаток Е, рис. Е.1), який був розроблений Центром науково-технічних досліджень Лейденського університету [62]. Такий аналіз дав змогу встановити, що LMDI-декомпозиція розвитку електроенергетики ставить у центральне місце питання викидів CO₂, прагнучи досягти вуглецевої нейтральності та пом'якшити зміну клімату. Серед основних рушійних сил розглядаються урбанізація, економічне зростання, інтенсивність, ефективність, які можуть впливати на споживання та виробництво ЕЕ. У табл. 3.1 наведено типові дослідження LMDI-декомпозиції розвитку електроенергетики.

Таким чином, наразі існує нестача глибоких досліджень декомпозиції електроенергетики за стадіями потоків ЕЕ. Більшість попередніх досліджень зосереджено на розкладі викидів CO₂, пов'язаних з електроенергетикою [60–69], і рідко декомпозиція проводилася за типами виробництва ЕЕ [70–72]. Також існує прогалина у проведенні широкомасштабної декомпозиції електроенергетики ЄС, лише автори [66] дослідили її за 5 імпакт-факторами для розкладання викидів CO₂, пов'язаних з електроенергетикою, а автори [72] і [75] розробили модель декомпозиції вітрової та теплової електроенергетики ЄС за 2 та 5 імпакт-факторами відповідно.

Водночас зміни на кожній стадії потоків ЕЕ обов'язково спричиняють зміни всього балансу електроенергетичної системи, оскільки його необхідно підтримувати постійно. Проведення декомпозиційного аналізу електроенергетики відразу за всіма стадіями потоків ЕЕ

Таблиця 3.1

Огляд попередніх досліджень щодо LMDI-декомпозиції розвитку електроенергетики

Дослідження	Результуючий фактор	Фактори впливу	Країни	Роки дослідження
1	2	3	4	5
Чжунфу та ін. (2011) [63]	Викиди CO ₂ в електроенергетиці	Коефіцієнт викидів CO ₂ , енергоємність виробництва електроенергії, співвідношення виробництва та споживання електроенергії, електроємність валового внутрішнього продукту (ВВП), структурні зміни на рівні провінцій та енергоємність ВВП для інших видів діяльності	Китай	1998–2008
Сіе та ін. (2019) [64]	Викиди CO ₂ в електроенергетиці	Споживання енергії при виробництві електроенергії, структура теплової енергетики, структура виробництва електроенергії, втрати при передачі та розподілі, електрифікація, енергоємність та економічний масштаб	Китай	1985–2016
Де Олівейра-Де Жезус (2019) [65]	Інтенсивність викидів CO ₂ в електроенергетиці	Паливний баланс, теплова ефективність, частка вичопованого палива та географічні ефекти	Латинська Америка	1990–2014
Кармелос та ін. (2016) [66]	Викиди CO ₂ в електроенергетичному секторі	Рівень активності, електроємність, торгівля електроенергією, ефективність виробництва та паливний баланс	ЄС-28	2000–2012
Цзян (2017) [67]	Викиди CO ₂ в електроенергетичному секторі	Ефект обсягу виробництва електроенергії, ефект енергетичного балансу, ефект ефективності перетворення	США	1990–2014

Закінчення табл. 3.1

1	2	3	4	5
Рустемоглу (2019) [68]	Викиди CO ₂ в електроенергетичному секторі	Економічна активність, ефект структури палива, ефект забруднення та електроємність	Німеччина	1990–2015.
Садорський (2021) [72]	Споживання вітрової енергії	Компонент частки відновлюваної енергії та покращення енергоємності	17 європейських країн	2002–2017
Міскініста ін. (2021) [71]	Викиди CO ₂	Вплив зміни чисельності населення, економічного зростання, зниження енергоємності, впровадження ВДЕ та зниження інтенсивності викидів на зміну викидів ПГ	Країни Балтії	2010–2019
Чен та ін. (2019) [69]	Виробництво фото-електричної енергії	Ефективність сонячних систем, проблеми обмеження генерації та сонячні ресурси	Китай та США	2008–2015
Ю та ін. (2020) [75]	Виробництво теплової електроенергії	Економічне зростання, ефект заміщення для енергетичної безпеки, електроємність та технологічна структура	25 країн ЄС	1997–2017

Джерело: відібрано автором з бази даних Web of Science [62]

дозволяє комплексно відслідковувати зрушення за окремими імпакт-факторами. Таким чином, існує об'єктивна необхідність поглибити декомпозиційний аналіз за стадіями потоків ЕЕ та провести його в широкому масштабі в європейському просторі.

Проведення декомпозиційного аналізу електроенергетики ЄС передбачає формування бази даних на основі Eurostat Database за 1995–2021 як по ЄС в цілому, так і по країнах-членах (окрім Люксембургу, Мальти та Кіпру). Вибір періоду обумовлений доступністю даних за всіма складовими та містить такі набори даних [8]:

- вхідні дані про трансформацію ЕЕ та комбіноване виробництво теплової енергії та ЕЕ з бази даних діаграми «Енергетичні потоки Санкі» [78];
- дані про постачання, трансформацію та споживання ЕЕ [79];
- валове та чисте виробництво ЕЕ за видами палива [80];
- потужності з виробництва ЕЕ за основними групами палива [81];
- а також економічний випуск за галузями та витрати домогосподарств.

Проблемою декомпозиційного аналізу електроенергетики є відмінності у класифікаціях даних – як за видами палива в енергетичних базах даних, так і за видами економічної діяльності. У деяких випадках ці питання можна вирішити шляхом об'єднання в загальні групи:

- у таблиці Е.1 наведено згруповану класифікацію між ресурсами трансформації та типами виробництва ЕЕ відповідно до класифікації ООН [84];
- у таблиці Е.2 наведено згруповану класифікацію між видами економічної діяльності згідно з класифікацією Європейського Співтовариства [85] та секторами кінцевого споживання ЕЕ.

В інших випадках необхідно розкласти рівняння декомпозиції на компоненти: для валового та чистого виробництва ЕЕ, а також для доступної ЕЕ та кінцевого споживання електроенергії.

Розподіл електроенергетичного сектора на стадії трансформації, постачання і споживання ЕЕ дозволяє скласти такі рівняння, які були покладено в основу декомпозиційного аналізу:

1) для декомпозиції зі сторони пропозиції:

$$GEG = \sum_{i=1}^N TI \times \frac{TI_i}{TI} \times \frac{GEG_i}{TI_i}, \quad (3.1)$$

$$NEG = \sum_{j=1}^M GC \times \frac{GC_j}{GC} \times \frac{GEG_j}{GC_j \times 8760} \times \frac{NEG_j}{GEG_j}, \quad (3.2)$$

2) для декомпозиції зі сторони попиту:

$$FEC = \sum_{l=1}^L EO \times \frac{EO_l}{EO} \times \frac{FEC_l}{EO_l}, \quad (3.3)$$

3) і додаткове рівняння для збалансування попиту та пропозиції на *EE*:

$$FEC = (NEG + Imp - Exp) \times \frac{FEC}{AVEI}, \quad (3.4)$$

де *GEG* – валова електрогенерація; *TI* – трансформовані енергоресурси для виробництва *EE*; $i...N$ – деталізована класифікація за видами палива для виробництва *EE*; $\frac{TI_i}{TI}$ – структура трансформованих енергоресурсів для виробництва *EE*; $\frac{GEG_i}{TI_i}$ – ефективність трансформації енергоресурсів виробництва електроенергії;

NEG – чиста електрогенерація; *GC* – генеруючі потужності; $j...M$ – загальна класифікація за видами палива для виробництва електроенергії; $\frac{GC_j}{GC}$ – структура генеруючих потужностей;

$\frac{GEG_j}{GC_j \times 8760}$ – коефіцієнт використання генеруючих потужностей (КВГП); $\frac{NEG_j}{GEG_j}$ – чиста ефективність електрогенерації;

FEG – кінцеве електроспоживання; EO – економічний випуск;
 NEG – класифікація видів економічної діяльності; $\frac{EO_1}{EO}$ – структура
 економічної діяльності; $\frac{FEC_1}{EO_1}$ – інтенсивність електроспоживання;

$AVEI$ – доступна електроенергія, яка дорівнює $NEG + Imp - Exp$;
 Imp – імпорт ЕЕ; Exp – експорт ЕЕ, $\frac{FEC}{AVEI}$ – ефективність дистрибуції
 (передачі і розподілу) ЕЕ.

Як бачимо, кожне з рівнянь, крім (3.4), має екстенсивний, структурний та інтенсивний вплив.

На основі методу LMDI-I, запропонованого B.W. Ang [36], ми застосували такі моделі для декомпозиційного аналізу:

$$Impact, GWh = \frac{EF_{i,t} - EF_{i,t-1}}{(\ln EF_{i,t} - \ln EF_{i,t-1})} \times \ln \frac{IF_{i,t}}{IF_{i,t-1}}, \quad (3.5)$$

$$Impact, \% = \exp \left(\frac{EF_{i,t} - EF_{i,t-1}}{(\ln EF_{i,t} - \ln EF_{i,t-1})} \middle/ \frac{EF_t - EF_{t-1}}{(\ln EF_t - \ln EF_{t-1})} \times \ln \frac{IF_{i,t}}{IF_{i,t-1}} \right), \quad (3.6)$$

де $Impact, GWh$, $Impact, \%$ – вплив екстенсивних, структурних та інтенсивних факторів в абсолютному та відносному вираженні;
 $EF_{i,t}$, $EF_{i,t-1}$ – потоки ЕЕ з окремих джерел у поточному та попередньому роках (GEG , NEG і FEC).

Проведення широкомасштабної декомпозиції електроенергетики країн в європейському просторі вимагає застосування прикладних програм, як-то Microsoft Power BI [86] для аналізу та візуалізації великих масивів даних.

У результаті такого аналізу можна визначити 14 фундаментальних імпакт-факторів в електроенергетиці ЄС (табл. 3.2) та встановити внесок кожної країни у її розвиток.

Таблиця 3.2

Розрахунок фундаментальних зрушень в електроенергетичному секторі

Впливовий фактор	Впливаючий фактор	Розрахунок впливу в абсолютному вираженні (ГВт-год)
1	2	3
Валова електрогенерація	Обсяг вхідних енергоресурсів	$\frac{GEG_{i,t} - GEG_{i,t-1}}{(\ln GEG_{i,t} - \ln GEG_{i,t-1})} \times \ln \frac{Tl_t}{Tl_{t-1}}$
	Структура вхідних енергоресурсів	$\frac{GEG_{i,t} - GEG_{i,t-1}}{(\ln GEG_{i,t} - \ln GEG_{i,t-1})} \times \ln \frac{S_{Tli_t}}{S_{Tli_{t-1}}}$
	Ефективність трансформації енергоресурсів	$\frac{GEG_{i,t} - GEG_{i,t-1}}{(\ln GEG_{i,t} - \ln GEG_{i,t-1})} \times \ln \frac{Eff_{Tli_t}}{Eff_{Tli_{t-1}}}$
Чиста електрогенерація	Обсяг генеруючих потужностей	$\frac{NEG_{j,t} - NEG_{j,t-1}}{(\ln NEG_{j,t} - \ln NEG_{j,t-1})} \times \ln \frac{GC_t}{GC_{t-1}}$
	Структура генеруючих потужностей	$\frac{NEG_{j,t} - NEG_{j,t-1}}{(\ln NEG_{j,t} - \ln NEG_{j,t-1})} \times \ln \frac{S_{GC_{j,t}}}{S_{GC_{j,t-1}}}$
	Коефіцієнт використання генеруючих потужностей	$\frac{NEG_{j,t} - NEG_{j,t-1}}{(\ln NEG_{j,t} - \ln NEG_{j,t-1})} \times \ln \frac{CUF_{j_t}}{CUF_{j_{t-1}}}$
	Чиста ефективність генерації	$\frac{NEG_{j,t} - NEG_{j,t-1}}{(\ln NEG_{j,t} - \ln NEG_{j,t-1})} \times \ln \frac{Eff_{NEG_{j_t}}}{Eff_{NEG_{j_{t-1}}}}$
Кінцева електрогенерація	Чиста електрогенерація	$\frac{FEC_{i,t} - FEC_{i,t-1}}{(\ln FEC_{i,t} - \ln FEC_{i,t-1})} \times \ln \frac{NEG_t}{NEG_{t-1}}$
	Імпорт електроенергії	$\frac{FEC_{i,t} - FEC_{i,t-1}}{(\ln FEC_{i,t} - \ln FEC_{i,t-1})} \times \ln \frac{Imp_t}{Imp_{t-1}}$
	Експорт електроенергії	$\frac{FEC_{i,t} - FEC_{i,t-1}}{(\ln FEC_{i,t} - \ln FEC_{i,t-1})} \times \ln \frac{Exp_t}{Exp_{t-1}}$

Закінчення табл. 3.2

1	2	3
Кінцеве електроспоживання	Ефективність дистрибуції	$\frac{FEC_{i,t} - FEC_{i,t-1}}{(\ln FEC_{i,t} - \ln FEC_{i,t-1})} \times \ln \frac{Eff_{D_t}}{Eff_{D_{t-1}}}$
	Економічний випуск	$\frac{FEC_{i,t} - FEC_{i,t-1}}{(\ln FEC_{i,t} - \ln FEC_{i,t-1})} \times \ln \frac{EO_t}{EO_{t-1}}$
	Структура економічної діяльності	$\frac{FEC_{i,t} - FEC_{i,t-1}}{(\ln FEC_{i,t} - \ln FEC_{i,t-1})} \times \ln \frac{S_{EOI_t}}{S_{EOI_{t-1}}}$
	Інтенсивність електроспоживання	$\frac{FEC_{i,t} - FEC_{i,t-1}}{(\ln FEC_{i,t} - \ln FEC_{i,t-1})} \times \ln \frac{Int_{EOI_t}}{Int_{EOI_{t-1}}}$

Джерело: розроблено автором [87]

Для пояснення впливу окремих чинників в електроенергетиці ЄС *LMDI* декомпозицію проведено за стадіями трансформації ЕЕ, які надалі подано послідовно.

На *рис. 3.1* подано декомпозиційний аналіз валової електрогенерації за входними потоками енергоресурсів, а у табл. Е.3 – розподіл цих впливів за країнами ЄС.

У 1995–2021 рр. валова електрогенерація ЄС зросла на 612 ТВтг, або на 21,2 %, у т. ч. у 1995–2008 рр. спостерігався крутий тренд на зростання, що обумовило її збільшення на 637 ТВтг, або на 22,1 %, тоді як у 2008–2021 рр. мала місце її мінлива динаміка, та у підсумку її рівень знизився на -26 ТВтг, або на -0,2 %. Найбільше падіння валової генерації в ЄС мало місце у кризові 2009 р. та 2020 р. – на -154 ТВтг, або на -4,5 %, та -134 ТВтг, або на -4,0 %, відповідно, але у наступні періоди відновлення, 2010 р. та 2021 р., зростала на 184 ТВтг (5,7 %) та 147 ТВтг (4,6 %) відповідно.

Прагнення до відповідального споживання енергоресурсів обумовило скорочення обсягів трансформованих енергоресурсів електроенергетикою ЄС (екстенсивний імпакт-фактор), що призвело б

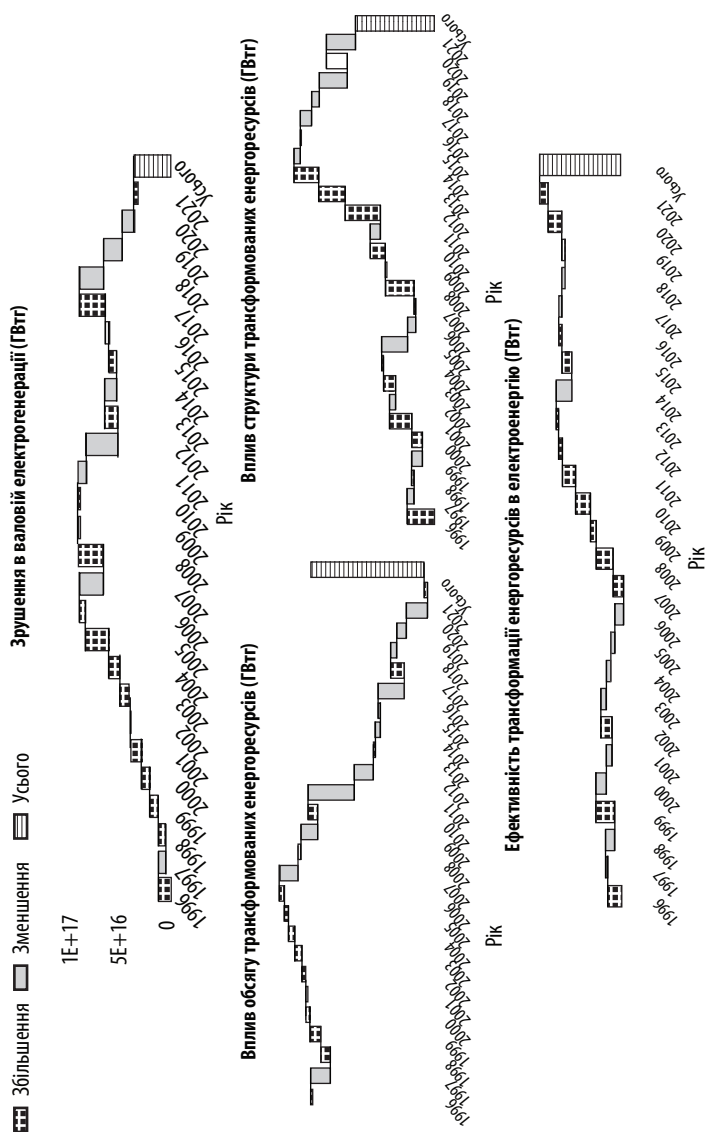


Рис. 3.1. Декомпозиційний аналіз валової електрогенерації ЄС, 1995–2021 рр.

Джерело: розраховано автором на основі [78; 79]

до валової електрогенерації на -134 ТВтг, або на -1,7 %. При цьому можна спостерігати, що у 1995–2006 рр. саме збільшення обсягу трансформованих енергоресурсів обумовлювало зростання валової електрогенерації на 479 ТВтг, або на 15,8 %, тоді як у 2007–2021 рр. вже спостерігається негативний вплив цього фактору на динаміку валової електрогенерації, внаслідок чого вона мала б скоротитися на -612 ТВтг, або на -17,5 %. Однак цього не сталося за рахунок структурних та інтенсивних чинників. І тільки у періоди відновлення після кризи, у 2010 р. та 2021 р., виникала потреба в акумулюванні додаткових енергоресурсів для забезпечення додаткових потреб в електрогенерації: на +199 ТВтг, або 3,6 %, та 183 ТВтг, або +5,8 %, відповідно.

Збільшення обсягів валової електрогенерації в ЄС здебільшого було спричинено зміною її структури трансформованих енергоресурсів (структурний імпакт-фактор), що дозволило виробити додаткові 600 ТВтг, або +19,2 %, у 1995–2021 рр. При цьому протягом усього досліджуваного періоду зміни у структурі трансформованих енергоресурсів обумовлювали позитивні зрушення у структурі валової електрогенерації, і лише в окремі роки, 2002, 2011, 2014 та 2021, несприятливі ринкові умови обумовлювали структурні зрушення, які негативно позначалися на електроенергетиці ЄС.

Розвиток технологій електрогенерації в ЄС також дозволив досягти позитивних зрушень за ефективністю трансформації енергоресурсів (інтенсивний імпакт-фактор). Загалом ефективність трансформації енергоресурсів в ЄС зростає із 41,8 % у 1995 р. до 53,5 % у 2021 р., що обумовило позитивний вплив на обсяги валової електрогенерації на +145 ТВтг, або на +4,6 %. При цьому, хоча і має місце загальний позитивний вплив ефективності трансформації енергоресурсів на валову електрогенерацію, однак динаміка впливу цього чинника є мінливою.

Таким чином, збільшення валової електрогенерації було здебільшого спричинено зміною її структури (на 98 %), тоді як ефективність трансформації енергоресурсів і обсяг трансформованих енергоресурсів чинили взаємокомпенсуючий вплив, і тільки незначна частина приросту ефективності трансформації енергоресурсів (2 %) впливала на приріст валової електрогенерації.

Найбільше зростання валової електрогенерації ЄС забезпечили такі країни, як: Іспанія (на +55,5 %, або 18,4 % від загального по ЄС), Німеччина (на +19,2 %, або 18 % від загального по ЄС), Італія (на +39,1 %, або 16,8 % від загального по ЄС), Франція (на +17,2 %, або 13,9 % від загального по ЄС) та Швеція (на +26,9 %, або 6,8 % від загального по ЄС). Серед країн, які зменшили валову електрогенерацію, були тільки Румунія (на -47,2 %, або -7,9 % від загального по ЄС), Литва (на -5,4 %, або -2,0 % від загального по ЄС), Болгарія (на -3,6 %, або -0,8 % від загального по ЄС), Данія (на -8,6 %, або -0,4 % від загального по ЄС) та Угорщина (на -0,2 %, або -0,3 % від загального по ЄС). Серед країн, які знизили потреби в трансформації енергоресурсів, всі ж з них і скоротили обсяги валової електрогенерації, тоді як серед країн, які розвивали електрогенерацію, всі з них потребували і додаткових енергоресурсів. Виключеннями були Німеччина, Греція, Швеція, Словаччина, Словенія й Естонія. Найбільшого позитивного впливу структурних зрушень на валову електрогенерацію досягли Німеччина (+34 %), Іспанія (+49 %), Франція (+9 %), Італія (+15 %), Швеція (+26 %). Негативно впливала структура трансформованих енергоресурсів на валову електрогенерацію лише в Румунії (-3 %), Словаччині (-0,6 %), Чехії (-0,8 %) та Латвії (-2 %). Найбільше зростання валової електрогенерації за рахунок підвищення її ефективності трансформації енергоресурсів були досягнуті в Італії (+16 %), Німеччині (+7 %), Нідерландах (+12 %), Австрії (+20 %) та Бельгії (+13 %). Негативний вплив ефективності трансформації енергоресурсів на валову електрогенерацію здійснювала в таких країнах, як Іспанія (-2 %), Франція (-0.5 %), та Естонія (-6 %).

Декомпозиція трансформованих енергоресурсів за їхніми типами дозволяє оцінити окремий внесок кожного з них у валове виробництво електроенергії (табл. 3.3).

Найбільший позитивний вплив на валову електрогенерацію в ЄС здійснювала вітрова енергетика, збільшення частки якої із 0,1 % у 1995 до 6,2 % у 2021 р. дозволило отримати приріст валового виробництва електроенергії у 420 ТВтг. Водночас зростала і газова електрогенерація, із 9,5 % у 1995 до 17,9 % у 2021 р., що забезпечило

Таблиця 3.3

Загальний вплив трансформації енергоресурсів на валове виробництво електроенергії в ЄС у 1995–2021 роках

Енергоресурс	Структурний вплив (%)		Вплив ефективності трансформації (%)	
	темп приросту	приріст у частці ЄС	темп приросту	приріст у частці ЄС
Природний газ	11.90	60.77	2.80	60.40
Лігніт	-4.60	-24.89	0.60	11.85
Бітумінозне вугілля	-8.50	-47.22	0.40	9.99
Відходи	2.20	11.41	0.40	9.09
Атомне тепло	-1.70	-9.61	0.30	6.20
Біопаливо	7.60	40.50	0.20	5.44
Гідроенергія	1.20	5.69	0.10	2.41
Сонячна енергія	5.20	28.92	0.10	1.86
Промисловий газ	0.00	0.80	0.10	1.79
Інше тверде паливо	0.00	-0.20	0.10	1.17
Вітрова енергія	12.60	70.09	0.00	0.21
Нафта та нафтопродукти	-6.70	-36.26	-0.50	-10.40

Джерело: розраховано автором на основі [78; 79]

додатковий приріст валової електрогенерації у 364 ТВтг. У 10 разів збільшилася і частка біопалива, із 0,7 % до 7,1 %, що позначилося на збільшенні валової електрогенерації на 243 ТВтг. Сумарно відновлювані джерела енергії забезпечили додаткове виробництво валової електроенергії в обсязі 871 ТВтг, або на +26,6 %, тоді як викопні види палива скоротили виробництво на 708 ТВтг, або на -21,5 %. Серед видів трансформованих енергоресурсів найбільший внесок у зростання валової електрогенерації за рахунок зростання енергоефективності мав природний газ на +88 ТВтг, або +2,8 %, тоді як внесок кожного з інших був менший за 1 %, а ефективність трансформації нафти та нафтопродуктів мала негативний вплив. Таким чином, у 1995–2021 рр.

відбувався вітро-газовий перехід електроенергетики ЄС, що відзначався відмовою від генерації на викопних джерелах енергії на користь вітрової генерації разом із розвитком і підвищенням ефективності газової генерації.

На рис. 3.2 наведено декомпозиційний аналіз чистої електрогенерації за генеруючими потужностями в ЄС, а у табл. Е.4 – розподіл цих впливів за країнами – членами ЄС.

У 1995–2021 рр. чиста електрогенерація в ЄС зросла на 515 ТВтг, або на 21,1 %, у т.ч. у 1995–2008 рр. мало місце зростання на 577 ТВтг, або 22,8 %, тоді як у 2009–2021 рр. спостерігалось її скорочення на -63 ТВтг, або -1,7 %. Спричинили таке зростання збільшення потужностей електроенергетики на 431 ГВт, або на +57,9 %, що мало забезпечити приріст чистої електрогенерації на 1556 ТВтг. Проте зміни в структурі генеруючих потужностей здійснювали негативний вплив, призвівши до падіння чистої електрогенерації на -766 ТВтг, або на -27 %. Так само і КВГП спричинив негативний вплив, обумовивши падіння чистої електрогенерації на -199 ТВтг, або на -5,7 %. При цьому до 2005 р. КВГП сприяв зростанню чистої електрогенерації на 121 ТВтг, або на +4,9 %, тоді як після 2006 р. мав місце мінливий негативний вплив, призвівши до її падіння на -319 ТВтг, або на -12 %. Здійснювала негативний вплив і чиста ефективність генерації на -75 ТВтг, або на -2,5 %. До 2007 р. її підвищення призвело до зростання чистої електрогенерації на 53 ТВтг, або на 2 %, тоді як після 2008 р. через зниження ефективності відбулося падіння чистої генерації на -128 ТВтг, або на -4,6 %. Таким чином, вітро-газовий перехід електроенергетики ЄС супроводжувався негативними зрушеннями в структурі та використанні генеруючих потужностей та чистої ефективності електрогенерації.

Серед країн ЄС найбільший внесок у збільшення чистої електрогенерації здійснювали Іспанія, Німеччина, Франція, тоді як найбільші темпи її зростання мали місце у Латвії, Хорватії, Ірландії, і тільки в Литві чиста електрогенерація зазнала скорочення. Найбільший вплив зростання обсягу генеруючих потужностей ЄС на чисту електрогенерацію мало місце у Німеччині, Іспанії та Італії, тоді найбіль-

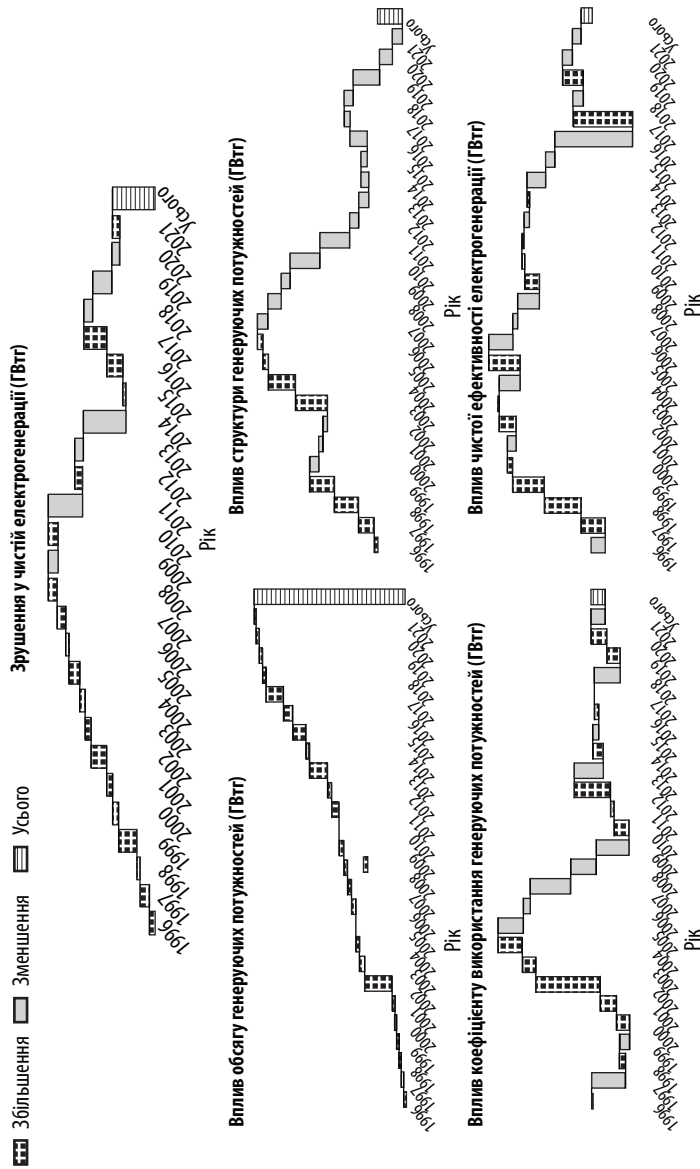


Рис. 3.2. Декомпозиційний аналіз чистої електрогенерації ЄС, 1995–2021 рр.

Джерело: розраховано автором на основі [80; 81]

Розділ 3. Теоретико-методичні положення з аналізу тенденцій розвитку ...

шого її приросту за цим видом впливу було досягнуто в Болгарії, Естонії, Хорватії, і тільки в Литві фіксувався від'ємний приріст. У всіх країнах зміни у структурі генеруючих потужностей негативно впливали на чисту електрогенерацію, найсильніше – у Німеччині, Болгарії та Бельгії. КВГП демонстрував різний вплив на чисту ефективність електрогенерації: найбільше зниження фіксувалося в Італії, Нідерландах та Польщі, тоді як найбільше збільшення – у Болгарії, Швеції та Іспанії. За рахунок зниження чистої ефективності електрогенерації було досягнуто від'ємного приросту в Італії та Литві, а найбільше падіння фіксувалося у Естонії і Данії. Підвищення чистої ефективності електрогенерації призвело до позитивних зрушень у Румунії, Польщі та Нідерландах. Таким чином, хоча вплив високорозвинутих країн на збільшення чистої електрогенерації є найбільш відчутним, однак найбільші зусилля прикладають саме країни, які розвиваються.

Декомпозиція за типами генеруючих потужностей дозволяє визначити індивідуальний вплив кожного з них на чисту електрогенерацію (табл. 3.4).

Таблиця 3.4

Вплив різних типів генеруючих потужностей на чисту електрогенерацію в ЄС у 1995–2021 рр.

Тип генеруючих потужностей	Вплив структури генеруючих потужностей (%)		Вплив КВГП (%)		Вплив чистої ефективності генерації (%)	
	темп приросту	приріст у частці ЄС	темп приросту	приріст у частці ЄС	темп приросту	приріст у частці ЄС
Потужності генерації на спалюваних видах палива	-17.2	-62.8	-7.1	-110.9	-2.8	-107.7
Гідроенергетичні потужності	-5.8	-20.5	-0.9	-16.1	0.2	4.1
Атомні потужності	-19.1	-69.2	0.9	8.7	0.2	5.1
Сонячні потужності	4.8	17.4	0.3	3.4	-0.0	-0.9
Вітрові потужності	9.8	35.1	1.1	14.9	-0.0	-0.7

Джерело: розраховано автором на основі [80; 81]

Як видно з табл. 3.4, найбільший негативний вплив мали потужності, що працюють на спалюваних видах палива, обумовивши сумарне падіння чистої електрогенерації в ЄС на -782 ТВтг. За рахунок виводу із експлуатації атомних потужностей було зменшено чисту електрогенерацію в ЄС на -530 ТВтг. Зниження обсягу та використання гідроенергетичних потужностей обумовили скорочення чистої електрогенерації на -189 ТВтг, тоді як підвищення їх ефективності забезпечило додаткові 3,5 ТВтг. За рахунок розбудови переривчастих потужностей на ВДЕ вдалося збільшити чисту електрогенерацію на +439 ТВтг, проте фіксувалося незначне падіння їх ефективності, що призвело до скорочення чистої електрогенерації на -1 ТВтг. Таким чином, темпи та обсяги відмови від традиційних генеруючих потужностей випереджали розвиток потужностей на відновлюваних джерелах енергії, що негативно позначилося на обсягах чистої електрогенерації.

На рис. 3.3 наведено, як зміни зі сторони пропозиції вплинули на кінцеве електроспоживання, а у табл. Е.5 – розподіл цих впливів за країнами ЄС.

У 1995–2021 рр. кінцеве електроспоживання в ЄС зросло на 495 ТВтг, або на 21,5 %, у т. ч. у 1995–2008 рр. фіксувався зростаючий тренд, який забезпечив приріст на 568 ТВтг, або 23,7 %, тоді як у 2009–2021 рр. була наявна мінлива спадна динаміка, через що приріст склав -73 ТВтг, або -2,2 %. Отже, після кризи 2009 р. кінцеве електроспоживання скорочувалося швидшими темпами, ніж зростала електрогенерація в ЄС.

Забезпечила потреби в кінцевому електроспоживанні ЄС чиста електрогенерація на 410 ТВтг, або на 82 %, у т. ч. у 1995–2008 р. за рахунок її зростання було покрито 470 ТВтг, тоді як у 2009–2021 рр., навпаки, за рахунок скорочення знижено на -60 ТВтг. Зростання імпорту спричинило мінливу висхідну динаміку, забезпечивши додаткові 167 ТВтг, або 34 %, у кінцевому електроспоживанні ЄС, тоді як вплив експорту, навпаки, мав мінливу низхідну динаміку, знизивши доступну електроенергію для кінцевого електроспоживання на -156 ТВтг, або на -31 %. За рахунок скорочення витрат на дистрибуцію електро-

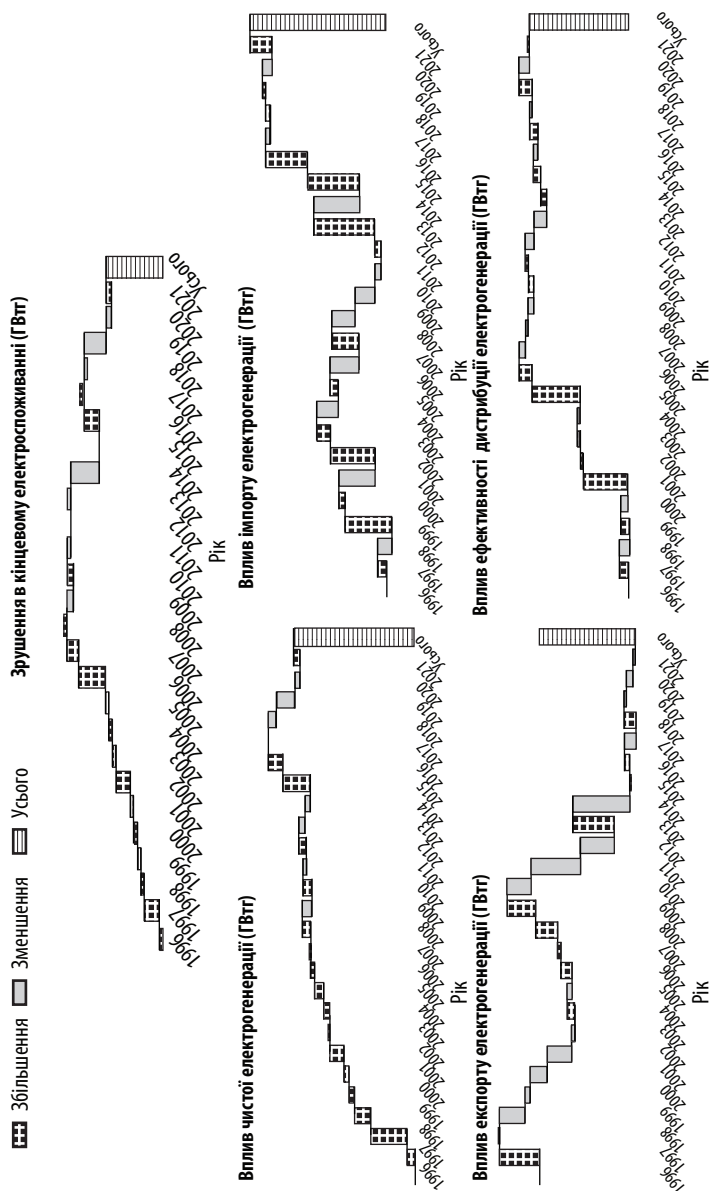


Рис. 3.3. Декомпозиційний аналіз балансу електроенергетики ЄС, 1995–2021 рр.

Аджерло: розраховано автором на основі [79]

енергії (передачі та розподілу) було покрито додаткові 74 ТВтг, або 14 % від загального кінцевого електроспоживання в ЄС. Однак, якщо до 2011 р. зростання ефективності дистрибуції електроенергії призвело до економії 104 ТВтг, то після 2012 р. відбувалося падіння її ефективності, що призвело до додаткових вилучень 30 ТВтг із обсягу, доступного до кінцевого електроспоживання.

Усі країни ЄС збільшили кінцеве електроспоживання у досліджуваному періоді. Найбільший приріст електроспоживання спостерігався в Ірландії, Хорватії та Іспанії у діапазоні від 48 % до 66,8 %. Однак 57,2 % від загальноєвропейського приросту кінцевого електроспоживання припадало на Іспанію, Францію, Італію та Польщу. Найбільший вплив на забезпечення додаткових потреб у кінцевому електроспоживанні ЄС за рахунок приросту власної чистої електрогенерації забезпечували такі країни, як Іспанія, Німеччина, Італія, Франція і Нідерланди, сумарно покривши 60,1 % від загальних додаткових потреб по ЄС. Серед країн, чиста електрогенерація яких негативно вплинула на забезпечення кінцевого електроспоживання ЄС, були Данія, Естонія та Латвія. Приріст обсягів імпорту електроенергії на 49,1 % забезпечили Франція, Фінляндія, Данія та Угорщина, тоді як приріст експорту був покритий на 48,8 % за рахунок Нідерландів, Чехії та Бельгії. Такі країни, як Німеччина та Швеція, суттєво скоротили потреби в імпорті, тоді як Франція, Данія та Німеччина знизили експорт електроенергії. Найбільша економія електроенергії за рахунок збільшення ефективності дистрибуції мала місце у Фінляндії, Франції та Чехії, тоді як найбільші надлишкові перевитрати електроенергії за рахунок її зниження несли Австрія, Німеччина та Данія.

На *рис. 3.4* наведено декомпозиційний аналіз кінцевого електроспоживання в ЄС, а у *табл. Е.6* – розподіл цих впливів за країнами-членами.

Зміни в кінцевому електроспоживанні спричинили збільшення економіки ЄС на 67,1 %, що обумовило додаткову потребу в кінцевому електроспоживанні на 1620 ТВтг, у т. ч. у 1995–2008 рр. на 1523 ТВтг, або на 62,8 %, і у 2009–2021 рр. на 97 ТВтг, або на 4,3%. Однак зміна структури економіки ЄС призвела до його скорочення

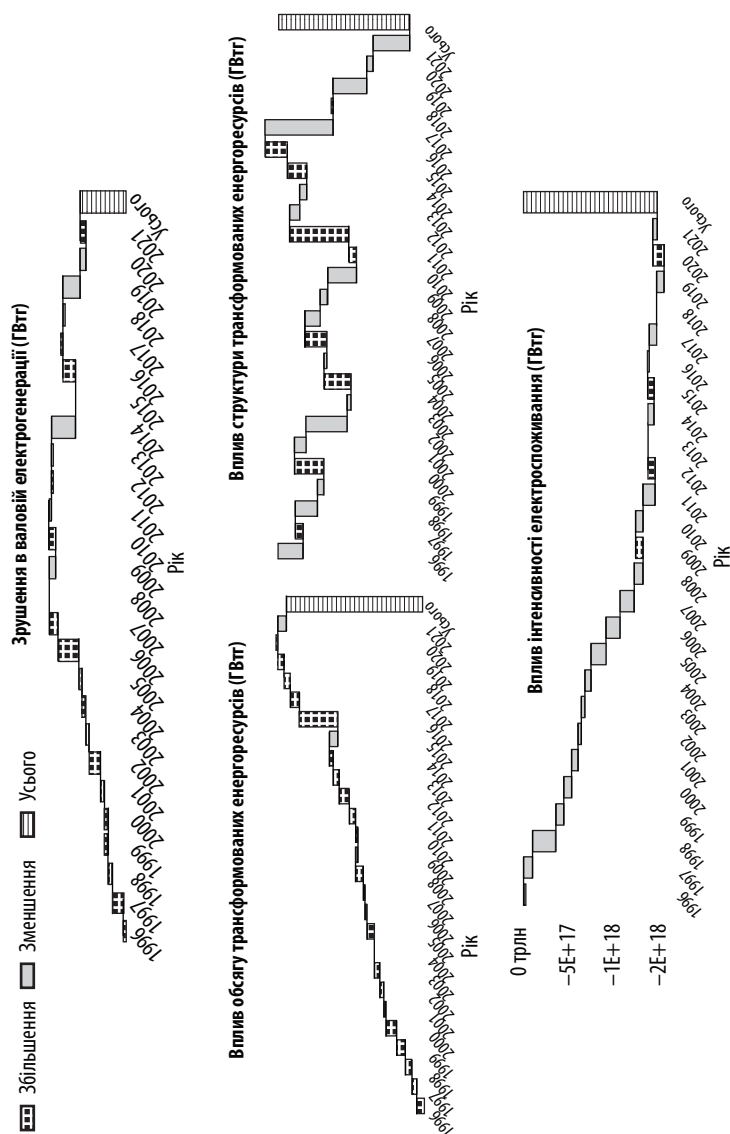


Рис. 3.4. Декомпозиційний аналіз кінцевого електроспоживання ЄС у 1995–2021 рр.

Джерело: розраховано автором на основі [79; 82; 83]

на -165 ТВтг, або на -13 %, та лише в окремі періоди відновлення економіки структурні зрушення спричиняли його зростання. Зменшення інтенсивності електроспоживання спонукало також до його скорочення на -883 ТВтг, або на -34,5 %. І тільки під пресом кризових явищ відбувалося зростання кінцевого електроспоживання внаслідок недостатньої уваги до питань ефективності. Таким чином, рушійною силою енергетичного переходу в ЄС було відповідальне кінцеве електроспоживання.

Серед країн ЄС найбільший вплив на зростання кінцевого електроспоживання мало збільшення економіки в країнах, що розвиваються, – Естонія, Литва, Латвія, Румунія та Словаччина, на більш ніж 200 %, проте у загальноєвропейському вимірі внесок цих країн склав лише 12,2 %. А такі високорозвинуті країни, як Німеччина, Франція, Іспанія й Італія, мали стриманий приріст кінцевого електроспоживання за рахунок розвитку економіки – від 42,1 % до 79,8 %, покривши при цьому 55,4 % від загальноєвропейського приросту. Структурні економічні зрушення в економіці здійснювали здебільшого негативний вплив на зменшення кінцевого електроспоживання, найпотужніший у Фінляндії та Румунії – близько -20 %, тоді як лише в деяких країнах структурні зрушення в економіці призводили до його зростання, особливо в Хорватії та Швеції, близько 60 %. Зменшення електромісткості також сприяло зниженню кінцевого електроспоживання у всіх країнах ЄС. Особливо відчутний цей вплив був в Латвії, Естонії та Литві, проте внесок балтійських країн у загальноєвропейське скорочення кінцевого електроспоживання склав лише -3,5 %, тоді як скорочення електромісткості в Німеччині, Франції, Іспанії та Італії забезпечувало від 26,2 % до 37,2 %, склавши -61,3 % від загальної економії електроенергії в кінцевому споживанні за цим чинником.

Декомпозиція за видами економічної діяльності дозволяє визначити окремі впливи на кінцеве споживання електроенергії в ЄС (табл. 3.5).

Як видно з табл. 3.5, майже всі види економічної діяльності мали скорочення кінцевого електроспоживання, найсуттєвіше – у хімічній, паперово-целюлозній промисловості та інших секторах економіки,

Таблиця 3.5

Вплив різних видів економічної діяльності на кінцеве споживання електроенергії в ЄС у 1995–2021 рр.

Вид економічної діяльності	Структурний вплив економічної діяльності (%)		Вплив інтенсивності електроспоживання (%)	
	темп приросту	приріст у частці ЄС	темп приросту	приріст у частці ЄС
Сільське господарство, рибальство та лісове господарство	-6.0	-0.5	-0.3	-0.1
Хімія та хімічні продукти	-35.3	-2.7	-3.1	-0.7
Кокс та продукти нафтопереробки	6.2	0.5	-3.8	-0.8
Будівництво	-0.2	0.0	-0.5	-0.1
Продукти харчування, напої та тютюн	-9.5	-0.7	-1.1	-0.2
Домогосподарства	-8.3	-0.6	-33.8	-7.2
Машинобудування	-15.5	-1.2	1.8	0.4
Метал та металеві продукти	-8.5	-0.7	-12.2	-2.6
Гірничодобувна промисловість і розробка кар'єрів	-6.8	-0.5	-4.2	-0.9
Неметалеві мінерали продукти	-6.5	-0.5	-3.4	-0.7
Інші	-19.5	-1.5	-1.6	-0.4
Папір, целюлоза та поліграфія	-22.9	-1.7	-0.7	-0.2
Послуги	34.8	2.7	-23.7	-5.1
Текстильна та шкіряна промисловість	-8.4	-0.6	-1.4	-0.3
Транспорт	5.2	0.4	-7.3	-1.6
Транспортне обладнання	4.1	0.3	-4.3	-1.0
Деревина та вироби з деревини	-3.1	-0.2	-0.4	-0.1

Джерело: розраховано автором на основі [79; 82; 83]

що зрештою призвели до економії електроенергії на -35,3 %, -22,9 % та -19,5 % від загальної економії по ЄС за цим чинником. Збільшення кінцевого електроспоживання внаслідок позитивних структурних зрушень мало місце тільки за сектором послуг, виробництвом коксу та нафтопереробкою, транспортним сектором і транспортним машинобудуванням, які разом обумовили зростання кінцевого електроспоживання в ЄС на 36,0 %. Внаслідок скорочення інтенсивності споживання всі види діяльності показували скорочення кінцевого електроспоживання, найсуттєвіше – домогосподарства, сфера послуг, гірничо-видобувна промисловість, які сумарно забезпечили -69,7 % економії електроенергії в ЄС за цим чинником.

Таким чином, декомпозиційний аналіз електроенергетики ЄС дозволив виявити такі тенденції її розвитку [87]:

- у ЄС відбувається вітро-газовий перехід електроенергетики. Завдяки цьому було покрито 131 % додаткової потреби в електроенергії, у тому числі 70% за рахунок вітрової генерації, решта – за рахунок газової. Загалом розвиток відновлюваної генерації забезпечив +145% додаткової електроенергії. При цьому виробництво електроенергії на викопному паливі скоротилося на -105%, у тому числі на органічному викопному паливі – на -95% і ще на -10% – на ядерному теплі;
- такий перехід супроводжувався підвищенням енергоефективності потоків електроенергії, що дозволило забезпечити загальну економію електроенергії в обсязі 1028 ТВт·год, у тому числі 85% за рахунок зниження інтенсивності споживання електроенергії. Тоді як решту 15% економії забезпечило підвищення ефективності трансформації ресурсів у електрогенерації. Однак цей перехід призвів до зниження ефективності чистої генерації та дистрибуції, а отже, до перевитрат електроенергії на 145 ТВт·год.
- але цей перехід також супроводжувався негативними структурними зрушеннями в генеруючих потужностях та ефективності їх використання, що зрештою призвело до недоотримання 966 ТВтг чистої генерації електроенергії, у тому числі на

-50% за рахунок органічних потужностей, на -55% за рахунок до атомного тепла та на -16% за рахунок гідроенергетики, тоді як за рахунок переривчастих ВДЕ (сонячних та вітрових) вдалося забезпечити додаткове виробництво лише +42% електроенергії;

- розширення економічної діяльності ЄС вимагало збільшення кінцевого споживання електроенергії, але структурні зрушення в економіці переорієнтували ці обсяги з промисловості (-12%) на домогосподарства та сферу послуг і транспорт (+10%);
- такі зміни вимагали збільшення зовнішніх потоків електроенергії ЄС, що спричинило додатковий експорт електроенергії із чистого виробництва електроенергії на 31% разом із збільшенням імпорту електроенергії на +34% для покриття дефіциту кінцевого споживання електроенергії.

Крім того, декомпозиційний аналіз дав змогу виявити переломні тенденції у розвитку електроенергетики ЄС, серед яких: зміна трендів у валовому та чистому виробництві ЕЕ та кінцевому споживанні ЕЕ після 2009 р., а також із 2007 р. змінився вплив трансформації ресурсів, із 2006 р – вплив використання потужності, із 2008 р – вплив ефективності виробництва, із 2012 р. – вплив ефективності розподілу.

Загалом розроблене методичне забезпечення декомпозиційного аналізу дозволило фундаментальні зрушення в розвитку електроенергетики, порівнювати загальні тенденції в ЄС та між державами-членами.

3.2. Визначення протиріч розвитку електроенергетики України в європейському просторі

Розвиток електроенергетичного сектора України розглядається в контексті її інтеграції до європейського енергетичного простору. Результатом такої інтеграції має стати отримання значних вигід як для європейських, так і для українських споживачів електроенергії з точки зору якості, надійності постачання та нижчих цін під тиском

конкуренції. Наразі Україна є членом Енергетичного співтовариства, і з середини 2019 року в країні впроваджується проєвропейська модель електроенергетичного ринку, хоча і в квазіконкурентному форматі [21]. З 24 лютого 2022 р. українська об'єднана енергетична система синхронізована з європейською, а з 16 березня 2022 р. оператор української системи передачі ЕЕ став спостерігачем у ENTSO-E. Незважаючи на те, що зараз українські електромережі технічно відповідають європейським правилам, сам електроенергетичний сектор залишається застарілим, а його розвиток не відповідає європейським тенденціям. Недоліки українського електроенергетики ставлять під сумнів її конкурентоспроможність у відкритому європейському просторі та потребують вирішення питання щодо визначення пріоритетних напрямів його подальшому розвитку. Проблема розвитку електроенергетики значно загострилася внаслідок російського вторгнення в Україну. Наразі неможливо проаналізувати масштаби пошкоджень у сфері електроенергетики через вимоги кібербезпеки (усі дані закриті з 24 лютого 2022 року о 15:00). Проте, за оцінками ВВС, українська енергосистема зазнала понад 1 400 ракет і 500 дронів, не залишилося жодної електростанції, яка б не була пошкоджена [89; 90]. Враховуючи це, необхідно дослідити досвід України для відбудови електроенергетики після війни на основі європейських принципів без нехтування національними інтересами.

Стан і тенденції розвитку українського електроенергетичного сектора у європейському контексті можна проаналізувати, побудувавши Модель «витрати-випуск» потоків електроенергії та порівнявши українські тенденції з загальноєвропейськими, визначивши їх подібності, відмінності, переваги та недоліки. Модель «витрати-випуск» широко використовується для кількісної оцінки взаємозв'язків між різними секторами національної або регіональної економіки [91], адже ЕЕ є суспільним благом, яке використовується в усіх без винятку сферах економіки [92]. Чонг та ін. вважають, що модель «витрати-випуск» є придатним методом для аналізу складних мережевих структур даних, а її візуалізацією є діаграма Санкея [93]. Історично модель «витрати-випуск» базується на працях Леонтьєва (1936) [94], а пер-

шу діаграму Санкея побудував Гоманн у 1949 році [95]. Сьогодні діаграми Санкея використовуються для виявлення неефективностей та потенціалу для економії ресурсів [96], аналізу енергетичного балансу та енергоефективності енергосистеми [97], а також для програмної обробки даних з візуалізацією розподілу енергії та обліком коефіцієнтів перетворення первинної енергії для зв'язку кінцевого та первинного споживання [98]. Ці методи також застосовуються в інших галузях [99–101], проте найчастіше використовуються саме для аналізу енергетичних потоків і викидів парникових газів [10; 102]. Так, Eurostat розробив діаграму Санкея для побудови загального енергетичного балансу та основних енергетичних потоків певної території [18], хоча вона не дозволяє розділити потоки за типами джерел або носіїв енергії.

Для виявлення протиріч розвитку електроенергетики України в європейському просторі доцільно розробити методичне забезпечення для аналізу вхідно-вихідних потоків електроенергії. Гіпотеза дослідження полягає в існуванні суттєвих протиріч у розвитку електроенергетики України та ЄС.

Таким чином, порівняльний аналіз вхідно-вихідних потоків ЕЕ в Україні та ЄС може бути здійснений на основі діаграм Сенкі, які можливо побудувати за допомогою програмного забезпечення Power BI (розробленого корпорацією Microsoft [86]). Джерелом даних для дослідження є база даних Eurostat [78–81], яка формується відповідно до Регламенту (ЄС) № 1099/2008 [105] і забезпечує уніфікацію та порівнянність даних за параметрами електроенергетичної системи, джерелами енергії та видами діяльності. База даних охоплює період з 1991 по 2020 роки для України та країн ЄС-27 (наразі оновлення даних для України неможливе через вимоги кібербезпеки у воєнний час). Проте використання розробленої моделі вхідно-вихідних потоків електроенергії дозволить оперативно оновлювати дані та здійснювати їх аналіз за періодами та країнами.

Побудована модель вхідно-вихідних потоків ЕЕ зображена на *рис. 3.5* та візуалізована в Power Pivot (*рис. 3.6*). На її основі сформовано діаграми Сенкі для вхідних і вихідних потоків ЕЕ за етапами

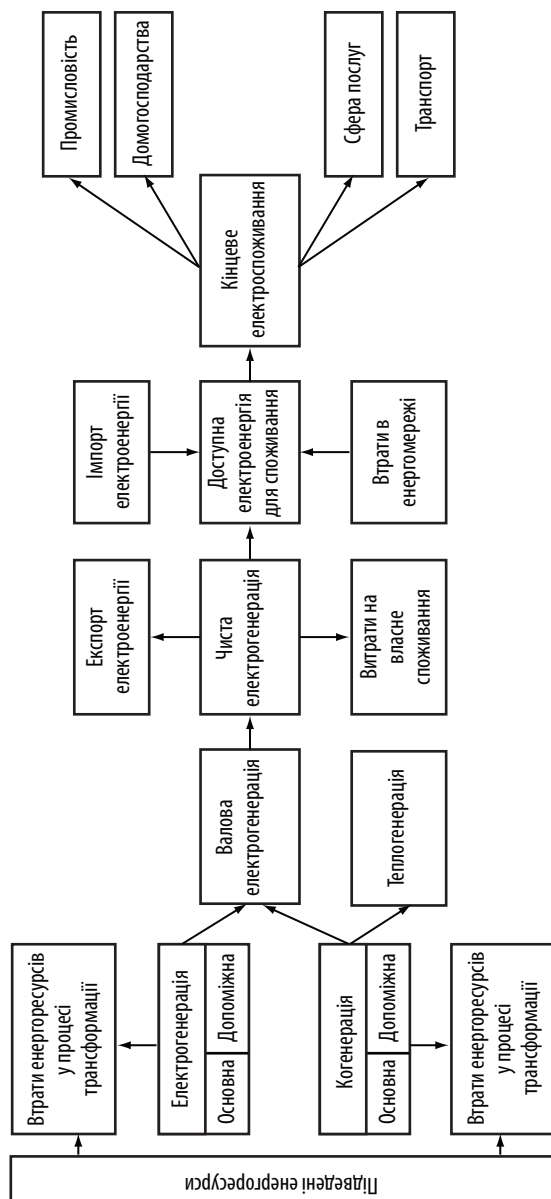


Рис. 3.5. Агрегована модель вхідних і вихідних потоків ЕЕ

Джерело: розроблено автором [105; 106; 107]

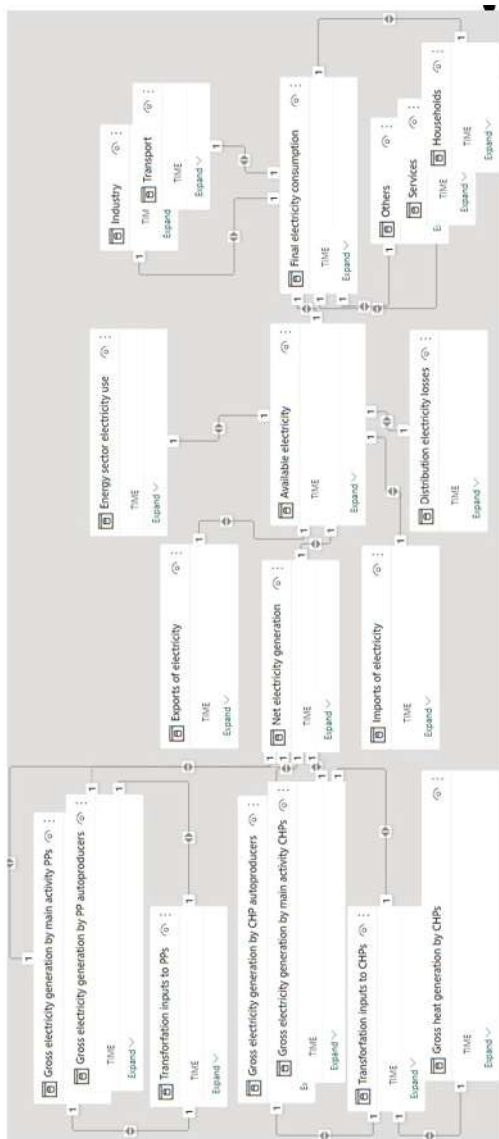


Рис. 3.6. Модель вхідних і вихідних потоків ЕЕ в програмному просторі Power Bi

Джерело: розроблено автором [105; 106; 107]

Таблиця 3.6

Якісні показники розвитку електроенергетики

Група показників	Показник	Формула розрахунку	Позначення
1	2	3	4
Показники енергоефективності	Енергоефективність перетворення на електростанціях (η_{PP})	$\eta_{PP} = \text{Gross_Output_PP} / \text{Trans_Input_PP}$	Gross_Output_PP – валовий обсяг виробленої ЕЕ на електростанціях;
	Енергоефективність перетворення на теплоелектроцентралях (η_{CHP})	$\eta_{CHP} = \text{Gross_Output_CHP} / \text{Trans_Input_CHP}$	Trans_Input_PP – обсяг спожитого палива електростанціями;
	Чиста ефективність виробництва ЕЕ (η_{GEN})	$\eta_{GEN} = \text{Net_Output} / \text{Gross_Output}$	Gross_Output_CHP – валовий обсяг виробленої ЕЕ на когенераційних установках;
	Частка втрат ЕЕ в мережі (η_{LOS})	$\eta_{LOS} = \text{Losses} / \text{Net_Output}$	Input_CHP – споживане паливо ТЕЦ;
	Загальна енергоефективність електроенергетики (η_{TOTAL})	$\eta_{TOTAL} = \text{Final_input} / \text{Total_Input}$	Net_Output – чистий обсяг виробленої ЕЕ;
	Вуглеємність електроенергетики (CO_2_ges)	$CO_2_ges = CO_2 / \text{Gross_Output}$	Total_Input – загальний обсяг первинного палива, спожитого для генерації;
Структурні показники	Частка ВДЕ у електроенергетиці (S_{RES})	$S_{RES} = \text{RES_output} / \text{Gross_Output}$	Losses – обсяг втрат ЕЕ у мережі;
	Частка органічного викопного палива у вхідних ресурсах сектора (S_{OFF})	$S_{OFF} = \text{OFF_output} / \text{Gross_Output}$	Final_input – кінцеве споживання ЕЕ;
	Частка когенерації у валовому виробництві електроенергії (S_{COGEN})	$S_{COGEN} = \text{Net_Output_CHP} / \text{Net_Output}$	CO_2 – обсяги викидів парникових газів;

Закінчення табл. 3.6

1	2	3	4
Показники безпосередньої інтеграції	Частка автопродюсерів у валовому виробництві електроенергії (S_AUTO)	$S_AUTO = \text{Auto_output} / \text{Net_Output}$	RES_output – виробництво ЕЕ з ВДЕ; RES_input – підведені ВДЕ;
	Частка комерційного споживання ЕЕ (S_COMM)	$S_COMM = \text{Comm_input} / \text{Final_input}$	OFF_output – виробництво ЕЕ з органічного виходного палива;
	Частка побутового споживання ЕЕ (S_HOUSE)	$S_HOUSE = \text{House_input} / \text{Final_input}$	Auto_output – обсяг ЕЕ, виробленої активними споживачами;
	Самодостатність електроенергетичного сектора (SEC_SELF)	$SEC_SELF = \text{Final_input} / (\text{Transmitted_output} + \text{Import_input} - \text{Export_output})$	Comm_input – комерційне споживання ЕЕ;
	Залежність електроенергетики від експорту (SEC_EXP)	$SEC_EXP = \text{Export_output} / \text{Final_input}$	House_input – побутове споживання ЕЕ;
	Залежність електроенергетики від імпорту (SEC_IMP)	$SEC_IMP = \text{Import_input} / \text{Final_input}$	Import_input – обсяг імпортованої ЕЕ; Export_output – обсяг експортованої ЕЕ

Джерело: складено автором [105; 106; 107]

функціонування електроенергетичної системи. Перевірка достовірності даних у моделі вхідно-вихідних потоків здійснюється на основі термодинамічного закону збереження енергії, який вимагає, щоб уся енергія в ланцюгу електропостачання – від постачання паливно-енергетичних ресурсів до кінцевого споживання електроенергії – залишалася збалансованою.

На основі розробленої моделі вхідних і вихідних потоків ЕЕ можливо визначити якісні показники розвитку електроенергетичного сектора, які поділяються на три групи: енергоефективність, структурні показники та показники безпеки й інтеграції (табл. 3.6). Усі ці індикатори також можуть бути розраховані в середовищі Power BI за допомогою відповідних формул.

Діаграми Сенкі потоків ЕЕ для України та ЄС (рис. 3.7–3.8) подано з ідентифікацією потоків моделі, наведеної вище.

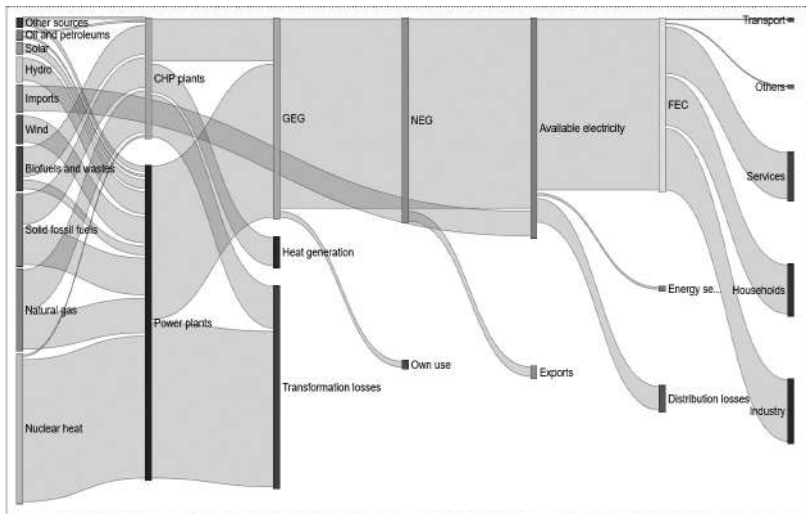


Рис. 3.7. Діаграма Сенкі електроенергетики ЄС у 2023 році

Джерело: розроблено автором на основі [78–81]

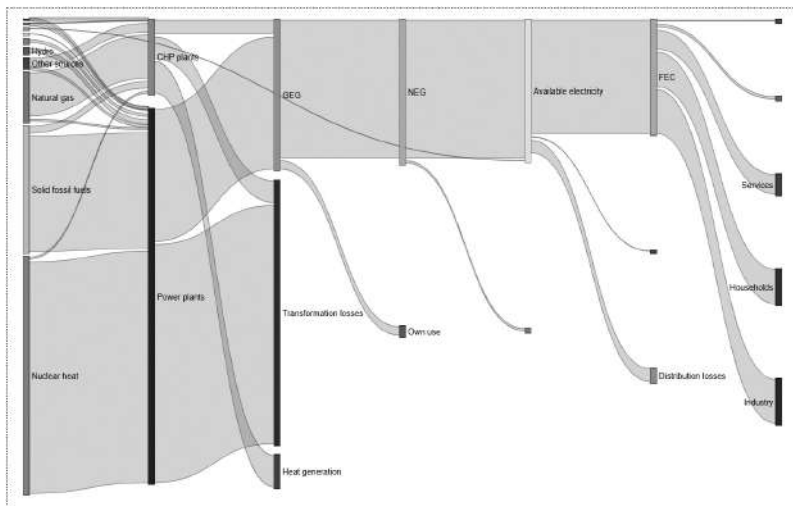


Рис. 3.8. Діаграма Сенкі електроенергетики України у 2020 році

Джерело: розроблено автором на основі [78–81]

Перший потік представляє первинні джерела енергії, які використовуються для виробництва ЕЕ (тверді викопні палива, ядерне тепло, відновлювані джерела енергії тощо), а також імпорт ЕЕ як потік ззовні. Первинні джерела розподіляються між електростанціями та теплоелектростанціями (*другий потік*). *Третій потік* складається з валової електрогенерації основними та автовиробниками (активними споживачами), валового виробництва тепла та втрат при перетворенні. *Четвертий потік* охоплює валове виробництво ЕЕ, яке залежить від рівня розвитку використовуваних технологій. *П'ятий потік* представляє чисте виробництво ЕЕ як суму валової електрогенерації мінус витрати на власне споживання електростанцій.

Сума чистого виробництва ЕЕ та її імпорту дає загальний обсяг ЕЕ, доступної для споживання (*шостий потік*). Із доступної ЕЕ віднімається та, яка експортується, а також обсяги втрат при транспортуванні (*сьомий потік*). *Восьмий потік* формує кінцеве споживання ЕЕ, яке розподіляється між кінцевими споживачами: промисловим

і транспортним секторами, сферою послуг, домогосподарствами та іншими. Декомпозиція цих потоків відбувається у зворотному порядку.

Порівняльну динаміку кінцевого електроспоживання в ЄС та України наведено на *рис. 3.9*.

У 1991–2023 рр. кінцеве електроспоживання в ЄС зросло на 17,4і %, із середнім річним приростом 11,1 ТВт·год. Однак ретроспективна динаміка демонструє змінність трендів:

у 1991–2000 рр. спостерігався переважно зростаючий тренд, електроспоживання збільшилось на 9,6 %, що становить у середньому 21,9 ТВт·год на рік;

- у 2001–2010 рр. після швидкого зростання на початку десятиріччя споживання стабілізувалось у 2007–2008 рр., а з початком кризи 2009 р. відбулося різке падіння. У 2010 р. рівень споживання повернувся до рівня 2007–2008 рр. За весь період спостерігалось зростання на 6,2 %, або в середньому на 15,8 ТВт·год щорічно;
- у 2011–2020 рр. зафіксовано спадний тренд, частково компенсований намаганнями декарбонізації та стимулювання електроспоживання. Загалом за цей період обсяги зменшились на 1,3 %, у середньому на 3,4 ТВт·год щорічно. Споживання ЕЕ так і не досягло рівня 2007–2008 рр.;
- у 2021–2023 рр., які можна вважати постковідним періодом, спостерігалось помірне зростання кінцевого електроспоживання в ЄС, незважаючи на зовнішні виклики. У 2021 р. відбулося відновлення електроспоживання після спаду, викликаного пандемією COVID-19, яке становило 0,5 %, або 12,5 ТВт·год порівняно з 2020 р. Це було пов'язано з активізацією економічної діяльності, але йшло у супроводі європейської енергетичної криз. У 2022 р., після початку військової агресії РФ проти України, електроспоживання в ЄС зросло ще на 0,6 % (14,4 ТВт·год). У 2023 р. електроспоживання знову зросло на 0,5 % (11,2 ТВт·год).

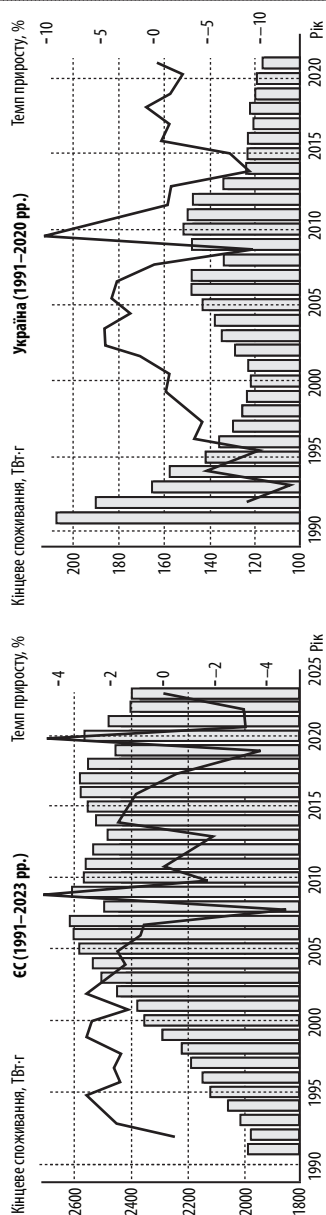


Рис. 3.9. Порівняльна динаміка кінцевого споживання ЕЕ в ЄС-27 та Україні

Джерело: розроблено автором на основі [79]

Ці тенденції свідчать про поступову адаптацію економіки ЄС до нових умов, впровадження заходів енергоефективності та зростання значущості ЕЕ у структурі енергоспоживання (поглиблена електрифікація всіх сфер життєдіяльності). Особливу роль в цьому виконав RePowerEU Plan [7], прийнятий Єврокомісією у травні 2022 року як відповідь на енергетичну кризу та залежність від російських енергоносіїв. Цей план спонукав до: масштабного розгортання ВДЕ, електрифікації опалення, транспорту та промисловості, прискореної модернізації енергетичної інфраструктури, включаючи розширення мережі зарядних станцій та електромереж, розгортання цифрових технологій.

У спадщину від радянської імперії Україна отримала високий рівень електрифікації території та розгалужену інфраструктуру електроенергетичного комплексу, що здебільшого базувався на власних енергоресурсах. Після здобуття незалежності в 1991 р. цей комплекс почав поступово зношуватися, зазнавши істотних структурних змін у виробництві та споживанні ЕЕ [83].

Кінцеве електроспоживання в Україні у 1991–2020 рр. скоротилося на 43,3 % – з приблизно 206,1 ТВт·год до 116,9 ТВт·год:

- найстрімкіше падіння відбулося у 1991–2000 рр., коли обсяг споживання зменшився майже наполовину (-45,0 %, або -92,8 ТВт·год). Причинами цього стали розрив господарських зв'язків з колишніми республіками СРСР, гіперінфляція, бартеризація розрахунків, масова неплатоспроможність споживачів та енергетична криза, що призвела до віялових відключень у 1998–2000 рр.;
- період 2000–2013 рр. характеризувався відновленням економіки та впровадженням енергоринку, що стабілізувало ситуацію та навіть призвело до помірного зростання споживання на 9,2 %, або в середньому на 0,8 ТВт·год на рік. Винятком став 2009 р., коли через світову фінансову кризу було зафіксовано короточасне падіння;
- із 2014 р. почався новий спадаючий тренд, пов'язаний із втраченою контролю над частиною територій на сході та півдні Укра-

їни, зниженням промислової активності та демографічними чинниками. У 2013–2020 рр. споживання скоротилося на 5,5 %, або приблизно на -1,0 ТВт·год щороку.

Таким чином, наприкінці 2010-х рр. Україна вийшла на енергетичне «плато» споживання – близько 120 ТВт·год, що можна було розглядати як нову рівновагу в умовах обмеженого попиту та структурної трансформації економіки.

За окремими експортними оцінками, у 2022–2023 рр. в Україні спостерігалось суттєве скорочення електроспоживання, викликане повномасштабною війною, руйнуванням критичної інфраструктури, виїздом населення за кордон та зупинкою промислових об'єктів: у 2022 р. загальне споживання ЕЕ становило приблизно 106,15 ТВт·год, що на 31,5 % менше за попередній рік, у 2023 р. споживання ЕЕ знизилось до 99,25 ТВт·год, тобто ще на 6,5 % порівняно з 2022 р., або на 36 % щодо довоєнного рівня 2021 р. [104].

Отже, першим протиріччям у розвитку електроенергетики ЄС є фундаментальна довгострокова розбіжність: ЄС трансформує електроенергетику як чинник економічного зростання та енергетичної автономії, а Україна вимушено зменшує споживання електроенергії через економічний спад, шокові глобальні впливи та через воєнні втрати.

Основним джерелом покриття потреб в ЕЕ в ЄС та України було власне виробництво (рис. 3.10).

У 1991-2023 рр. чиста електрогенерація ЄС збільшилася на 31,3 %, тоді як імпорт ЕЕ зріс на 140,9 %, а експорт – на 119,6 %. Розбудова міжсистемних зв'язків з країнами-не-членами ЄС, зниження втрат при транспортуванні, а також гнучке управління попитом дозволили утримувати темпи зростання електрогенерації нижчими за темпи зростання кінцевого електроспоживання на 0,8 %. Торговельне сальдо ЕЕ в ЄС залишалося від'ємним, з поступовим зростанням негативного балансу. Якщо у 1991 р. експорт майже дорівнював імпорту (-3 ТВт·год), то у 2023 р. від'ємне сальдо сягнуло -44 ТВт·год, що стало найвищим значенням за останні три десятиліття. Переважання

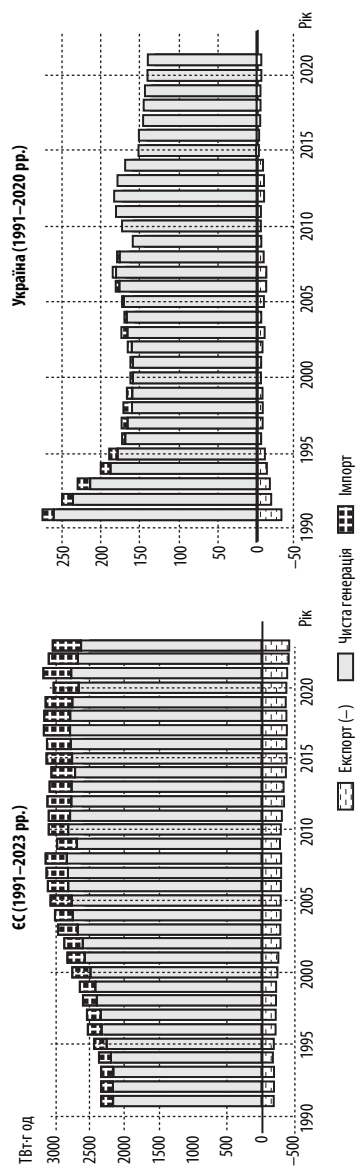


Рис. 3.10. Порівняльна динаміка джерел покриття потреб в ЕЕ у ЄС та Україні

Джерело: складено автором за [79]

експорту ЕЕ над імпортом спостерігалось лише у поодинокі роки, зокрема у 1999, 2003 та 2008 рр.

У 1991-2021 рр. чиста електрогенерація України зменшилася на 41,5 %. Таке скорочення обумовлено загальним падінням електроспоживання, втратою частини генерувальних потужностей, а також тривалим зниженням інвестиційної активності в енергетичному секторі. Динаміка зовнішньої торгівлі мала мінливі тенденції, залежачи від транскордонних пропускних потужностей України та визначаючись політико-економічними відносинами із сусідніми країнами. Так, у 1990-х - 2000-х рр. Україна активно торгувала ЕЕ із країнами СНД, однак обсяги цієї торгівлі поступово зменшувалися і з 2010-х рр. практично зійшли нанівець. Із середини 2002 р. Бурштинська ТЕС стала працювати у складі ENTSO-E, що обумовило відкриття експорту ЕЕ до Європи відповідно до європейських умов торгівлі. Імпорт ЕЕ з ЄС був неможливим через невідповідність українського ринку вимогам ENTSO-E. Починаючи з 2019 р., після впровадження нової моделі РЕЕ, було відкрито імпорт ЕЕ із Європи до України, зокрема в об'єднану енергосистему (ОЕС). Одночасно було обмежено торгівлю ЕЕ з країнами, які не є членами Енергетичного співтовариства (переважно країнами СНД). У 2021 р. структура зовнішньої торгівлі ЕЕ в Україні мала такий вигляд: експорт становив 4,7 ТВт·год, переважно в межах Бурштинського енергоострова; імпорт – 1,7 ТВт·год, що відображає початкову фазу відкриття ринку. Сальдо залишалося позитивним, однак порівняно з 1990-ми роками обсяги зовнішньої торгівлі були значно нижчими.

Основним напрямом імпорту ЕЕ в 2021 р. була Словаччина, що складало 56 %. Український вугільно-атомний електроенергетичний комплекс був привабливим для словацького атомно-гідроенергетичного комплексу, що дозволяло останньому імпортувати до України дорогі виробничі надлишки. Тоді як основними напрямками експорту були Угорщина та Польща, які склали 45 % та 30 % відповідно. Навпаки, дорогі виробничі надлишки з Бурштинської ТЕС та Добротвірської ТЕС надходили до атомно-газового угорської та вугільної польської електроенергетичних систем відповідно. Із країнами СНД відбува-

лися переважно технічні перетоки ЕЕ, які складали в режимі імпорту 12 %, а в режимі експорту – 2 %, тоді як обсяг торгівлі ЕЕ з країнами СНД – лише 0,2 %. Загальна частка транскордонних перетоків ЕЕ в Україні складала лише 6 %, що дозволяє класифікувати українську енергосистему як внутрішньо орієнтовану. Обмежені пропускні потужності транскордонних перетинів України, які у режимі імпорту складають 1450 МВт з країнами ENTSO-E та 1200 МВт із Молдовою та у режимі експорту – 1860 МВт з країнами ENTSO-E та 550 МВт із Молдовою, не дозволяли українській електроенергетиці бути значущим гравцем європейського ринку.

У 2022–2024 рр. структура зовнішньої торгівлі ЕЕ в Україні набула кризового характеру: експорт скоротився через втрату генерувальних потужностей, тоді як імпорт став критично важливим джерелом покриття дефіциту, особливо в пікові періоди. Руйнування енергетичної інфраструктури внаслідок повномасштабного вторгнення РФ та нові умови роботи в ENTSO-E суттєво змінили баланс зовнішньої торгівлі. У 2022 р. імпорт становив 820,4 ГВт-год, понад 99 % з яких припали на січень–лютий, переважно з Білорусі. У другому і третьому кварталах імпорт був відсутній, а восени відновився з Молдови та Словаччини. Експорт склав 6,47 ТВт-год, здебільшого до Угорщини та Польщі. У 2023 р. імпорт залишився на рівні попереднього року – 806,4 ГВт-год, із піковим зростанням у червні. Експорт суттєво скоротився: у травні впав утричі, а в червні був відсутній, що вказує на зростання внутрішнього дефіциту. У 2024 р. імпорт сягнув рекордного за 11 років рівня – 4,44 ТВт-год, у 5,5 разу більше, ніж у 2023 р. Основними постачальниками стали Угорщина та Словаччина. Експорт, навпаки, впав до 348,5 ГВт-год – історичного мінімуму, хоча в грудні був у 32 рази вищим, ніж роком раніше [107].

Розвиток ринкової торгівлі, розбудова відновлюваної електрогенерації, бажання створення єдиного енергопростору на території ЄС та поза його межами ініціювали зростання зовнішньої залежності електроенергетичних систем країн-членів (рис. 3.11).

У 1991–2023 рр. експортна залежність електроенергетики ЄС зросла з 8,1 % до 13,9 %, тоді як імпортна – з 8,9 % до 15,2 %. По-

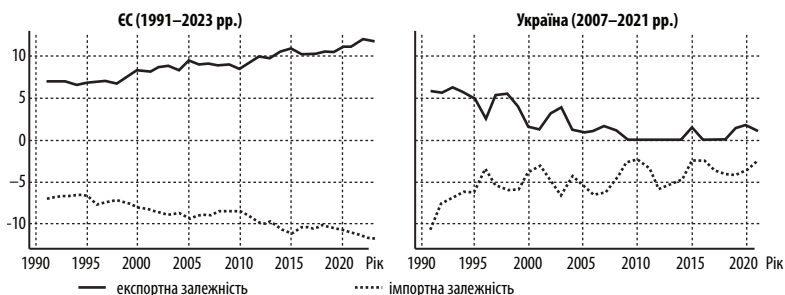


Рис. 3.11. Порівняльна динаміка зовнішньої залежності електроенергетичних систем ЄС та України

Джерело: складено автором за даними [79; 80]

силення транскордонної торгівлі ЕЕ було наслідком поглиблення інтеграції РЕЕ країн-членів та розширення зовнішніх зв'язків із країнами-партнерами ENTSO-E. Зростання зовнішньої залежності мало суперечливий вплив на розвиток електроенергетики ЄС. З *одного боку*, вона стримувала нарощування національної генерації, знижуючи економічну доцільність модернізації окремих енергоблоків. З *іншого* – сприятливо впливала на розвиток конкуренції, стимулюючи міждержавну торгівлю, оптимізацію генеруючих потужностей та вирівнювання цін на ЕЕ в межах європейського ринку. У 2022–2023 рр. в умовах енергетичної кризи, посиленої війною рф проти України та обмеженням постачання природного газу, високий рівень взаємозалежності енергосистем країн ЄС забезпечив оперативне реагування на дефіцити потужності. Імпорт із сусідніх країн дозволив пом'якшити наслідки дефіциту генерації. Таким чином, висока імпортна й експортна залежність ЄС стала ознакою гнучкості та адаптивності європейської електроенергетики, яка спирається на ринкові механізми балансування, ніж на ізольовану національну генерацію.

У 1991–2021 рр. електроенергетика України залишалася самодостатньою, здатною забезпечувати власні потреби в ЕЕ за рахунок внутрішньої генерації. Про це свідчить висока частка національного виробництва у структурі покриття споживання, а також низький рі-

вень імпоротної залежності. Зовнішня залежність української електроенергетики поступово зменшувалась. Так, імпортна залежність скоротилася з 8,1 % у 1991 р. до 1,6 % у 2021 р., а експортна – з 12,7 % до 2,2 % відповідно. Це зумовлено зменшенням транскордонної торгівлі, структурними змінами в економіці та обмеженими технічними можливостями для синхронного експорту до країн ЄС. Запровадження конкурентної моделі РЕЕ у 2019 р. обумовило зростання імпоротної залежності. Водночас експорт залишався обмеженим, а його частка у кінцевому споживанні продовжила знижуватись. Таким чином, український РЕЕ виявився відкритим до імпорту з Європи, натомість експортні можливості України залишаються обмеженими.

Таким чином, другим протиріччям розвитку електроенергетики України в європейському просторі є діаметрально протилежні умови та результати інтеграційних процесів. ЄС продовжує курс на поглиблення енергетичної інтеграції, де висока зовнішня залежність сприймається як інструмент стійкості, конкуренції та оперативного реагування. Україна, навпаки, перейшла від самодостатності до критичної залежності від імпорту, при цьому втративши експортну спроможність.

У процесі виробництва частина ЕЕ використовується на власні потреби електрогенерації, що обумовлює виокремлення таких показників, як валова та чиста генерація. Збільшення чистої генерації порівняно із валовою генерацією засвідчує підвищення ефективності чистої генерації ЕЕ (рис. 3.12).

У 1991–2023 рр. в електроенергетиці ЄС відслідковується стабільна тенденція до підвищення ефективності генерації ЕЕ, що проявляється у скороченні розриву між валовою та чистою генерацією. Так, якщо валова генерація зросла на 18,7 %, то чиста генерація – на 21,3 %, що свідчить про зменшення частки ЕЕ, що витрачається на власні потреби електростанцій. Ефективність чистої генерації ЕЕ зросла з 93,8 % у 1991 р. до 95,9 % у 2023 р., тобто на 2,1 в.п. за 32 роки. Найбільш відчутне покращення зафіксовано в останнє десятиріччя (2013–2023 рр.), за яке ефективність підвищилася на 0,9 в.п.,

тоді як у 1991–2012 рр. – лише на 1,2 в.п. Таким чином, поступове вдосконалення технологій генерації, розвиток відновлюваної енергетики та зменшення втрат на власні потреби забезпечили підвищення ефективності електроенергетики ЄС.

Україна має розгалужений електрогенеруючий комплекс, який складається із 4 атомних електростанцій (15 енергоблоків потужністю 13 835 МВт), каскаду з 7 гідроелектростанцій на річках Дніпро й Дністер (103 гідроагрегату потужністю 4 637 МВт ГВт), 3 гідроакumuлюючих електростанцій (сумарною потужністю в генераторному режимі 1 488 ГВт та в насосному режимі приблизно 2 ГВт), 12 теплових електростанцій на вугіллі (18 587 МВт), газу (9 360 МВт). Серед потужностей електроенергетики працювали теплові електростанції на біопаливі (199 МВт), гідроелектростанції проточного типу (192 МВт), сонячна генерація (5 363 МВт) та вітрова генерація на суходолі (1 111 МВт). Таким чином, загальна потужність електроенергетичного комплексу України на початок військової агресії становила 54 812 МВт (без тимчасово неконтрольованих територій) [106]. Здебільшого українська електроенергетика була радянською спадщиною централізованого типу, фізично і морально застарілою, що призводило до значних витрат ЕЕ на власне споживання електростанцій. Порівняно із ЄС, де ефективність виробництва ЕЕ постійно підвищувалася, ефективність виробництва ЕЕ в Україні поступово знижувалася, та у 2000–2020 рр. її значення коливалися у діапазоні 91,7–92,9 %. Порівняно з ЄС, де ефективність виробництва електроенергії демонструвала стійке зростання, в Україні, навпаки, спостерігалася тенденція до її поступового зниження. Якщо у 1991 р. частка чистої генерації у валовій складала 93,9 %, то у 2021 р. вона зменшилася до 92,4 %, тобто ефективність виробництва знизилася на 1,5 в.п. У середньому це відповідає темпу зниження на 0,05 в.п. на рік.

У 1991–2023 рр. генерації ЕЕ в ЄС та Україні змінювалася у протилежних напрямках розбудови моноелектрогенерації та когенерації (рис. 3.13).

У ЄС у 1991–2023 рр. обсяги валової генерації на моноелектростанціях зросли з 1885 ТВт·год до 2213 ТВт·год (+17,4 %), що доводить

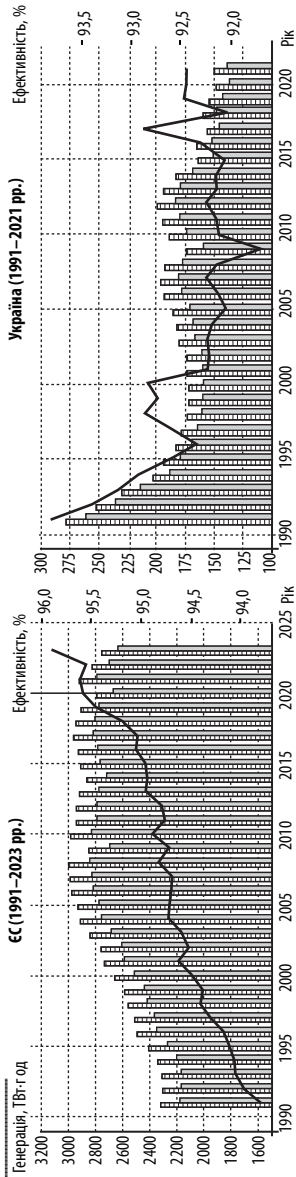


Рис. 3.12. Порівняльна динаміка генерації ЕЕ в ЄС та Україні

Джерело: складено автором за даними [79]

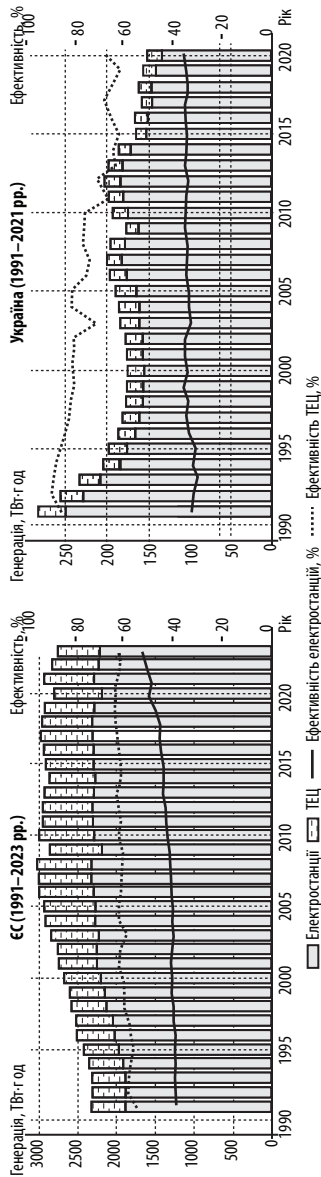


Рис. 3.13. Порівняльна динаміка валової генерації ЕЕ в ЄС та Україні

Джерело: складено автором за даними [78]

стабільне функціонування централізованих джерел виробництва ЕЕ. Обсяги генерації на ТЕЦ також зросли – з 452 ТВт·год до 546 ТВт·год (+20,9 %), що свідчить про посилення ролі когенераційних технологій у забезпеченні потреб енергосистеми. Ефективність виробництва ЕЕ на моноелектростанціях підвищилась з 38,8 % до 52,6 %, а на ТЕЦ – з 54,9 % до 62,3 % через модернізацію технологічної бази та зростання енергоефективності електроенергетики ЄС.

Натомість в Україні у 1991–2020 рр. обсяги генерації на моноелектростанціях зменшились майже вдвічі – з 251 ТВт·год до 134 ТВт·год (–46,7 %), а на ТЕЦ – з 32 ТВт·год до 17 ТВт·год (–47,4 %), що відображає загальне скорочення попиту та фізичне старіння генерувальних потужностей. Ефективність моноелектростанцій в Україні залишалася значно нижчою, ніж у ЄС, коливаючись від 32,1 % у 1991 р. до 35,9 % у 2020 р. Водночас ефективність ТЕЦ, яка у 1991 р. становила 85,2 %, знизилась до 67,8 %, що свідчить про фізичний знос технологічної бази когенерації в Україні.

Частка втрат ЕЕ в мережі є одним із показників енергоефективності електроенергетичного сектора, що відображає рівень технічної досконалості та ефективності функціонування систем передачі й розподілу (рис. 3.14).

У 1991–2023 рр. частка втрат ЕЕ в мережі в країнах ЄС-27 залишалася відносно стабільною, коливаючись у межах 6,3–7,7 %. Модернізація мереж передачі, підвищення ефективності мереж розподілу та розвиток технологій обліку та диспетчеризації ЕЕ обумовлювали поступовий низхідний тренд. Найвищого рівня втрати сягнули у 1995 р. (7,66 %), після чого поступово знижувалися до 6,53–6,64 % упродовж 2015–2023 рр.

Натомість в Україні у 1991–2021 рр. спостерігалися суттєво вищі відносні втрати ЕЕ у мережах, яка в окремі періоди перевищувала 20 %. У 1991–1995 рр. показник зростав із 8,58 % до 10,33 % внаслідок поступової деградації інфраструктури та низької ефективності експлуатації мереж. Після 1995 р. відбулося різке зростання до 21,35 % у 2001 р. через кризовий стан енергетичної системи, зношеність обладнання, недосконалість обліку та високий рівень технологічних

Частка витрат електроенергії
в мережі, %

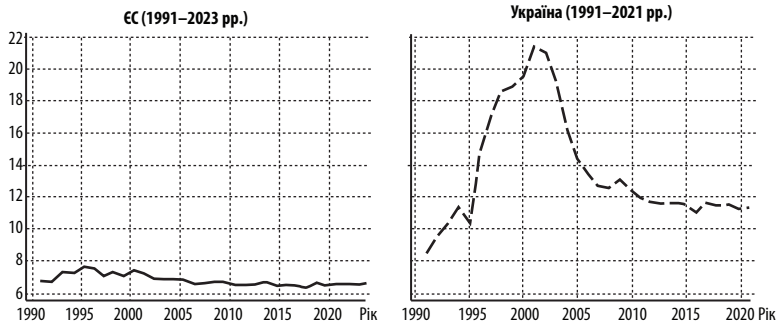


Рис. 3.14. Порівняльна динаміка витрат ЕЕ в енергомережах ЄС та України

Джерело: складено автором за даними [79]

і комерційних витрат при роботі ОРЕ. З 2002 р. почалося поступове зниження частки витрат: до 13,41 % у 2007 р. та 11,26 % у 2020 р., що вказує на певні зрушення у сфері обліку та модернізації, хоча загальний рівень залишається суттєво вищим за європейські стандарти.

Загальна енергоефективність електроенергетики визначає ефективність перетворення первинної енергії в кінцеву ЕЕ доступну для споживання та є комплексним індикатором технічного рівня, структури генерації та витрат у мережах (рис. 3.15).

У ЄС упродовж 1991–2023 рр. спостерігалось поступове, але стійке зростання загальної енергоефективності електроенергетики – з 38,3 % у 1991 р. до 55,9 % у 2023 р. Це зростання стало результатом цілеспрямованої політики декарбонізації, модернізації генераційних потужностей, переходу на високоефективні технології когенерації та зростаючої ролі ВДЕ, розбудови енергомережі. Особливо приріст фіксується з 2015 року, що відповідає періоду активної реалізації Зеленої угоди та зменшення частки вугільної генерації.

Натомість в Україні у 1991–2020 рр. показник загальної енергоефективності електроенергетики залишався стабільно нижчим та у 2020 р. дорівнював рівню 1991 р. у 34 %, демонструючи стагнацію

Розділ 3. Теоретико-методичні положення з аналізу тенденцій розвитку ...

Загальна енергоефективність
електроенергетики, %

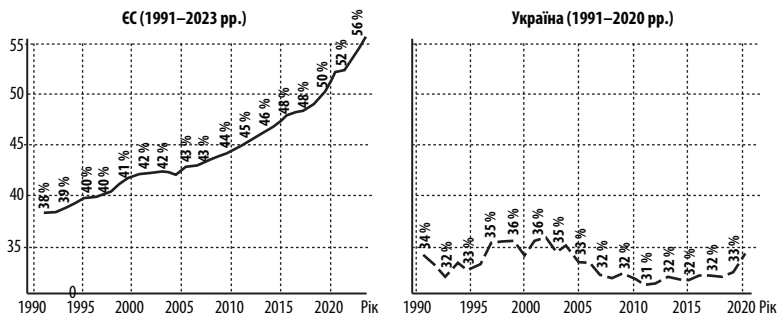


Рис. 3.15. Порівняльна динаміка загальної енергоефективності електроенергетики ЄС та України

Джерело: складено автором за даними [78]

з періодичними спадами. Коливання ефективності у 1990-х – на початку 2000-х років обумовлені зношеністю обладнання, структурною перевагою великих централізованих генерацій із низьким ККД (передусім вугільної та атомної), а також обмеженим впровадженням новітніх технологій. З 2010-х років спостерігається деяка стабілізація показника, але без суттєвого зростання, що свідчить про відсутність системної модернізації виробничих потужностей.

Таким чином, третім ключовим протиріччям розвитку електроенергетики України у європейському просторі є те, що: на тлі системного зростання енергоефективності всіх ланок європейської електроенергетики електроенергетика України залишається інертною в аспекті ефективності, демонструючи зниження власної енергоефективності внаслідок глибокої техніко-технологічної відсталості, зношеності генерувальних потужностей і відсутності комплексної модернізації енергетичної інфраструктури.

Для оцінки глибини інтеграції ВДЕ в електроенергетику доцільно розглядати два комплементарні показники: частку ВДЕ у структурі трансформованих первинних енергоресурсів, що використовуються

в електрогенерації, та частку електрогенерації на ВДЕ у структурі валової генерації ЕЕ (рис. 3.16).

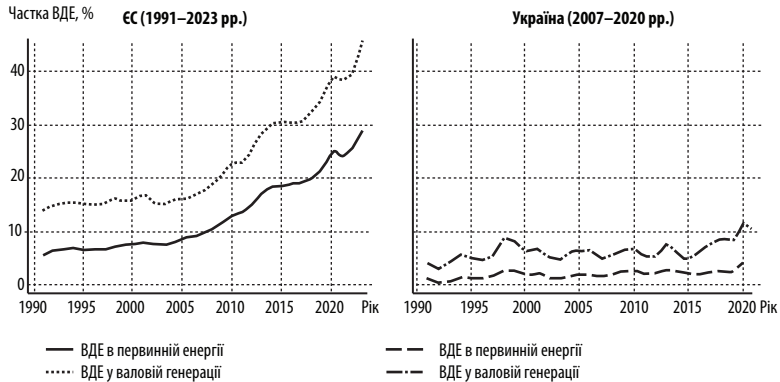


Рис. 3.16. Порівняльна динаміка розгортання ВДЕ в електроенергетиці ЄС та України

Джерело: складено автором за даними [80]

Упродовж 1991–2023 рр. ЄС демонстрував послідовне зростання обох показників. Частка ВДЕ у первинній енергії для електрогенерації зросла з 5,8 % до 28,9 %, а у валовій генерації ЕЕ – з 14,5 % до 45,5 %. Така динаміка свідчить про активну реалізацію європейської політики декарбонізації, масове впровадження потужностей ВДЕ, а також зростання ефективності перетворення первинної енергії ВДЕ в ЕЕ. Переважання частки ВДЕ у генерації над їх часткою у первинному енергопостачанні відображає технологічну перевагу цих джерел над викопними, які мають значні втрати на етапі перетворення.

На противагу цьому, в Україні у 1991–2020 рр. темпи розвитку ВДЕ залишались низькими та нерівномірними. Частка ВДЕ у первинній енергії зросла з 1,3 % до 4,5 %, а у валовій генерації ЕЕ – з 4,3 % до 11,8 %. При цьому частка у генерації на ВДЕ перевищувала їх частку у первинній енергії, що пов'язано із розгортанням в Україні саме таких типів, як СЕС, ВЕС, ГЕС, які виробляють електроенергію без проміжних перетворень і втрат. Водночас обсяги розгортання ВДЕ в електроенергетиці України залишаються критично низькими по-

рівняно із ЄС, що свідчить про структурну інертність її інтеграції в глобальні тренди енергетичного переходу.

Для оцінки розвитку електроенергетики доцільно також розраховувати частку органічного викопного палива (ОВП) у валовій генерації ЕЕ та трансформованих нею енергоресурсах, що в сукупності відображає як кінцеву результативність використання ОВП, так і глибину ресурсної залежності електроенергетики на етапі первинного енергоперетворення (рис. 3.17).

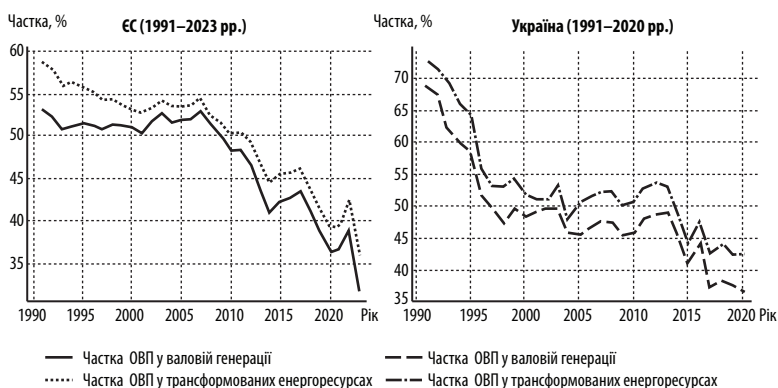


Рис. 3.17. Порівняльна динаміка використання ОВП в електроенергетиці ЄС та України

Джерело: складено автором за даними [78; 80]

У 1991–2023 рр. в електроенергетиці ЄС відбулося послідовне зниження залежності від органічного викопного палива як у структурі валової генерації (з 53,2 % до 31,8 %), так і у трансформованих енергоресурсах (з 58,9 % до 36,2 %). Це свідчить про системну реалізацію курсу на декарбонізацію, модернізацію генераційних потужностей та розширення використання ВДЕ. Узгоджена динаміка обох показників відображає інтегрований характер енергетичного переходу в межах єдиної стратегії сталого розвитку.

В Україні в 1991–2020 рр. частка органічного палива у валовій генерації знизилась із 68,8 % до 36,7 %, а у трансформованих ресурсах – з 72,7 % до 42,4 %. Основним чинником цього скорочення стало зрос-

тання частки атомної генерації на тлі старіння теплових потужностей і зменшення загального попиту. Водночас відсутність чіткої державної стратегії енергетичного переходу та обмежене впровадження ВДЕ зумовили несистемний характер зрушень, зберігаючи критичну залежність від викопного палива на рівні перетворення первинних ресурсів.

Визначальним показником розвитку електроенергетики у контексті «зеленого» енергетичного переходу є динаміка викидів парникових газів і вуглецеємність електроенергетики (рис. 3.18).

Упродовж 1991–2023 рр. електроенергетика ЄС демонструвала послідовне і стрімке скорочення обсягів викидів парникових газів: від 1,21 млрд т CO₂-екв. у 1991 р. до 575 млн т CO₂-екв у 2023 р. Водночас рівень вуглецеємності валової електрогенерації знизився з 523 до 209 кг CO₂-екв /МВт·год, що свідчить про зменшення масштабів використання ОВП, розгортання ВДЕ та зростання енергоефективності генерації. Така динаміка є наслідком системної реалізації кліматичної політики ЄС, включаючи згортання вугільної генерації, розвиток ВДЕ, впровадження ринкових механізмів скорочення викидів (зокрема системи торгівлі квотами EU-ETS).

В Україні викиди парникових газів в електроенергетиці зменшилися з 305 до 78 млн т CO₂-екв. у 1991–2020 рр. Вуглецеємність при цьому скоротилась із 1094 до 526 кг CO₂-екв./МВт·год. Характер низхідного тренду суттєво відрізнявся від європейського: загальне зниження обсягів електроспоживання, занепад частини теплових потужностей, економічна трансформація, а також зростання частки атомної енергетики. Зменшення вуглецеємності відбулося на тлі збереження високої залежності від вугільної генерації і недостатньо активного впровадження ВДЕ. Особливістю української електроенергетики кінця 2010-х років став так званий атомно-вугільний парадокс: стрімкий розвиток сонячної енергетики (як основної складової “зеленої” генерації) замість витіснення вугільної генерації призвів до скорочення частки атомної, що, навпаки, погіршувало вуглецевий профіль системи. Таким чином, вуглецеємність в Україні станом на 2020 р. залишалася майже вдвічі вищою за відповідний показник ЄС.

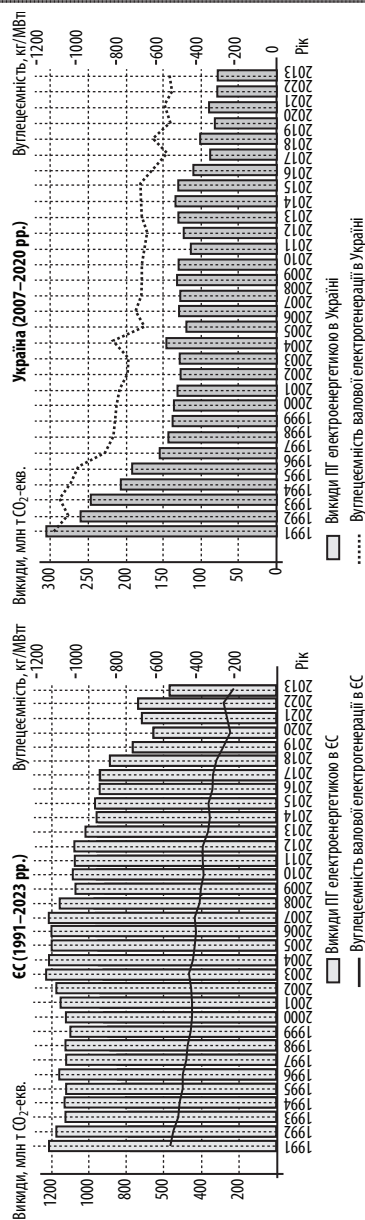


Рис. 3.18. Порівняльна динаміка викидів парникових газів і вуглецеємності електроенергетики ЄС та України
Джерело: складено автором за даними [78; 80]

Таким чином, четвертим протиріччям розвитку електроенергетики України в європейському просторі можна визначити те, що, на відміну від країн ЄС, нарощування генерації на ВДЕ в Україні не призвело до системного витіснення органічного викопного палива з електроенергетики. Основні структурні зрушення були зосереджені в атомній генерації, тоді як частка вугільної генерації залишалася відносно стабільною. Це зумовило обмежений вплив ВДЕ на зниження вуглецеємності української електроенергетики порівняно з європейськими трендами.

Розбудова когенерації, як форми одночасного виробництва електричної та теплової енергії, є елементом підвищення енергоефективності та зменшення викидів у електроенергетиці, особливо в умовах енергетичного переходу та декарбонізації (рис. 3.19).

Упродовж 1991–2023 рр. у ЄС обсяг генерації ЕЕ на когенераційних установках зростав упродовж 1990-х і досяг піку в середині 2000-х рр. Частка когенерації у валовій електрогенерації стабільно зростала від 19 % до понад 22 %, після чого почала поступово знижуватися – до 19 % у 2023 р. Така динаміка зумовлена поєднанням кількох чинників: інтеграцією принципів енергоефективності в енергетичну політику ЄС, також пізнішими структурними змінами – зменшенням питомої ваги парових електростанцій та зростанням ролі ВДЕ, які не пов'язані з когенерацією.

На відміну від ЄС, в Україні як абсолютні обсяги виробництва ЕЕ на когенераційних установках, так і їх частка у загальній генерації мали тенденцію до зменшення. Якщо у 1991 р. частка когенерації становила понад 11 %, то у 2020 р. – менш як 11 %, із загальною тенденцією до подальшого зниження. Причинами цього стали фізичне старіння ТЕЦ, скорочення споживачів у сфері централізованого теплопостачання, а також брак інвестицій у модернізацію та відсутність цілісної політики підтримки когенераційних технологій.

Виробництво ЕЕ може здійснюватися як в процесі основної, так і допоміжної діяльності. Останнім часом спостерігається чітка тенденція до зростання питомої ваги допоміжної електрогенерації, тим самим активнішою стає така група гравців на європейському ринку,

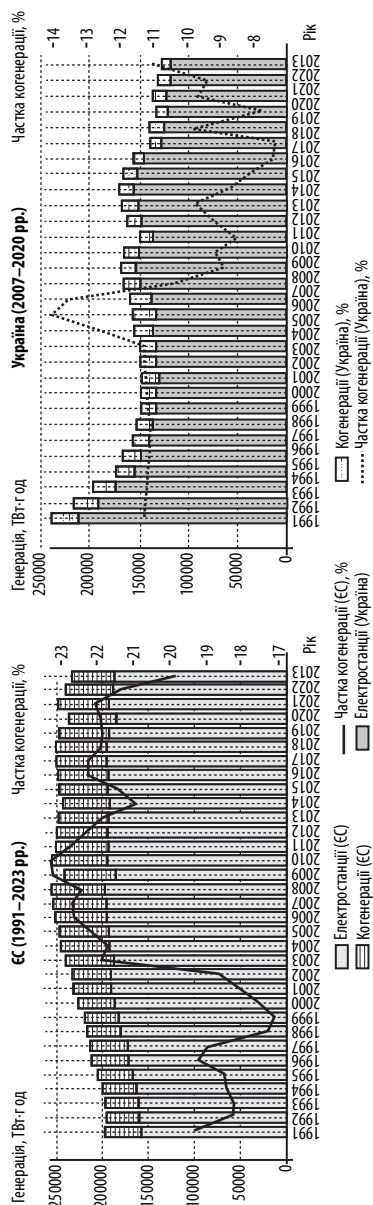


Рис. 3.19. Порівняльна динаміка розгортання когенерації в ЄС та Україні

Джерело: складено автором за даними [78; 80]

як автовиробники / активні споживачі, які виробляють ЕЕ для власного споживання, а надлишок продають на ринку (рис. 3.20).

Упродовж 1991–2023 рр. валова електрогенерація автовиробниками в ЄС демонструвала поступову тенденцію до зростання, зокрема: з 191,0 ТВт·год у 1991 р. до 301,6 ТВт·год у 2023 р. (+57,9 %). Основне зростання припадає на період після 2000-х років через розвиток децентралізованої генерації при лібералізації РЕЕ. Частка автовиробників у загальному обсязі електрогенерації зростає з 8,2 % у 1991 р. до 11,0 % у 2023 р., досягнувши локального максимуму у 12,6 % у 2020 р.

В Україні виробництво ЕЕ автовиробниками почало відображатися лише з 2007 р. та розвивалося повільно, зокрема: з 3,8 ТВт·год у 2007 р. до 2,2 ТВт·год у 2020 р., з максимумом у 2017 р. (4,8 ТВт·год). Частка автовиробників у валовій генерації протягом усього періоду залишалася низькою та знизилася від 1,7 % у 2007 р. до 1,5 % у 2020 р., із максимумом у 2,4 % у 2016 р., що свідчить про відсутність стимулів для розвитку автономної генерації в межах національної моделі енергоринку, високу централізацію виробництва, а також обмежений доступ споживачів до механізмів енергетичної незалежності.

Таким чином, постає п'ять протиріччя розвитку електроенергетики України в європейському контексті – між збереженням централізованої структури національної енергосистеми та домінуючими в ЄС тенденціями до децентралізації. На відміну від ЄС, де електроенергетика поступово трансформується в напрямку децентралізації за рахунок розгортання когенераційних установок, активного розвитку малорозподіленої генерації на базі ВДЕ, зростання ролі автовиробників електроенергії та зменшення втрат у мережах, в Україні переважає традиційна централізована модель із низькою часткою когенерації, слабо розвиненим сегментом локальної генерації та високими мережевими втратами.

Врешті-решт, ще однією відмінністю є різні структурні зрушення в кінцевому електроспоживанні ЄС та України. Тоді як у ЄС спостерігається глибоке проникнення ЕЕ у всі сфери господарювання, в Укра-

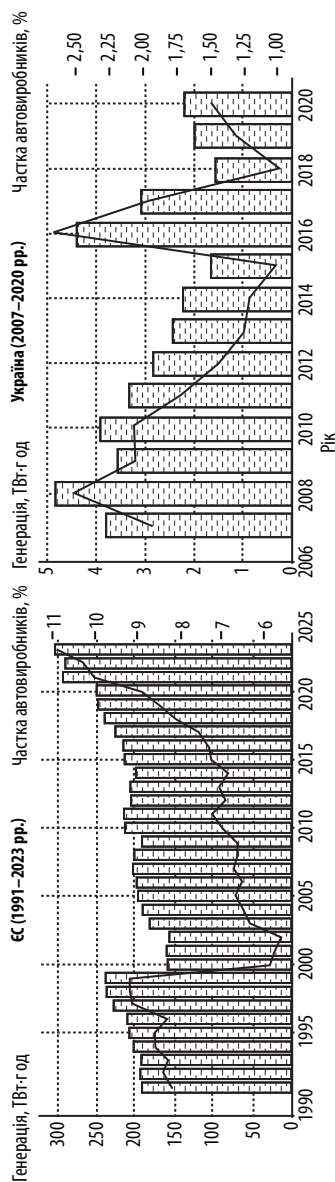


Рис. 3.20. Порівняльна динаміка валової електрогенерації в ЄС та Україні автовиробниками

Джерело: складено за даними [80]

іні такі тенденції супроводжувалися втратою економічного потенціалу (рис. 3.21 – рис. 3.22).

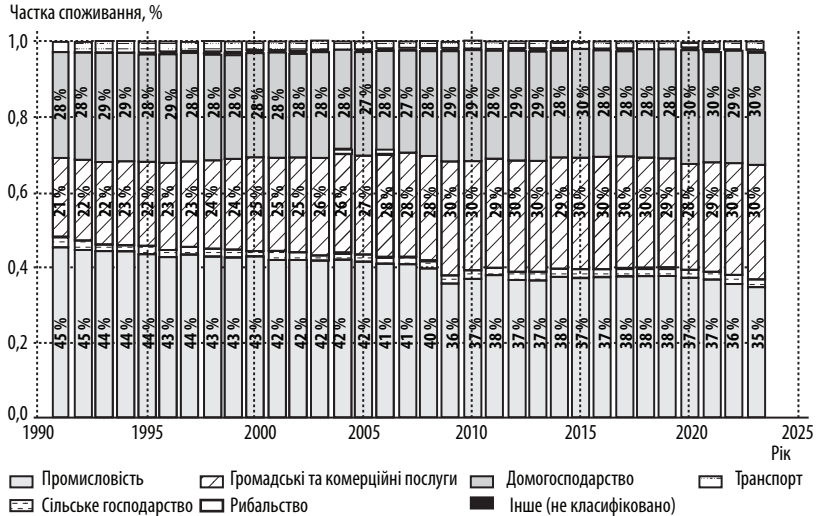


Рис. 3.21. Структура кінцевого електроспоживання ЄС у 1991–2023 рр.

Джерело: складено автором за даними [79]

У 1991–2023 рр. структура електроспоживання ЄС змінювалась хвилеподібно під впливом економічних і геополітичних чинників. Частка промисловості знизилася з 42 % у 1991 р. до 32 % у 2023 р. через цифровізацію та підвищення енергоефективності. Натомість сектор послуг зріс із 20 % до 28–29 %, що зумовлено розвитком інформаційних технологій, охорони здоров'я, освіти та адміністративного управління. Домогосподарства залишалися стабільними (24–28 %), зростаючи під час криз. Після кризи 2008–2009 рр. електроспоживання скоротилося, особливо в промисловості. У період пандемії COVID-19 зросла частка побутового сектора (до 28 %) через перехід на дистанційну роботу. З 2022 р. енергоспоживання адаптується до умов енергетичної кризи, спричиненої війною РФ проти України. Загалом частка промисловості скорочується, тоді як роль послуг і домогосподарств зростає.

Розділ 3. Теоретико-методичні положення з аналізу тенденцій розвитку ...

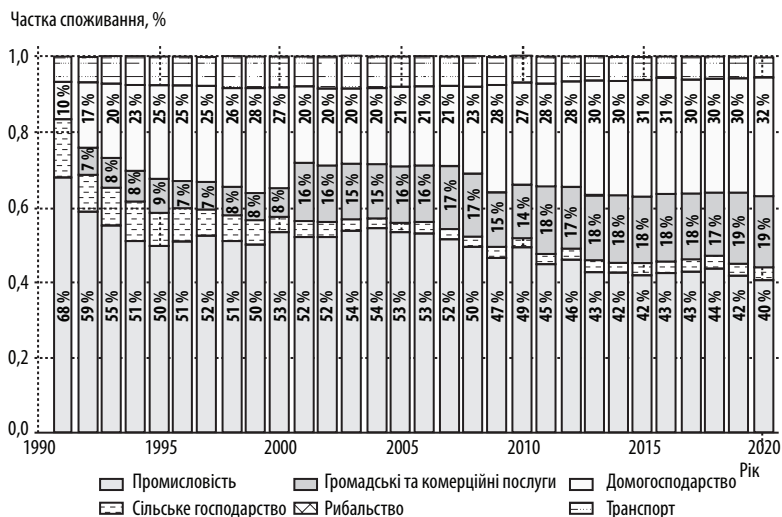


Рис. 3.22. Структура кінцевого електроспоживання України у 1991–2020 рр.

Джерело: складено автором за даними [79]

Упродовж 1991–2020 рр. структура кінцевого електроспоживання в Україні зазнала глибоких трансформацій, що відбувалися переважно під впливом економічних спадів, зниження промислового потенціалу та соціально-економічних потрясінь. У 1991 р. промисловість домінувала у структурі споживання з часткою понад 75 %, однак уже у 2000-х роках ця частка зменшилася до 65–70 %, а до 2020 р. знизилася до 40 %. Це зумовлено як структурною деіндустріалізацією, так і занепадом частини виробничих потужностей, при низькому ступені поширення енергозберігаючих технологій.

На цьому тлі домогосподарства поступово відігравали зростаючу роль: їхня частка зростає з 11–12 % у 1990-х до 32 % у 2020 р. На початку 2000-х в електроспоживанні почала зростати частка громадських і комерційних послуг, з 4–5 % до 19 % через формування адміністративних та соціальних інституцій, переорієнтацією на сервісну та торговельну економіку.

Сектори сільського господарства, транспорту та рибальства зберегли незначну частку в структурі споживання – здебільшого у межах 5–7 %. Загалом зміни у структурі електроспоживання в Україні мають менш збалансований характер порівняно з ЄС і значною мірою є результатом зовнішніх шоків, а не цілеспрямованої політики структурної модернізації.

Таким чином, шосте протиріччя розвитку електроенергетики України в європейському просторі полягає в асиметричних структурних зрушеннях у її кінцевому електроспоживанні порівняно з ЄС. У той час як країни ЄС демонструють поступове вирівнювання структури кінцевого електроспоживання через технологічне оновлення та диджиталізацію, в Україні зміни відбуваються під впливом кризових спадів, а не цілеспрямованої структурної політики.

Розроблене аналітичне забезпечення моделювання вхідних і вихідних потоків ЕЕ дозволило визначити 6 принципових протиріч розвитку електроенергетики України у європейському просторі: фундаментальна розбіжність у динаміці та асиметричні структурні зрушення в кінцевому електроспоживанні, протилежні безпекові умови та результати інтеграції, розбіжність у енергоефективності, невідповідність у заміщенні викопного палива відновлюваними джерелами енергії та різні тенденції у централізації/децентралізації. Ці протиріччя свідчать про необхідність впровадження збалансованого підходу у реформування та розвитку ринку електроенергії України для забезпечення її відповідності європейським трендам розвитку електроенергетики.

3.3. Теоретико-методичні положення з оцінки сталості розвитку електроенергетичних систем у регіональному просторі

ЕЕ є пріоритетною формою сталої енергії, здатною задовольнити потреби суспільства. За даними МЕА, світ рухається до високо електрифікованих систем з високою часткою ВДЕ: зростає попит на ЕЕ в промисловості, транспорті та опаленні, відбувається відмова від котлів на викопному паливі. Водночас це вимагає розвитку гнучких

рішень – «розумних» мереж, цифрових та акумуляторних технологій [91]. Тому сталий розвиток електроенергетики безпосередньо пов'язаний із Цілями сталого розвитку (ЦСР), затверджених ООН [110], зокрема соціальні аспекти пов'язуються із ЦСР 1, 8, 12 та стосуються подолання енергетичної бідності та сприяння зростанню через відповідальне споживання ЕЕ; економічні аспекти кореспондуються із ЦСР 7, 12 та потребують забезпечення ефективного і чистого виробництва ЕЕ відповідно до споживчих потреб; а екологічні пов'язані із ЦСР 13 та вимагають зниження викидів парникових газів (ПГ) в процесі електрогенерації, оскільки виробництво ЕЕ відповідає за понад 40% енергетичних викидів [111]. Забезпечення сталості електроенергетичних систем вимагає постійного наукового пошуку компромісів між конкуруючими цілями сталого розвитку.

Поняття «сталість електроенергетичної системи» увійшло у науковий обіг на початку 2000-х років, хоча окремі аспекти досліджувалися й раніше. Перші згадки зустрічаються у роботах Санніно, Хаммонса, Макконаха, а також Янічека, Сімунека, Феко, Брези та Ганзела [10; 112]. Велика увага науковців до різних аспектів цієї теми свідчить про її складність і багатовимірність, що, своєю чергою, зумовлює сталий інтерес дослідників до проблем забезпечення сталості електроенергетичних систем. У базі Web of Science за 1991–2023 роки зафіксовано 5340 публікацій, пов'язаних із цією проблематикою [61]. Бібліографічний аналіз (Додаток Ж, рис. Ж.1) із використанням VOSviewer, розробленого Центром наукових і технологічних досліджень Лейденського університету [62], показав, що домінуючим підходом є оцінка життєвого циклу (наприклад, [10, 112]). На думку Сантойо-Кастелазо та Азапагіч [16], такий аналіз дозволяє поєднувати три виміри сталості на системному рівні. Проте його застосування залежить від мети й масштабу енергетичної системи [115]. Оцінка життєвого циклу містить три стадії: ресурсний аналіз, оцінка впливу та інтерпретація фактичних та прогнозних результатів [116]. Деякі дослідники охоплюють усі стадії [114; 115; 117], інші обирають лише одну або дві [118; 119; 120; 121].

На *першому етапі* (ресурсний аналіз від англ. inventory analysis) визначаються локальні та інтегральні індикатори сталості електроенергетичних систем. Серед таких досліджень є:

- праця [122], в якій дослідники розробили інтегрований індекс, що охоплює 5 аспектів (технічний, економічний, екологічний, соціальний, інституційний) за 13 критеріями. Вони оцінили 7 технологій і встановили, що найбільш сталою є газова генерація, за якою йде ВДЕ;
- праця Кирстеа, Молдован-Теселіос та ін. [120], в якій розроблено індекс сталості відновлюваної енергетики, який складається з 4 аспектів і 23 показників. Дослідники показали зростаючий вплив ВДЕ на розвиток електроенергетики та поступовий перехід до цих джерел;
- дослідження Фуентес, Вільяфафіла-Роблес та ін. [123], в якому вони запропонували індекс безпеки, що охоплює 5 аспектів і 44 показники. Їхні висновки свідчать, що гнучкість електроенергетичних систем посилюється через міжнародні з'єднання та використання газових блоків.

Вибір індикаторів оцінки сталості розвитку електроенергетичних систем у кожному дослідженні є суб'єктивною думкою авторів та залежить від мети аналізу.

На *другому етапі* (іmpact assessment) визначаються чинники, що впливають на сталий розвиток електроенергетичних систем. Зокрема, Ма, Чон, Чжан, Лю, Лі, Лі, Ні на основі діаграм Санкі дослідили коефіцієнти трансформації первинної енергії та викидів CO₂ та показали, що найбільший вплив має зростання ВВП на душу населення, що сприяє збільшенню викидів [96]. Гомес-Камачо, Руджері запропонували підхід до аналізу сталості з урахуванням повної енергетичної траєкторії – від джерела до корисної енергії [121]. Ролдан-Блей, Міранда, Карвальо, Ролдан-Порта вивчили профілі попиту та генерації для кращої інтеграції ВДЕ [12].

На *третьому етапі* (interpretation) формулюються рекомендації щодо сталості розвитку електроенергетичних систем з використан-

ням різних методів моделювання: нечіткої синтетичної оцінки [124; 125], моделювання Монте-Карло [126; 127], багатоцільової оптимізації [128–131] тощо. Багатоцільова оптимізація є найдоцільнішою для планування стратегічних рішень, тоді як Монте-Карло – для врахування невизначеностей. Аль Шидхані, Іоанноу, Фалконе пропонують оптимізацію за чотирма цілями: витрати, викиди CO₂, землекористування, соціальна опозиція, показавши відсутність компромісу між деякими з них [128]. Джунне, Чао, Міскіу та ін. оцінили компроміси між витратами та викидами ПГ протягом життєвого циклу. Вони виявили пріоритет наземної вітрової генерації, мереж і зниження ролі фотоелектрики та акумуляторів, тоді як офшорні ВЕС, атомна й концентрована сонячна енергія мають вищу вартість [129]. Ван, Тан, Джі та ін. дослідили оптимальне поєднання вітрової й сонячної енергії з системами зберігання і тарифами, що залежать від часу споживання [130].

Усі наведені дослідження мають емпіричний характер і відображають суб'єктивне бачення авторів. Універсального, повністю об'єктивного підходу до оцінки сталості електроенергетичних систем наразі не існує. Сама проблема залишатиметься актуальною доти, доки потребуватиме подальших досліджень.

Оцінка сталості електроенергетичних систем також спирається на методологію оцінки життєвого циклу (LCA). Відповідно до ISO 14040:2006 [116] у табл. 3.7 подано загальну структуру оцінки життєвого циклу сталості електроенергетичних систем.

Агрегована модель життєвого циклу ЕЕ включає вхідні та вихідні потоки енергії (від придбання ПЕР до кінцевого споживання ЕЕ, включаючи викиди ПГ у довкілля), яка була представлена у пп. 3.2 на рис. 3.5. Узагальнено сталість розвитку електроенергетичних систем можна оцінити як інтегральний показник (power system sustainability index - PSS index) за сукупністю локальних індикаторів сталого розвитку (local power system sustainability indicators – LPSS), які об'єднані за трьома складовими: соціальною, економічною та екологічною. Зазначений підхід був розроблений і представлений автором в роботах [11; 107; 113].

Таблиця 3.7

Загальна структура оцінки життєвого циклу електроенергетичних систем

Етап оцінки життєвого циклу	Атрибути
Визначення мети та області застосування	<i>Загальна мета:</i> оцінити можливості мінімізації екологічних наслідків функціонування електроенергетичних систем без перешкоди соціально-економічного розвитку. <i>Межі системи:</i> внутрішні енергетичні потоки – від надходження ПЕР до кінцевого споживання ЕЕ та викидів ПГ у довкілля. <i>Функціональна одиниця:</i> 1 МВт-год (або 1 т у.п. – для оцінки первинних потоків енергії). <i>Обмеження:</i> - Екологічний вплив враховує лише викиди ПГ від виробництва ЕЕ; інші забруднювачі вважаються другорядними. - Вхідна енергія охоплює всі придбані енергоресурси незалежно від країни походження. <i>Припущення:</i> оцінка сталості базується на агрегованій моделі життєвого циклу енергосистеми
Ресурсний аналіз	Збір даних охоплює інформацію про вхідні й вихідні потоки енергії та викиди ПГ на етапах життєвого циклу. Аналіз базується на даних Євростату за 2010–2023 роки з використанням Power Query (Microsoft Excel). Сталість електроенергетичних систем оцінюється за сукупністю локальних індикаторів на кожному етапі циклу (LPSS)
Оцінка впливу	Включає багатоступеневу перевірку впливу енергетичного міксу на індикатори LPSS та їх взаємозв'язки. Для оцінки значущості та векторів впливу використовується SPSS Statistics (IBM). Результати систематизуються у вигляді причинно-наслідкової діаграми у Vensim
Інтерпретація	Містить аналіз актуальних і прогнозних значень індикаторів LPSS. Для формування рекомендацій використовується багатокритеріальна оптимізація у MATLAB Global Optimization Toolbox

Джерело: розроблено автором за методології LCA [116]

Соціальна складова PSS index представлена двома індикаторами: електроспоживанням домогосподарствами на душу населення (1.1) та комерційним електроспоживанням на одиницю ВВП (1.2). Для інтегрального показника перший показник визначається як стимулятор, а другий - дестимулятор сталого розвитку.

Економічна складова PSS index визначена за 5 локальними показниками. Здатність електроенергетичних систем самостійно задовольняти потреби споживачів оцінюється через показник їх зовнішньої залежності (2.1), яка оцінюється через різницю імпорتنної залежності споживання ЕЕ та експортної залежності генерації ЕЕ. Цей показник є дестимулятором сталого розвитку електроенергетичних систем.

Ефективність функціонування електроенергетичних систем визначається через співвідношення корисно використаної / отриманої ЕЕ до обсягу підведеної енергії і може бути представлена 3 показниками: ефективність перетворення підведених ПЕР у валову ЕЕ (2.2), ефективність виробництва ЕЕ як співвідношення чистої до валової електрогенерації (2.3), ефективність транспортування ЕЕ до кінцевого споживача, як відношення втрат на транспортування до загального обсягу ЕЕ доступної до споживання (2.4). Для оцінки сталості розвитку електроенергетичних систем перші два показника ефективності є стимуляторами, а третій - дестимулятором.

Ефективність експлуатації електроенергетичних систем визначається через показник завантаження генеруючих потужностей (2.5) у річному вимірі (з розрахунку 8760 годин/рік). Високі значення коефіцієнта завантаження потужностей свідчить про раціональне використання генеруючих потужностей, визначаючи його як стимулятор сталого розвитку.

Екологічна складова PSS index визначена за 3 індикаторами: вуглецеємністю електрогенерації (3.1) – питомими викидами усіх ПГ на одиницю чистої електрогенерації.

Передбачається, що електроенергетична система, яка має низькі значення за цим показником, автоматично має низькі значення інших

видів забруднювачів повітря. Цей індикатор визначається як дестимулятор; частка ВДЕ у структурі чистої електрогенерації (3.2) визначається як стимулятор; частка електрогенерації на основі органічних викопних палива (ОВП) у структурі чистої електрогенерації (3.3) визначається як дестимулятор.

Для нормалізації локальних індикаторів може бути використаний метод мінімум-максимум [132], а для визначення їх ваг локальних індикаторів і складових – метод ентропії [133]. Така оцінка дозволяє порівняти сталість функціонування електроенергетичних систем у статистичній та динамічній та є вихідною точкою у визначенні вектора сталого розвитку електроенергетичних систем.

У табл. 3.8-3.9 та Додатка Ж (табл. Ж.1 – Ж.2) представлені результати оцінок локальних індикаторів та інтегрального індексу сталого розвитку електроенергетичних систем європейських країн у 2010 р., 2015 р. та 2020 р. та 2023 р. (останній рік без України у зв'язку із закритістю даних з питань національної безпеки під час військового стану).

Електроспоживання домогосподарствами на душу населення в ЄС склало 1,54 МВт·год/особу/рік у 2023 р. Порівняно з 2010 р. (1,66 МВт·год/особу/рік) цей показник скоротився приблизно на 7,2%, тоді як порівняно з 2015 р. скорочення склало 1,3%, що вказує на загальну тенденцію до помірної зниження електроспоживання домогосподарствами після 2015 р. за рахунок підвищення енергоефективності та зміни споживчих звичок. Найвищі значення цього показника у 2023 р. було зафіксовано у розвинених країнах Північної та Західної Європи: в Фінляндії (3,94 МВт·год/особу/рік), Швеції (3,75 МВт·год/особу/рік, а також Австрії (2,39 МВт·год/особу/рік) та Франції (2,20 МВт·год/особу/рік).

Тоді як найнижчі значення зазначено в країнах Центральної та Східної Європи, що розвиваються: в Румунії (0,69 МВт·год/особу/рік), Польщі (0,79 МВт·год/особу/рік) та Латвії (0,88 МВт·год/особу/рік).

Розділ 3. Теоретико-методичні положення з аналізу тенденцій розвитку ...

Таблиця 3.8

Оцінка сталості електроенергетичних систем України та країн ЄС у 2020 р.

Країна	1.1		1.2		Соціальна складова		2.1		2.2		2.3		2.4		2.5		Економічна складова		3.1		3.2		3.3		Екологічна складова		PSS index	
	Р	МВт-год/ос.	Р	МВт-год/євро	Р	Од.	Р	%	Р	%	Р	%	Р	%	Р	%	Р	Од.	Р	кг CO ₂ /МВт-год	Р	%	Р	%	Р	Од.	Р	Од.
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	28	29
BE	1.6	12	0.15	20	0.43	20	0.64	11	46.8	16	96.3	11	95.7	5	39.7	8	0.69	8	163	8	27.5	18	33.7	10	0.54	15	0.55	10
BG	1.6	10	0.17	24	0.40	24	-6.96	4	36.6	25	91.3	27	91.5	21	42.3	7	0.50	7	468	23	19.6	22	39.6	17	0.38	21	0.43	23
CZ	1.5	17	0.14	19	0.42	19	-8.71	2	35.8	26	92.1	25	93.0	17	43.5	4	0.55	4	492	24	14.3	25	48.8	20	0.31	25	0.43	22
DK	1.9	6	0.09	3	0.58	3	14.64	19	49.1	13	97.0	7	96.8	2	21.2	26	0.60	26	198	10	81.6	2	17.8	5	0.85	4	0.68	4
DE	1.5	14	0.12	8	0.48	8	-2.51	5	50.0	12	95.2	17	94.5	10	28.0	20	0.60	20	339	20	45.0	11	43.8	19	0.53	16	0.54	13
EE	1.5	16	0.19	26	0.33	26	15.37	20	32.6	28	87.2	28	95.6	6	24.8	24	0.34	24	825	27	47.8	10	52.2	21	0.34	23	0.34	26
IE	1.7	7	0.06	1	0.62	1	0.11	10	61.7	3	97.6	4	91.9	19	32.8	12	0.67	12	262	15	42.7	14	57.3	22	0.49	18	0.60	7
GR	1.6	11	0.16	22	0.42	22	17.99	24	54.4	6	94.0	21	89.3	24	26.5	23	0.44	23	441	22	36.6	16	63.4	24	0.38	20	0.41	25
ES	1.5	13	0.13	13	0.46	13	2.12	12	53.3	9	96.7	9	88.7	26	27.7	21	0.51	21	128	5	44.6	13	33.3	9	0.64	11	0.54	12
FR	2.4	3	0.12	10	0.61	10	-8.05	3	39.7	22	95.8	14	91.5	20	44.4	3	0.60	3	59	2	24.3	21	9.0	2	0.66	10	0.62	6
HR	1.5	15	0.12	9	0.47	9	21.90	25	57.8	5	96.2	12	88.9	25	32.8	13	0.51	13	206	11	65.0	5	35.0	12	0.70	6	0.56	9
IT	1.1	22	0.13	14	0.39	14	11.23	18	47.7	14	96.8	8	93.9	12	27.5	22	0.57	22	222	12	42.4	15	57.5	23	0.51	17	0.49	17

Закінчення табл. 3.8

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	28	29
CV	2.0	5	0.11	6	0.57	6	0.00	9	42.1	20	95.9	13	94.6	9	29.2	18	0.58	18	648	26	12.3	26	87.7	27	0.10	27	0.42	24
IV	0.9	25	0.12	11	0.37	11	15.57	21	51.9	10	95.1	18	94.4	11	22.2	25	0.53	25	242	13	63.7	6	36.3	13	0.68	7	0.53	14
LT	1.1	23	0.11	7	0.42	7	29.67	27	46.2	19	95.4	16	91.5	22	18.0	27	0.39	27	258	14	63.2	7	36.8	15	0.67	9	0.49	16
LU	1.5	18	0.10	5	0.50	5	58.14	28	66.4	2	98.9	1	97.6	1	14.1	28	0.59	28	104	4	88.6	1	11.4	3	0.94	1	0.68	3
HU	1.2	21	0.14	15	0.40	15	23.53	26	38.8	23	94.2	20	92.4	18	37.2	9	0.48	9	317	19	15.9	24	37.9	16	0.42	19	0.43	21
MT	1.7	9	0.10	4	0.54	4	17.52	22	50.8	11	97.1	6	94.6	8	31.3	15	0.61	15	390	21	11.3	28	88.7	28	0.18	26	0.45	20
NL	1.4	19	0.13	12	0.44	12	-1.13	8	53.9	8	97.3	5	95.8	4	33.4	11	0.71	11	298	18	26.8	19	69.5	25	0.36	22	0.51	15
AT	2.0	4	0.14	17	0.52	17	6.41	15	71.8	1	95.7	15	95.0	7	31.5	14	0.74	14	83	3	81.0	3	19.0	6	0.88	3	0.71	2
PL	0.8	27	0.14	16	0.33	16	8.88	17	40.1	21	92.5	23	93.3	15	36.5	10	0.50	10	903	28	18.4	23	81.6	26	0.06	28	0.30	28
PT	1.3	20	0.14	18	0.40	18	4.32	13	60.6	4	98.5	2	90.5	23	28.0	19	0.61	19	159	7	59.6	8	40.4	18	0.67	8	0.56	8
RO	0.7	28	0.08	2	0.42	2	6.64	16	46.3	18	92.8	22	87.1	27	31.0	16	0.39	16	294	17	44.6	12	34.9	11	0.57	13	0.46	19
SL	1.7	8	0.17	25	0.41	25	-1.43	7	47.2	15	94.8	19	93.5	14	49.9	1	0.69	1	277	16	34.2	17	28.9	8	0.55	14	0.55	11
SK	1.1	24	0.16	23	0.32	23	4.63	14	38.3	24	91.5	26	93.6	13	42.7	6	0.53	6	150	6	24.8	20	21.6	7	0.58	12	0.48	18
FI	4.0	2	0.30	28	0.53	28	17.69	23	46.5	17	96.6	10	96.1	3	45.5	2	0.70	2	169	9	51.8	9	14.3	4	0.73	5	0.65	5
SE	4.1	1	0.22	27	0.71	27	-13.47	1	54.3	7	98.2	3	93.1	16	42.8	5	0.76	5	34	1	68.5	4	1.5	1	0.90	2	0.79	1
UA	0.9	26	0.15	21	0.31	21	-1.47	6	33.7	27	92.4	24	87.1	28	30.7	17	0.33	17	583	25	11.8	27	36.8	14	0.31	24	0.31	27

Примітка: Р - ранг; скорочені назви країн подано згідно з системою кодування ISO 3166

Джерело: авторські розрахунки

Таблиця 3.9

Оцінка сталості електроенергетичних систем країн ЄС у 2023 р.

Країна	1.1		1.2		Соціальна складова		2.1		2.2		2.3		2.4		2.5		Екологічна складова		3.1		3.2		3.3		Екологічна складова	PSS index		
	МВт·год/ос.	Р	МВт·год/євро	Р	Од.	Р	%	Р	%	Р	%	Р	%	Р	%	Од.	Р	кг CO ₂ -екв./МВт·год	Р	%	Р	%	Р	%	Од.	Р		
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	28	29
BE	1,3	19	0,12	22	0,42	22	3,28	14	49,1	18	96,5	13	95,2	5	35,0	9	0,68	9	135	9	32,8	19	22,1	9	0,61	12	0,57	14
BG	1,9	6	0,12	25	0,50	25	-6,81	4	37,9	25	91,7	25	92,4	18	31,7	11	0,52	11	401	23	25,0	23	34,7	17	0,41	22	0,48	23
CZ	1,4	16	0,11	20	0,44	20	-8,43	3	36,2	26	92,3	23	94,8	8	39,8	3	0,61	3	474	24	14,5	26	43,8	20	0,29	24	0,45	24
DK	1,6	10	0,08	4	0,56	4	11,60	20	54,0	13	97,5	7	94,0	12	21,2	25	0,59	25	146	10	86,6	1	11,2	6	0,91	3	0,68	3
DE	1,5	12	0,09	8	0,51	8	2,66	11	53,9	14	95,4	19	94,4	9	22,4	23	0,59	23	347	21	52,8	8	41,3	19	0,54	17	0,55	16
EE	1,6	11	0,12	23	0,45	23	20,61	23	31,7	27	85,3	27	82,7	27	23,0	21	0,16	21	757	26	48,8	14	35,1	18	0,36	23	0,32	27
IE	1,5	13	0,05	1	0,59	1	10,45	18	63,9	4	97,3	8	92,0	20	29,1	13	0,67	13	240	19	44,8	16	53,2	23	0,51	20	0,59	12
GR	1,5	15	0,12	24	0,43	24	10,43	17	59,3	7	98,9	1	87,5	25	22,1	24	0,56	24	311	20	48,9	13	50,6	22	0,51	21	0,50	19
ES	1,5	14	0,09	10	0,49	10	-4,21	5	57,2	10	96,9	9	89,4	23	25,2	17	0,60	17	111	7	50,3	10	27,0	13	0,69	10	0,60	11
FR	2,2	4	0,10	13	0,60	13	-8,88	2	40,6	23	95,7	16	91,1	21	40,0	2	0,64	2	52	2	26,6	21	7,2	4	0,68	11	0,64	6
HR	1,7	9	0,09	7	0,53	7	10,56	19	61,0	5	96,9	10	89,1	24	37,3	7	0,67	7	180	13	69,7	6	29,8	15	0,74	9	0,65	5
IT	1,1	24	0,10	15	0,41	15	17,70	21	52,0	15	96,9	11	93,7	14	23,2	20	0,57	20	210	14	44,0	17	53,8	24	0,52	19	0,50	20

Закінчення табл. 3.9

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	28	29
CY	1,8	8	0,09	9	0,54	9	0,00	9	43,8	21	95,5	17	96,7	2	27,0	15	0,61	15	601	25	20,5	25	79,5	26	0,13	26	0,43	25
LV	0,9	25	0,10	12	0,38	12	8,80	16	60,9	6	96,0	14	94,2	10	22,8	22	0,62	22	154	11	77,7	3	22,3	10	0,82	5	0,61	9
LT	1,1	22	0,08	6	0,45	6	28,87	26	55,1	11	95,4	18	92,4	17	13,0	27	0,45	27	174	12	74,2	4	13,4	8	0,83	4	0,58	13
LU	1,4	18	0,08	5	0,50	5	58,29	27	70,3	2	98,9	2	98,0	1	13,7	26	0,57	26	78	4	49,1	11	3,4	2	0,79	7	0,62	8
HU	1,3	20	0,11	17	0,43	17	20,92	24	42,0	22	95,0	21	94,1	11	28,2	14	0,52	14	221	16	26,4	22	27,6	14	0,52	18	0,49	21
MT	1,8	7	0,08	3	0,58	3	22,54	25	54,4	12	97,9	5	93,4	15	37,5	6	0,68	6	348	22	13,6	27	86,4	27	0,19	25	0,48	22
NL	1,2	21	0,10	11	0,44	11	-3,13	7	58,7	8	96,9	12	95,3	4	24,1	18	0,67	18	225	17	46,8	15	46,3	21	0,55	16	0,55	15
AT	2,4	3	0,10	14	0,63	14	3,94	15	76,6	1	97,6	6	95,1	6	26,9	16	0,77	16	63	3	80,1	2	11,1	5	0,91	2	0,77	2
PL	0,8	26	0,11	18	0,34	18	2,98	12	43,9	20	93,6	22	93,0	16	30,6	12	0,56	12	764	27	27,4	20	70,1	25	0,13	27	0,34	26
PT	1,4	17	0,11	19	0,43	19	20,12	22	69,4	3	98,8	3	90,4	22	23,6	19	0,63	19	92	5	70,0	5	23,8	12	0,81	6	0,62	7
RO	0,7	27	0,05	2	0,46	2	-1,62	8	50,6	16	91,9	24	87,0	26	33,4	10	0,52	10	237	18	48,9	12	30,9	16	0,61	13	0,53	18
SL	1,9	5	0,11	21	0,52	21	3,01	13	50,4	17	95,3	20	93,9	13	38,1	5	0,67	5	219	15	39,7	18	23,0	11	0,61	14	0,60	10
SK	1,1	23	0,11	16	0,40	16	-3,67	6	39,0	24	90,9	26	95,0	7	45,5	1	0,64	1	119	8	22,4	24	13,1	7	0,61	15	0,55	17
FI	3,9	1	0,24	27	0,54	27	2,66	10	47,3	19	96,0	15	96,2	3	39,4	4	0,71	4	105	6	51,9	9	4,4	3	0,78	8	0,68	4
SE	3,7	2	0,18	26	0,65	26	-16,02	1	57,7	9	98,2	4	92,2	19	36,9	8	0,77	8	30	1	69,4	7	0,3	1	0,92	1	0,78	1

Примітка: Р - ранг; скорочені назви країн подано згідно з системою кодування ISO 3166

Джерело: авторські розрахунки

У 2010–2023 рр. динаміка електроспоживання домогосподарствами на душу населення в країнах ЄС виявилася асиметричною: розвинені країни, зокрема Бельгія (–26 %), Ірландія (–19 %), Німеччина (–14 %) та Данія (–12 %), демонстрували стійке скорочення завдяки впровадженню енергоефективного побутового обладнання та заходам із енергозбереження, тоді як Болгарія (+34 %), Мальта (+25 %) і Словенія (+22 %), навпаки, фіксували зростання через підвищення добробуту населення на фоні повільного підвищення енергоефективності.

Щодо України, у 2020 р. електроспоживання домогосподарствами на душу населення склало 0,88 МВт·год/особу/рік, що було вдвічі нижче середнього показника по ЄС (1,60 МВт·год/особу/рік у 2020 р.) і ставить Україну серед країн з найнижчим споживанням, нарівні з Румунією, Польщею та Латвією. У період з 2010 по 2020 рік в Україні спостерігалось невелике зростання споживання – лише на 0,07 МВт·год/особу/рік.

Ємність комерційного споживання ЕЕ на одиницю ВВП за паритетом купівельної спроможності в ЄС склала 0,10 кВтг/євро/рік у 2023 р. Порівняно із 2010 р. цей показник скоротився приблизно на 41%, що свідчить про значне та послідовне підвищення енергоефективності у комерційному секторі в ЄС. Найвищі значення цього показника у 2023 р. фіксувалися у Фінляндії (0,24 кВтг/євро/рік) та Швеції (0,18 кВтг/євро/рік), що відображає рівень електрифікації їх економік з високою часткою ЕЕ із неуглецевих джерел в їх енергобалансах. Тоді як найменші значення – в Ірландії (0,05 кВтг/євро/рік), Румунії (0,05 кВтг/євро/рік) та Данії (0,08 кВтг/євро/рік).

В Україні електроємність ВВП склала 0,15 кВтг/євро/рік у 2020 р. Порівняно із 2010 р. вона скоротилася приблизно на 32%, а порівняно із 2015 р. на 25% внаслідок переорієнтації структури національної економіки із промисловості на сферу послуг та стриманого підвищення енергоефективності. Загалом у 2010–2020 рр. спостерігається покращення її позицій у рейтингу європейських країн. Вона посіла 21-ше місце у 2020 р. серед 28 країн проти 25-го місця у 2010 р. та 20-го місця у 2015 р.

Результати розрахунку зовнішньої залежності європейських електроенергетичних систем у 2010–2023 рр. показали, що в цілому ЄС можна вважати нетто-імпортером ЕЕ з переважанням імпоротної складової над експортною. При цьому у 2010–2023 рр. значення зовнішньої залежності зросло на 0,4 %, що свідчить про розширення зовнішньої торгівлі ЕЕ, так і прагнення покрити диференціал споживчого навантаження та зростання негарантованої електрогенерації ЕЕ із ВДЕ.

Імпортна залежність електроспоживання європейських електроенергетичних систем демонструє сталу тенденцію до зростання. У 2023 р. вона досягла 16,9%, тоді як у 2010 р. цей показник становив 11,2%. Найбільш залежними від імпорту ЕЕ у 2023 р. були Естонія (109,5%), Люксембург (105,7%) та Литва (98,6%). Показники, що перевищують 100%, вказують на те, що ці країни виступали не тільки нетто-імпортерами, а й транзитерами ЕЕ. На противагу, найменшу імпортну залежність демонстрували Кіпр (0,0%), Швеція (5,9%) та Франція (6,2%), що відображає високий забезпеченості внутрішньою генерацією (у Франції – атомною електроенергетикою та у Швеції – атомною та гідроенергетикою), а також ізолюваність електроенергетичної системи Кіпру.

У 2010–2023 рр. динаміка імпоротної залежності по країнах ЄС демонструє різні тренди в зміні в структурі виробництва та споживання ЕЕ. Окремі країни продемонстрували значне зростання залежності, серед яких: Данія (на 32 в.п. у 2010–2023 рр.), Угорщина (на 20 в.п.) та Португалія (на 15 в.п.). Водночас інші країни змогли зменшити свою імпортну залежність: Литва (на 16 в.п.) та Фінляндія (на 6 в.п.). Що стосується України, то імпортна залежність електроспоживання історично була вкрай низькою. У 2010 р. вона становила лише 0,02%, зросла до 1,7% у 2015 р. та до 2,3% у 2020 р. (після відкриття зовнішньої конкуренції РЕЕ з країнами Європи із середини 2019 р).

Водночас демонструвала зростання і експортна залежність електрогенерації європейських електроенергетичних систем. У 2023 р. вона склала 15,4%, тоді як у 2010 р. цей показник був 10,1%. Хоча

у 2020 р. спостерігалось невелике зниження до 13,8%, загальний тренд вказує на посилення інтеграції європейських РЕЕ та збільшення обсягів транскордонної торгівлі ЕЕ. Найбільшу експортну залежність у 2023 р. мали Естонія (88,9%), Словенія (70,2%) та Литва (69,8%), всі з яких виступали як транзитери ЕЕ, залишаючи собі необхідну частку імпорту ЕЕ для покриття власних споживчих потреб. Напроти, найнижчі показники зафіксовано на Кіпрі (0,0%), в Італії (1,3 %) та Ірландії (1,4%), що свідчить про їхню переважну орієнтацію на внутрішнє споживання та обмежені можливості експорту ЕЕ. У 2010–2023 рр. динаміка експортної залежності у більшості країн ЄС мала тенденцію до зростання, найбільше у таких країнах, як Естонія (на 52 в.п.), Данія (на 19 в.п.) та Румунія (на 19 в.п.), тоді як лише в Люксембурзі відбулося її скорочення (на 23 в.п.).

Що стосується України, то експортна залежність електрогенерації залишалася на дуже низькому рівні. У 2010–2015 рр. вона становила 2,3–2,4%, але із впровадженням європейської моделі РЕЕ в Україні її частка зросла до 3,7% у 2020 р., проте експортні можливості країни залишалися обмеженими внаслідок недостатньої потужності транскордонних мереж і невідповідності європейським стандартам передачі ЕЕ.

Отже, електроенергетичні системи країн ЄС стають все більш зовнішньо залежним в умовах розвитку ВДЕ та інтеграції в єдиний енергопростір, що дозволяє їм обмінюватися ЕЕ в періоди дефіциту та профіциту електрогенерації. Натомість електроенергетичну систему України слід умовно визнати зовнішньо ізольованою.

Ефективність перетворення ПЕР в ЕЕ в ЄС у 2023 р. становила 49,5%. Порівняно з 2010 р. цей показник збільшився приблизно на 8,4 в.п., що є наслідком постійного розвитку технологій електрогенерації, впровадження високоефективних потужностей та зростання частки ВДЕ та високотехнологічної когенерації. Найвища ефективність перетворення ПЕР на ЕЕ у 2023 р. фіксувалася в електроенергетичних системах, орієнтованих на ефективні та гнучкі джерела енергії, зокрема в гідро-газовій електроенергетиці Австрії (76,6%), та зелено-газовій електроенергетиці Люксембургу (70,3%) та Ірландії (63,9%).

Тоді як найменша ефективність відзначається в електроенергетичних системах, які значною мірою покладалися на тверде органічне паливо, зокрема, Естонії (31,7%), електроенергетика якої орієнтована на горючі сланці, а також Чехії (36,2%) та Болгарії (37,9%), які мають значну частку атомно-вугільного генерації.

Україна у рейтингу європейських країн за ефективністю перетворення ПЕР в ЕЕ посіла 27-ме місце із значенням 33,7 % у 2020 р., так само внаслідок атомно-вугільної орієнтації електроенергетики із високим ступенем фізичного та морального зносу парку генеруючого обладнання. Порівняно із 2010 р. їй вдалося збільшити ефективність перетворення ПЕР в ЕЕ на 1,7 % переважно внаслідок інтеграції електрогенерації на ВДЕ. Водночас у рейтингу європейських країн вона спустилася на 1 пункт, що свідчить про замалі темпи підвищення енергоефективності генерації ЕЕ.

Ефективність чистого виробництва ЕЕ в ЄС склала 95,9% у 2023 р. та порівняно із 2010 р. збільшилася на 1 в.п., що свідчить про постійне вдосконалення операційних процесів та зменшення витрат на власні потреби електростанцій. Серед лідерів за цим показником ефективності у 2023 р. виступають Люксембург (98,9%), Португалія (98,8%) та Швеція (98,2%), тоді як Естонія (85,3%), Болгарія (91,7%) та Словаччина (90,9%) із відносно нижчими значеннями були аутсайдерами. Україна у рейтингу за цим показником посідала 24 місце у 2020 р. із значенням 92,4%. Порівняно із 2010 р. його значення збільшилося лише на 0,3 в.п. Однак у рейтингу було втрачено 3 пункти. Означене також доводить недостатню трансформацію технологічних процесів в напрямку економічної ефективності порівняно з країнами ЄС.

Втрати при транспортуванні ЕЕ до кінцевого споживача в ЄС у 2023 р. сягнули 7,3% проти 7,1% у 2010-2020 рр. внаслідок збільшення навантаження на мережі, спричинених збільшення частки генерації на ВДЕ. Найнижчі втрати, а, отже, і найвищу ефективність транспортування ЕЕ у 2023 р. мали Люксембург (2,0%), Кіпр (3,3%) та Фінляндія (3,8%), тоді як найвищий рівень втрат ЕЕ в процесі передачі та розподілу мав місце в Естонії (17,3%), Греції (12,5%) та Румунії (13,0%). Україна з-поміж європейських країн мала значні втрати

ЕЕ при транспортуванні, які склали 12,9% у 2020 р., що є свідченням зношеності та застарілості електромереж, а також повільніших темпів їх модернізації порівняно з іншими європейськими країнами. Порівняно з 2010 р. ці втрати скоротилися на 1,7 в.п. У рейтингу 2020 р. Україна посіла 24-те місце, втративши 1 позицію порівняно з 2010 р. та 2 позиції порівняно з 2015 р.

Рівень завантаженості генеруючих потужностей електроенергетичних систем тісно пов'язаний зі структурою їхнього енергетичного міксту. Як передбачається, цей рівень залежить від ступеня проникнення негарантованої ВДЕ генерації до електроенергетичних систем. У 2023 р. найвищі значення завантаження потужностей фіксувалися в електроенергетичних системах, зорієнтованих на традиційну базову генерацію (атомну, вугільну, гідроенергетичну). Серед таких країн можна виділити Словаччину (45,5%), Францію (40,0%) та Фінляндію (39,4%), що відображає стабільну роботу їх великих електростанцій, які забезпечують базове навантаження в системі. Натомість найнижчі значення завантаження потужностей у 2023 р. мали місце в електроенергетичних системах, зорієнтованих на ВДЕ генерацію, яка часто є непостійною за своєю природою. До таких країн належать Литва (13,0%), Люксембург (13,7%) та Данія (21,2%).

Україна із рівнем завантаження потужностей 30,7% знаходилася на 17-му місці у рейтингу європейських електроенергетичних систем у 2020 р. Порівняно із 2010 р. (37,7%) рівень завантаження потужностей знизився на 7,0 в.п. Причинами такого зниження завантаження стало як зменшення електроспоживання в країні та внаслідок цього переведення надлишкових потужностей в резерв, так і розвиток ВДЕ-електрогенерації, використання гідроенергетичних потужностей у режимі балансування, а також необхідність зниження навантаження атомних енергоблоків. Водночас місце у рейтингу, навпаки, зміцнилося на 3 пункти (з 20-го місця у 2010 р. до 17-го місця у 2020 р.). Цей факт свідчить про те, що в ЄС приріст потужностей відновлюваної електроенергетики та зниження рівня завантаження традиційних потужностей відбувався значно швидшими темпами, ніж в Україні.

Викиди ПГ на одиницю чистої електрогенерації в ЄС продовжують послідовно зменшуватися. У 2023 р. вони склали 218,148 кг CO₂ екв./МВт-год. Порівняно із 2010 р. зменшення склало близько 43%, а відповідно до 2015 р. – приблизно 38%. Ці зміни стали наслідком активної політики декарбонізації, розвитку ВДЕ та поступового відмови від вугільної генерації. Найменші значення викидів CO₂ на одиницю чистої електрогенерації (<100 кг/МВт-год) у 2023 р. мали місце в електроенергетичних системах з розвиненою атомною електрогенерацією та значною часткою ВДЕ. До таких лідерів належать Швеція (30,319 кг/МВт-год), Франція (52,385 кг/МВт-год) та Австрія (62,607 кг/МВт-год), а також Люксембург (78,103 кг/МВт-год) та Португалія (92,361 кг/МВт-год). Тоді як найвищі значення (> 600 кг/МВт-год) фіксувалися в електроенергетичних комплексах з високою часткою електрогенерації на основі викопного органічного палива, таких як Польща (763,569 кг/МВт-год), Естонія (756,671 кг/МВт-год) та Кіпр (601,443 кг/МВт-год).

Україна за вуглецеємністю чистої електрогенерації у 2020 р. займала 25-те місце із рівнем 583,103 кг CO₂ екв./МВт-год. Цей показник є наслідком доволі високого рівня викопної паливної електрогенерації в структурі національного електроенергетичного балансу. Порівняно із 2010 р. (707,149 кг CO₂ екв./МВт-год) цей показник скоротився на 17,5%, що є позитивним кроком на шляху декарбонізації електроенергетики. Однак у рейтингу було втрачено 3 пункти (з 22-го місця у 2010 р. до 25-го місця у 2020 р.), що є свідченням недостатніх темпів її декарбонізації порівняно з динамікою у країнах ЄС. Основні зміни були пов'язані із збільшенням частки атомної генерації, тоді як ВДЕ ще не відігравали значної ролі у її розвитку.

Частка органічного викопного палива (ОВП) у валовій електрогенерації в ЄС значно скоротилася із 46,7 % у 2010 р. до 30,1 % у 2023 р., що є прямим наслідком активної декарбонізації енергетичної політики ЄС шляхом інтеграції ВДЕ до електроенергетичних систем. Лідерами за найменшою часткою ОВП у 2023 році стали електроенергетичні системи Швеції (0,3%), Люксембургу (3,4%) та Фінляндії (4,4%). Ці країни досягли майже повної відмови від ОВП у генерації

ЕЕ, значною мірою покладаючись на гідроенергетику, атомну енергію та інші відновлювані джерела. Натомість найвищі значення частки ОВП фіксувалися в електроенергетичних системах Мальти (86,4%), Кіпру (79,5%) та Польщі (70,1%), що свідчить про їхню значну залежність від традиційних, вуглецевоемних джерел. Україна у 2020 р. мала частку ОВП у валовій електрогенерації на рівні 35,8%. Порівняно із 2010 р. цей показник скоротився на 8,6 в.п., що є свідченням поступової переорієнтації енергетичного балансу із вугільної на атомну електрогенерацію, хоча темпи декарбонізації були повільнішими, ніж у багатьох країнах ЄС.

Частка ВДЕ у структурі валової електрогенерації ЄС демонструвала значний приріст, збільшившись у 2023 р. до 44,3 % проти 21,9 % у 2010 р., що стало результатом інтенсивних інвестицій у «зелену» генерацію та ринкових механізмів її підтримки. Лідерами за часткою ВДЕ у 2023 р. виступали електроенергетичні системи Данії (86,6%), Австрії (80,1%) та Латвії (77,7%), які досягли істотних результатів у розвитку вітрової (Данія), гідро- (Австрія) та біопаливної (Латвія) генерації. Тоді як аутсайдерами за часткою ВДЕ у 2023 році були Мальта (13,6%), Чехія (14,5%) та Кіпр (20,5%), частка яких залишалася значно нижчою за середньоєвропейські показники.

Україна у рейтингу розбудови чистої електрогенерації демонструвала повільніші темпи. У 2020 р. її частка ВДЕ складала 11,8% порівняно із 7,1% у 2010 р. Однак у рейтингу за часткою ВДЕ серед європейських країн Україна посідала 27-ме місце у 2020 р. та втратила 5 позицій порівняно із 2010 р. (22-ге місце). Основною відмінністю розвитку зеленої електрогенерації в українській електроенергетичній системі від європейських стало те, що пріоритетом «зеленого» енергетичного переходу було обрано сонячну генерацію, тоді як більшість європейських систем розвивали вітрову та біопаливну електроенергетику.

Інтегральна оцінка за складовими сталого розвитку електроенергетичних систем дозволила встановити, що у 2023 р.:

- за соціальною складовою лідерами були Ірландія, Румунія та Данія, тоді як Болгарія, Швеція та Фінляндія виступали як аутсайтери.

- за економічною складовою лідерами були Словаччина, Чехія та Словенія, тоді як Латвія, Німеччина та Греція виступали як аутсайтери.
- за екологічною складовою лідерами були Швеція, Австрія та Данія, тоді як Кіпр, Польща та Естонія виступали як аутсайтери.

Загалом, згідно з розрахунками, найвищі значення PSS index у 2023 р. мали електроенергетичні системи Швеції, Австрії та Данії, тоді як найнижчі значення зафіксовані у Польщі, Естонії та Болгарії.

За інтегральною оцінкою PSS index у 2020 р. електроенергетична система України посіла 27-ме місце серед європейських країн, зокрема: за соціальною складовою Україна – 21-ше місце, за економічною складовою – 17-те місце, а за екологічною складовою – 24-те місце.

Порівняння електроенергетичних систем за інтегральним показником їх сталого розвитку дозволяють відслідкувати якісні зрушення в просторі та часі (рис. 3.23).

У 2010–2023 рр. серед європейських країн відбулися динамічні зміни у позиціях за інтегральним рейтингом сталості електроенергетичних систем через різні темпи модернізації електроенергетики, тренди декарбонізації та розгортання ВДЕ. Найбільш суттєвий прогрес у рейтингу сталості демонстрували країни Скандинавського РЕЕ, зокрема Литва, яка піднялася на 12 позицій, Данія – на 9 позицій, Латвія та Фінляндія – на 4 позиції обидві. Водночас деякі країни погіршили свої позиції в рейтингу, демонструючи повільніші темпи адаптації до особливостей сталого розвитку в умовах енергетичного переходу, це: Кіпр – на 7 позицій, Італія та Бельгія – на 5 пунктів кожна. Країни, які зберегли загальноєвропейські тенденції сталого розвитку електроенергетичних систем, включають Швецію та Австрію (незмінних лідерів за PSS index), а також Болгарію та Словенію.

Позиція України в інтегральному рейтингу сталості розвитку електроенергетичних систем погіршилася з 26-го місця у 2010 р. до 27-го місця у 2020 р.). Зокрема, за соціальною складовою вона покращила свою позицію, піднявшись на 4 пункти, за економічною складо-

Розділ 3. Теоретико-методичні положення з аналізу тенденцій розвитку ...

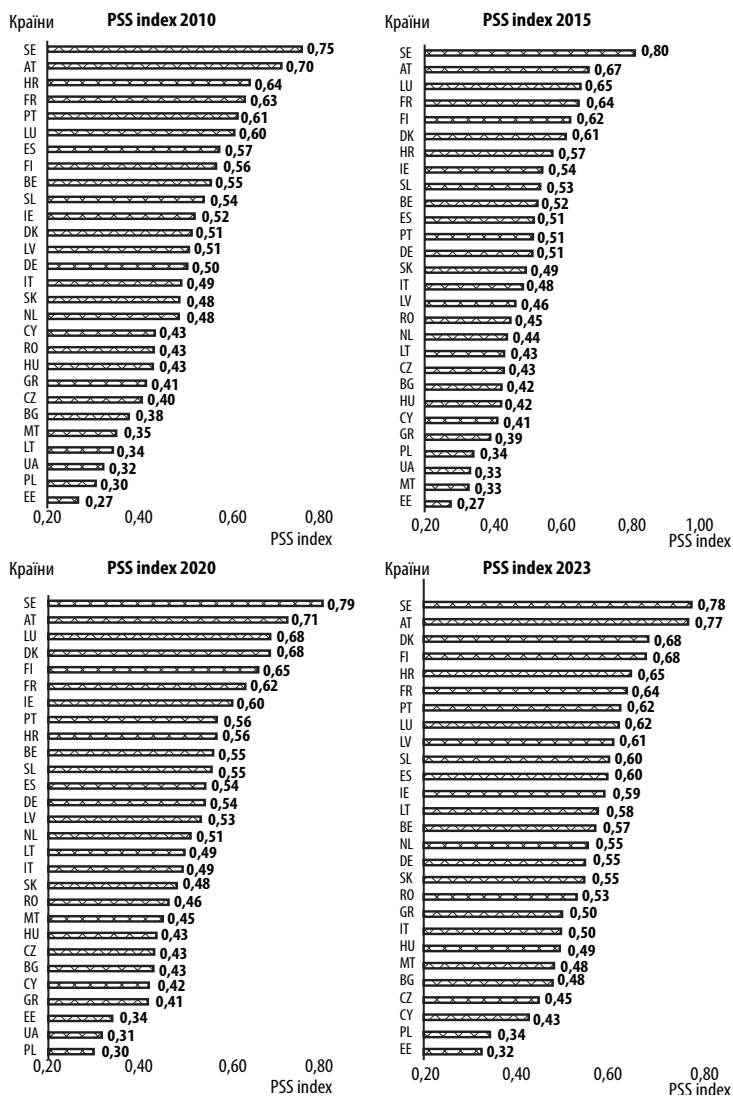


Рис. 3.23. Порівняння електроенергетичних систем України та країн ЄС за показником сталості розвитку (PSS index) у 2010–2023 рр.

Джерело: авторські розрахунки

вою – на 3 пункти, тоді як за екологічною складовою позиція України, навпаки, погіршилася на 4 пункти.

Таким чином, розвиток української електроенергетичної системи не відповідає тенденціями сталого розвитку європейських електроенергетичних систем, що обумовлює пошук напрямів її структурної перебудови, реконструкції та модернізації

Визначальним фактором диференціації індексу PSS є відмінності в енергетичному міксті електрогенерації за країнами: різні ПЕР по-різному впливають на локальні індикатори сталості електроенергетичних систем (LPSS). Для перевірки впливу та взаємовпливу LPSS індикаторів проводиться багатоетапний регресійний аналіз. При цьому структура електрогенерації представлена 8 джерелами енергії: (1) вугіллям, включно з усіма видами твердого ОБП; (2) природним газом; (3) нафтою та нафтовими продуктами; (4) гідроенергією; (5) вітровою, (6) сонячною та (7) атомною видами енергії та (8) біопаливом, а зовнішні потоки ЕЕ розділяються на імпорتنі та експортні. Регресійний аналіз LPSS індикаторів проводиться за вибіркою 27 країн ЄС за 2010–2023 рр. та Україною за 2010–2020 рр. Тестування значущості впливу LPSS індикаторів відбувалося за критерієм $p\text{-value} < 0.05$. Результати регресійного аналізу наведено у *табл. 3.10*.

Регресійний аналіз показав, що вуглецеємність електрогенерації (кількість викидів ПГ на одиницю підведених ПЕР) залежить від 7 факторів впливу, що відображають структуру енергетичного міксту. На збільшення цього показника, тобто на зростання місткості викидів CO_2 , впливають частки електрогенерації на вугіллі, нафті та біопаливі. Натомість, розвиток сонячної, гідро-, атомної та вітрової електроенергетики має зменшувальний вплив на вуглецеємність. Газова електрогенерація була виключена з моделі через її незначущість. Модель має високий коефіцієнт детермінації, який пояснює 91,8% варіабельності вуглецеємності електрогенерації за визначеними факторами впливу, а середня абсолютна процентна похибка моделі (MAPE) становить 7,9%, що свідчить про точність прогнозування, а F-тест підтверджує статистичну достовірність моделі.

Таблиця 3.10

Регресійний аналіз впливу локальних індикаторів сталості розвитку
електроенергетичних систем

Назва LPSS індикатора	Ум. позн.	Регресійне рівняння	R ²	MAPE, %	F
1	2	3	4	5	6
Електроспоживання домогосподарствами на душу населення	HEC _{capita}	$3,86 \cdot \text{Coal} + 4,71 \cdot \text{Biofuels} + 1,18 \cdot \text{Hydro} + 4,47 \cdot \text{Nuclear} + 8,27 \cdot \text{CEC}_{\text{GDP}} - 0,054 \cdot \text{ImpD}$	88,0	6,5	128,7
Інтенсивність комерційного електроспоживання на одиницю ВВП	CEC _{GDP}	$0,28 \cdot \text{Biofuels} - 0,14 \cdot \text{Solar} - 0,09 \cdot \text{Wind} + 0,2 \cdot \text{CUF} - 0,068 \cdot \text{ExpD} - 0,055 \cdot \text{ImpD} + 0,03 \cdot \text{HEC}_{\text{capita}}$	96,1	3,2	171,5
Експортна залежність електроенергетики	ExpD	$20,3 \cdot \text{Coal} + 25,6 \cdot \text{Hydro} + 16,99 \cdot \text{Nuclear} + 23,14 \cdot \text{Wind} + 0,53 \cdot \text{CUF} - 57,1 \cdot \text{CEC}_{\text{GDP}} - 0,23 \cdot \text{Eff}_{\text{NEG}} + 0,71 \cdot \text{ImpD}$	93,8	8,6	148,2
Імпортна залежність електроенергетики	ImpD	$35,91 \cdot \text{Gas} + 8,52 \cdot \text{Wind} - 0,69 \cdot \text{CUF} + 118,96 \cdot \text{CEC}_{\text{GDP}} + 1,24 \cdot \text{ExpD}$	92,2	12,4	248,9
Ефективність перетворення ПЕР у валову електроенергію	Eff _{TI}	$56,96 \cdot \text{Biofuels} - 28,66 \cdot \text{Coal} + 60,56 \cdot \text{Gas} + 68,64 \cdot \text{Hydro} - 30,75 \cdot \text{Nuclear} - 39,61 \cdot \text{Oil} + 85,27 \cdot \text{Wind}$	95,2	1,1	298,7
Ефективність чистої електрогенерації	Eff _{NEG}	$1,34 \cdot \text{Eff}_{\text{TI}} + 0,04 \cdot \text{GHG}_{\text{PS}} + 8,02 \cdot \text{HEC}_{\text{capita}}$	98,3	1,1	1996
Частка втрат електроенергії при транспортуванні	Losses _{TR}	$1,90 \cdot \text{HEC}_{\text{capita}} + 0,09 \cdot \text{RES}_{\text{share}}$	85,3	14,5	102,7

Закінчення табл. 3.10

1	2	3	4	5	6
Коефіцієнти використання генеруючих потужностей	CUF	51,52·Coal+37,81·Hydro— 36,02·Gas+53,32·Nuclear+ +35,63·Oil-36,51·Solar	97,5	6,4	502,6
Вуглецеємність електрогенерації	GHG _{PS}	391,22+400,92·Biofuels+ 868,61·Coal-460,17·Hydro — -334,75·Nuclear+412,48·Oil- -597,12·Solar - 154,33·Wind	91,8	7,9	142,1

Джерело: авторські розрахунки

Коефіцієнт використання генеруючих потужностей залежить від 6 факторів впливу. Зростання частки вугільної, атомної, гідро- та нафтової електрогенерації сприяє його збільшенню, тоді як частки газової та сонячної електрогенерації призводять до зниження (газова генерація часто використовується для покриття пікових навантажень і для балансування, а сонячна генерація є погодно залежною). Біопаливна та вітрова електроенергетика були виключені з моделі у зв'язку із надмірними значеннями їх *p-values*, що вказує на їхню статистичну незначущість для моделі.

Частка втрат ЕЕ під час її передачі та розподілу залежить від 2 факторів впливу. Збільшення електроспоживання домогосподарствами на душу населення (HECcapita) сприяє її зростанню, що пов'язано з підвищеним навантаженням на мережі, а також, зростання частки ВДЕ обумовлює збільшенням втрат, які пов'язані з інтеграцією децентралізованих і непостійних джерел генерації у традиційні мережі. Модель має помірно високий рівень R² та прийнятний рівень MAPE.

Ефективність чистої електрогенерації залежить від 3 факторів впливу, які можуть бути узагальнено охарактеризовані як підвищення енергоефективності через розвиток низьковуглецевої високоефективної електрогенерації. Так, зростання ефективності перетворення ПЕР у валову ЕЕ, вуглецеємності електрогенерації та електроспожи-

вання домогосподарствами на душу населення позитивно впливає на її зростання.

Ефективність перетворення ПЕР у валову ЕЕ залежить від 7 факторів впливу: частки генерації на біопаливі, газі, гідроенергії та вітрі позитивно впливають на її динаміку, що пов'язано із високим ККД сучасних технологій та природою цих джерел, тоді як частки генерації на вугіллі, атомній енергії та нафті мають негативний вплив, що може бути зумовлено нижчою ефективністю застарілих теплових станцій та сталістю технології атомної генерації на ядерному паливі. Сонячна електрогенерація була виключена із моделю у зв'язку із високим значенням *p-value*, що вказує на те, що поточний рівень розвитку її технологій та інтеграції в мережу не дає статистично значущого впливу на загальну ефективність перетворення ПЕР у ЕЕ.

Експортна залежність електроенергетики визначається 7 факторами впливу: зростання частки електрогенерації на вугіллі, гідроенергії, атомній енергії та вітрі призводять до зростання експортних потоків, що обумовлено стабільною роботою базової генерації і високим завантаженням надлишкових потужностей, тоді як інтенсивність комерційного електроспоживання на одиницю ВВП та ефективність чистої електрогенерації мають негативний вплив, оскільки високе внутрішнє споживання можуть зменшувати експортний потенціал. Експортна залежність тісно корелює з імпоротною, відображаючи взаємозв'язок та інтеграцію РЕЕ країн у європейському просторі.

Імпортна залежність електроенергетики залежить від 4 факторів: зростання частки газової генерації та вітрової енергетики, а також інтенсивності комерційного електроспоживання на одиницю ВВП та експортної залежності позитивно впливають на імпорт ЕЕ. Це може бути зумовлено нестабільністю вітрової генерації та перманентністю завантаження балансуючих потужностей газової генерації в умовах зростанням внутрішнього попиту в національній економіці. Натомість коефіцієнт використання генеруючих потужностей має негативний вплив, оскільки ефективне використання власних потужностей зменшує потребу в імпорті.

Електроспоживання домогосподарствами на душу населення залежить від 6 факторів впливу: частки генерації на вугіллі, біопаливі, гідроенергії, атомній енергії мають позитивний вплив, що пояснюється тим, що в країнах з розвинутими видами цих типів генерації відзначається високий рівень електрифікації населення. Також позитивний вплив має інтенсивність комерційного електроспоживання на одиницю ВВП, що обумовлено кореляцією між загальною електроємністю економіки та рівнем побутового електроспоживання. Натомість імпортна залежність електроенергетики має негативний вплив, що свідчить про те, що дефіцит власної електрогенерації обмежує електрифікацію населення.

Інтенсивність комерційного електроспоживання на одиницю ВВП визначається 7 факторами впливу. Обумовлюють зростання цього показника збільшення частки генерації на біопаливі, використання генеруючих потужностей та електроспоживання домогосподарствами на душу населення, що відображає загальний рівень економічної активності та взаємозв'язок між електроенергетикою та іншими секторами економіки. Водночас частки електрогенерації на сонці та вітрі, а також експортна залежність та імпортна залежність мають негативний вплив. Більш розвинуті країни з високою часткою відновлюваної енергетики та активною зовнішньою торгівлею ЕЕ, як правило, мають і більш енергоефективний комерційний сектор.

Виявлені причинно-наслідкові зв'язки між LPSS індикаторами можуть бути візуалізовані у виді діаграми у середовищі VENSIM PLE [135] (рис. 3.24).

Таким чином, результати оцінки впливу локальних показників сталості розвитку електроенергетичних систем засвідчують, що різні типи електрогенерації мають неоднозначний вплив на досягнення цілей сталого розвитку електроенергетичних систем. Найбільш суперечливими з них є вплив ВДЕ. Так, гідроенергетика демонструє позитивний вплив на енергоефективність перетворення ПЕР в ЕЕ та сприяє зниженню викидів ПГ, та позитивно впливає на коефіцієнти використання генеруючих потужностей. Водночас її розгортання збільшує експортну залежність електроенергетики. Вітрова енергети-

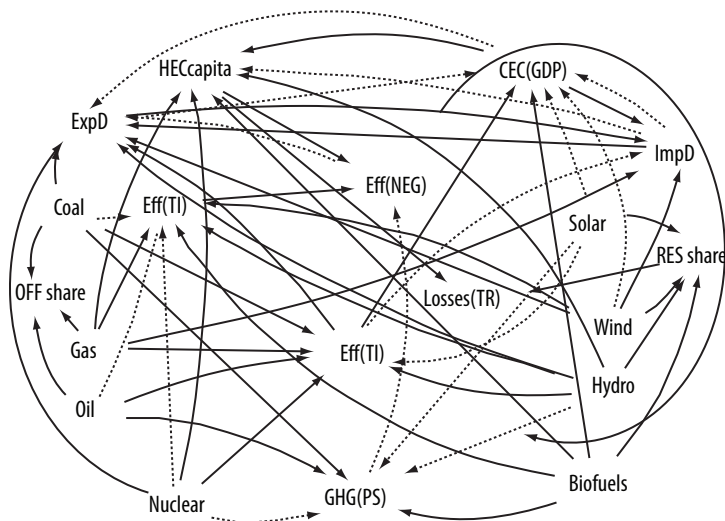


Рис. 3.24. Діаграма причинно-наслідкових зв'язків між показниками LPSS

Примітки: 1 – Позначення показників наведено у табл. 3.12. Сині стрілки вказують на позитивний вплив, а червоні стрілки – на негативний вплив.

Джерело: розроблено автором

ка також позитивно впливає на перші два вищезазначених показника, однак збільшення її частки призводить до збільшення як експортної, так і імпоротної залежності.

Що стосується сонячної енергетики, то вона ефективно знижує викиди ПГ та інтенсивність комерційного електроспоживання, проте негативно впливає на коефіцієнти використання генеруючих потужностей через негарантованість генерації. Біопаливна електроенергетика сприяє підвищенню ефективності перетворення ПЕР, проте вона також збільшує інтенсивність комерційного електроспоживання та вуглецеємність електрогенерації через свою комплементарність до ОВП.

Що стосується традиційних викопних джерел енергії, регресійний аналіз дозволяє зробити такі висновки. Вугільна генерація виявляє негативний вплив на енергоефективність перетворення ПЕР,

одночасно спричиняючи збільшення викидів ПГ та експортної залежності. Проте зростання її частки з вугілля збільшує коефіцієнт використання генеруючих потужностей. Газова має позитивний ефект на енергоефективність перетворення ПЕР, але водночас знижує коефіцієнт використання генеруючих потужностей через її використання на пікові потреби та балансування системи, а також збільшує імпорتنу залежність. Проте можна визнати, що за вуглецеємністю газова електрогенерація є нейтральною та не впливає ані на зростання, ані на зменшення викидів ПГ. Нафтова генерація переважно демонструє негативні аспекти, знижує ефективність перетворення ПЕР та суттєво збільшує викиди ПГ.

Розвиток атомної електроенергетики знижує вуглецевість електрогенерації, а також позитивно впливає на коефіцієнти використання генеруючих потужностей завдяки її ролі в забезпеченні базового навантаження системи. Зростання частки атомної генерації корелює зі збільшенням електроспоживання домогосподарствами на душу населення, що може свідчити про високий рівень електрифікації у країнах, що покладаються на цей вид енергії. Однак її розвиток обмежений безпековими складовими, що обмежує зростання ефективності перетворення ядерного палива у валову ЕЕ. Окрім того, якщо базовий рівень завантаження потужностей атомної енергетики перевищує внутрішні потреби, то це призводить до зростання експортної залежності електроенергетичних систем.

Наявність системи LPSS індикаторів, які пов'язані із цілями сталого розвитку, визначає необхідність вирішення проблеми багатоцільової оптимізації сталості розвитку електроенергетичної системи в пошуку компромісу між ними. Задля врахування їх суперечностей було застосовано багатоцільовий генетичний алгоритм (Multi-Objective Genetic Algorithm, MOGA в середовищі MATLAB Global Optimization Toolbox), який дозволяє здійснювати пошук непомітного Парето-фронту – множини альтернатив, в пошуках компромісу між ними, жодна з цих альтернатив не є кращою одночасно за всіма цільовими функціями [136]. Такий підхід дає змогу уникнути спрощення багатовимірної задачі до одного агрегованого показника,

зберігаючи розмаїття стратегічних альтернатив та забезпечуючи прийняття рішень на основі компромісів. Усі змінні були нормалізовані з урахуванням обмеження суми через розподіл часток електрогенерації у загальному електроенергетичному балансі країни. Для кожної цільової функції встановлено межі допустимих значень, сформовані на основі ретроспективних даних електроенергетичної системи України в 2020 р. Кожен сценарій передбачає перевірку дотримання цих меж – рішення, які порушують екологічні, економічні чи соціальні ретроспективні значення для української електроенергетичної системи, автоматично виключаються з Парето-розподілу. У табл. 3.11 наведено поточні та 17 побудованих сценаріїв багатоцільової оптимізації за LPSS індикаторами для української електроенергетичної системи.

Отримані сценарії багатоцільової оптимізації сталого розвитку електроенергетичної системи України демонструють амбітні траєкторії її трансформації. Зокрема, зниження викидів ПГ на одиницю чистої електрогенерації (до 270,78–544,98 кг/МВт·год проти 583,10 кг/МВт·год у 2020 р.) можливе за рахунок різкого зростання частки ВДЕ (до 31,4–64,7%) та скорочення частки ОВП (до 14,3–54,0%), що вказує на необхідність рішучої декарбонізації. Одночасно передбачається суттєве підвищення енергоефективності перетворення ПЕР на валову ЕЕ (з 33,67% до 39,9–50,4%).

Прогнозовані сценарії свідчать про необхідність масштабної трансформації української електроенергетичної системи, що передбачає кардинальні зрушення у структурі генерації. Зокрема, у більшості сценаріїв частка вугільної генерації має тенденцію до суттєвого скорочення (до 3,2%), що є ключовим для декарбонізації електроенергетики. Частка газової генерації може значно зростати (до 24,8%), підкреслюючи її роль як маневрової потужності для балансування системи зі зростаючою часткою ВДЕ. Нафтова генерація залишиться на маргінальному рівні, підтверджуючи її неважливість як стратегічного джерела. Атомна генерація передбачає суттєве скорочення своєї частки порівняно з поточною, що може бути пов'язано з виведенням з експлуатації старих блоків і пріоритетом розвитку ВДЕ генерації. Щодо сонячної генерації: в деяких сценаріях її частка зростає більш

Таблиця 3.11

Сценарії багатогальної оптимізації сталості української електроенергетичної системи

Рік/Прогноз	Частка електроенергетики певного типу у валовій електрогенерації, %								LPSS індикатори											
	Вугільна	Газ	Нафтова	Атомна	Сонячна	Вітрова	Гідро	Біопаливна	НЕСcapita	CEGDP	ExpD	ImpD	EFTI	EFFNEG	LossesTR	CUF	GNPS	Share of OFF	Share of RES	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Ретроспективні значення локальних показників сталості розвитку електроенергетичної системи України																				
2020	26,1	9,6	0,2	51,4	4,0	2,2	5,1	0,5	0,88	0,15	3,75	2,28	33,67	92,5	12,94	30,72	583,10	35,81	11,84	
Сценарії багатогальної оптимізації сталості розвитку електроенергетичної системи України																				
1	19,8	12,4	0,3	32,4	6,0	5,6	12,2	11,3	1,37	0,10	21,50	18,53	44,34	96,30	10,95	35,39	470,78	32,5	35,1	
2	10,6	9,3	1,5	24,1	3,0	5,2	33,4	12,8	1,32	0,09	21,12	17,66	43,95	92,19	15,12	34,07	288,24	21,4	54,4	
3	3,2	18,7	1,0	22,8	3,5	14,5	20,3	16,1	1,03	0,08	19,01	22,20	48,09	95,78	19,58	27,59	297,14	22,8	54,4	
4	16,0	9,8	0,3	15,0	2,2	5,5	38,2	15,0	1,41	0,10	20,37	17,96	50,17	94,08	16,84	33,74	352,73	26,1	60,9	
5	6,0	24,9	0,4	31,8	10,9	10,2	8,6	7,3	1,18	0,09	13,54	19,80	41,11	89,55	8,69	20,54	376,81	30,9	37,0	
6	3,9	10,1	0,3	23,2	3,0	28,0	8,5	23,0	0,84	0,08	19,48	25,03	50,34	93,12	6,07	20,53	383,98	14,3	62,6	
7	6,2	22,3	0,6	16,7	8,5	13,5	7,8	24,5	0,90	0,09	14,34	22,62	46,33	97,04	7,11	21,05	403,22	29,1	54,2	
8	6,0	20,2	0,4	23,7	4,0	8,6	7,7	29,2	1,19	0,12	14,30	22,48	43,60	96,62	12,66	25,03	423,47	26,7	49,6	
9	17,3	14,5	0,0	23,4	6,7	8,6	13,7	15,9	1,04	0,09	20,99	21,60	39,85	95,65	9,83	29,90	429,10	32,4	44,8	
10	10,1	9,3	0,5	15,4	8,0	14,3	14,0	28,5	1,06	0,10	14,26	19,70	46,78	90,17	10,12	20,08	431,88	19,9	64,7	

Закінчення табл. 3.11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
11	9,3	24,8	0,8	14,7	7,5	9,1	6,8	27,1	1,02	0,10	13,17	22,59	45,83	89,74	9,34	22,43	458,35	34,9	50,4
12	17,8	16,2	0,7	29,2	6,5	12,3	5,9	11,2	0,93	0,08	26,76	27,31	41,46	94,51	7,64	32,96	466,06	34,8	36,0
13	16,9	16,2	1	26,8	7,5	9,8	6,3	15,5	1,17	0,10	18,17	24,05	44,40	96,94	10,24	25,70	474,97	34,1	39,1
14	22,9	23,9	1,3	16,2	5,9	5,2	14,0	10,6	1,01	0,08	22,05	23,23	41,60	95,16	9,18	33,27	484,47	48,1	35,7
15	27,9	25,3	0,8	14,6	3,0	2,9	15,9	9,5	1,13	0,09	23,48	24,09	42,51	98,52	11,42	36,79	534,29	54,0	31,4
16	19,9	11,0	0,2	22,4	1,9	9,8	8,9	26,0	1,26	0,12	19,33	22,85	41,82	96,98	13,95	29,01	541,64	31,0	46,6
17	23,1	9,6	0,8	15,7	7,7	10,1	9,8	23,3	1,07	0,10	18,55	20,98	41,34	97,94	10,30	25,70	544,98	33,5	50,8

Примітки: позначення показників наведено у табл. 3.12.

Джерело: авторські розрахунки

ніж удвічі, хоча вона не завжди є безумовним пріоритетом у усіх оптимізаційних моделях. Вітрова генерація демонструє значний потенціал зростання (до 28%), що робить її одним із основних драйверів «зеленого» переходу та декарбонізації.

Гідрогенерація у деяких сценаріях суттєво зростає (майже у 7,5 разу), підтверджуючи її важливу роль у балансуванні системи як джерела чистої енергії. Нарешті, біопаливна генерація показує найбільш значне відносне зростання частки у всіх сценаріях, що вказує на її потенціал як стабільного та маневрового джерела відновлюваної енергії, здатного замінити викопне паливо.

Однак ці трансформації виявляють і низку негативних фундаментальних трендів: по-перше, суттєво знижується рівень завантаження генеруючих потужностей (до 13,84 % проти 30,72% у 2020 р.), що засвідчує перехід традиційної генерації в режим гнучкого балансування, але водночас вказує на потенційну економічну неефективність через недовикористання потужностей. По-друге, прогнозується зростання експортної та імпортної залежності системи (до 27% проти 6,03% у 2020 р.), що, хоча й є неминучим атрибутом поглибленої інтеграції до європейських РЕЕ, зумовлене активним розвитком ВДЕ.

Таким чином, проведена оцінка сталості розвитку електроенергетичних систем, що ґрунтується на методології життєвого циклу (LCA) та використанні системи LPSS індикаторів, згрупованих за соціальною, економічною та екологічною складовими, можна дійти таких висновків: ЄС упродовж 1991–2023 рр. демонстрував послідовне зростання енергоефективності електроенергетики, частки ВДЕ та скорочення викидів ПГ, що свідчить про системну реалізацію кліматичної політики та активну декарбонізацію. Цей перехід супроводжувався динамічними змінами у рейтингах сталості країн – членів ЄС. Натомість позиція України в інтегральному рейтингу сталості PSS index погіршилася з 26-го місця у 2010 р. до 27-го місця у 2020 р., а за екологічною складовою її позиція знизилася на 4 пункти. Енергоефективність, частка ВДЕ та декарбонізація в Україні розвивалися повільніше та несистемно, а перехід на ВДЕ не призвів до системного витіснення ОВП.

Регресійний аналіз дозволив виявити, що різні типи електрогенерації мають неоднозначний вплив на показники сталості, зокрема, ВДЕ сприяють декарбонізації та підвищенню енергоефективності, але можуть впливати на завантаженість потужностей та зовнішню залежність, тоді як традиційні викопні джерела (вугілля, нафта) негативно впливають на енергоефективність та збільшують викиди ПГ, газова генерація підвищує енергоефективність, але може збільшувати імпорتنу залежність.

Розраховані сценарії багатоцільової оптимізації сталості української електроенергетичної системи продемонстрували необхідність першочергової розбудови потужностей газової, біопаливної та гідрогенерації. Однак майже всі сценарії обумовили зниження рівня завантаження потужностей нижче поточного рівня та необхідність збільшення зовнішніх потоків ЕЕ.

Висновки до розділу 3

Згідно з проведенням у цьому розділі дослідженням отримано результати теоретико-методичного характеру, зокрема:

1. Запропоновано методичний підхід до визначення фундаментальних зрушень в електроенергетиці регіонального простору, що інтегрує ключові потоки ЕЕ та базується на взаємопов'язаних моделях LMDI-декомпозиції для оцінки екстенсивних, інтенсивних та структурних факторів впливу. Цей підхід містить такі основні елементи:

- на відміну від наявних досліджень, які фокусуються на окремих аспектах (переважно викидах CO_2 або на одній стадії електроенергетичного ланцюга), цей підхід досліджує електроенергетичну систему цілісно, взаємопов'язуючи її стадії трансформації енергоресурсів, валової та чистої електрогенерації, балансування (імпорт/експорт, транспортування) та кінцевого електроспоживання;
- на відміну від застосування LMDI до одного агрегованого показника, такий підхід використовує систему з чотирьох взаємопов'язаних моделей LMDI-декомпозиції, кожна з яких

адаптована до конкретної стадії (валова генерація, чиста генерація, кінцеве споживання та електроенергетичний баланс);

- цей підхід дозволяє оцінити 14 конкретних факторів, що охоплюють 6 екстенсивних факторів (обсяг вхідних енергоресурсів, обсяг генеруючих потужностей, чиста електрогенерація, імпорт ЕЕ, експорт ЕЕ, економічний випуск), 3 структурні фактори (структура трансформованих енергоресурсів, структура генеруючих потужностей, структура економічної діяльності) та 5 інтенсивних факторів (ефективність трансформації енергоресурсів, коефіцієнт використання генеруючих потужностей, чиста ефективність генерації, ефективність транспортування, інтенсивність електроспоживання) на різних стадіях електроенергетичного ланцюга.

Застосування цього підходу для оцінки фундаментальних зрушень в електроенергетиці ЄС у 1995–2021 рр. дозволило виявити ключові тенденції та енергетичні переходи (зокрема, «вітро-газовий перехід») та ідентифікувати «переломні моменти» (2006 р. у розвитку потужностей, 2009 р. у трендах генерації та споживання, 2012 р. для ефективності транспортування).

2. Запропоновано аналітичне забезпечення для моделювання вхідних і вихідних потоків ЕЕ в національному та наднаціональному вимірі, що поєднує концепцію «витрати-випуск» із візуальною аналітикою та системою якісних індикаторів енергетичного розвитку. Це аналітичне забезпечення було реалізовано для порівняння енергетичних трансформацій України в європейському просторі на основі наборів даних Eurostat із використанням діаграм Сенкі в програмного забезпеченні Power BI. Цей підхід має такі ключові складові:

- на відміну від наявних моделей, орієнтованих лише на узагальнені енергопотоки, запропонована модель враховує повний ланцюг електроенергетичних перетворень (8 потоків) – від первинних джерел до кінцевого споживання – із можливістю ідентифікації вузьких місць, втрат і трансформаційних дисбалансів;

- запропоновано систему із 15 якісних індикаторів, згрупованих за трьома блоками: енергоефективність, структурні зрушення та безпека / інтеграція, що дає змогу вимірювати відповідність національної електроенергетики європейським тенденціями сталого розвитку;
- реалізовано оцінку та порівняння протиріч, що виникають у процесі енергетичної інтеграції України до європейського простору, через аналіз: динаміки електроспоживання, ефективності генерації, ролі ВДЕ, рівня централізації, вуглецевої інтенсивності та структури кінцевого споживання.

Це дозволило виявити 6 фундаментальних протиріч, що відображають розбіжності українського енергетичного переходу в європейському просторі, зокрема в аспектах: ефективності, декарбонізації, централізації, інтеграції, імпортозалежності та структурної модернізації попиту.

3. Запропоновано теоретико-методичні положення з оцінки сталості розвитку електроенергетичних систем країн у регіональному вимірі, що базуються на концепції їх життєвого циклу та агрегованій моделі індексу сталості їх розвитку (Power System Sustainability Index – PSS index), який інтегрує багатофакторну систему локальних індикаторів (LPSS) з інструментами регресійного аналізу причинно-наслідкових зв'язків між ними та багатоцільової оптимізації сценаріїв їх розвитку. Ці положення включають такі основні складові:

- на відміну від наявних моделей, запропоновано трирівневу оцінку сталості електроенергетичних систем (за соціальною, економічною та екологічною), які представлені за 10 нормалізованими LPSS-індикаторами з визначенням їхніх ваг методом ентропії, що дозволило інтегрувати різномірні фактори у зведений PSS index;
- реалізовано регресійний аналіз впливу енергетичного міксу (8 джерел електрогенерації та зовнішні потоки ЕЕ) на LPSS-індикатори, що дало змогу встановити значущі фактори впливу на соціальні, економічні та екологічні зрушення у електроенергетичних системах країн ЄС і України;

- на відміну від традиційного одноцільового підходу, запропоновано багатоцільову оптимізацію LPSS-індикаторів, яка враховує суперечливі цілі сталого розвитку електроенергетичних систем та забезпечує побудову множини компромісних рішень для стратегічного балансування між цілями сталого розвитку.

Застосування цих положень дозволило ідентифікувати ключові відмінності сталого розвитку електроенергетичної системи України порівняно з країнами ЄС, виявити структурні розриви у сталості електроенергетичних систем та сформувати емпіричну основу для сценарного моделювання напрямів модернізації української електроенергетики відповідно до європейських цілей сталого розвитку.

Список використаних джерел до розділу 3

1. United Nations Framework Convention on Climate Change // National Determined Contributions Registry. Retrieved May 1, 2023. URL: <https://unfccc.int/NDCREG>
2. The Internal Energy Market. Commission Working Document. May 1, 2023 // European Commission. URL: <https://eur-lex.europa.eu/procedure/EN/107212>
3. European Parliament and Council of the European Union. (1996). *Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19 December 1996 Concerning Common Rules¹ for the Internal Market in Electricity* // EUR-LEX. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A31996L0092>
4. European Parliament and Council of the European Union. (2003). *Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 Concerning Common² Rules for the Internal Market in Electricity and Repealing Directive 96/92/EC—Statements Made with Regard to Decommissioning and Waste Management Activities³* // EUR-LEX. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32003L0054>
5. Third Energy Package. May 1, 2023 // European Commission. URL: https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/market-legislation/third-energy-package_en
6. Clean Energy for All Europeans Package. May 1, 2023 // European Commission. URL: https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en

7. REPowerEU Plan. Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions (2022) // European Commission. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A230%3AFIN&qid=1653033742483>
8. Eurostat Database. May 1, 2023 // Eurostat. URL: <https://ec.europa.eu/eurostat/data/database>
9. Afgan N. H., Carvalho M. G., Hovanov N. V. Modelling of energy system sustainability index. *Thermal Science*. 2005. Vol. 9. P. 3–16. DOI: <https://doi.org/10.2298/TSCI0502003A>
10. Sannino A., Hammons T., McConnach J. Global power systems for sustainable energy development [Paper presentation] // IEEE Power Engineering Society General Meeting, Denver, CO, USA. (2004, June 6–10). DOI: <https://doi.org/10.1109/PES.2004.1373280>
11. Wang D., Gryshova I., Balian A., Kyzym M., Salashenko T., Khaustova V., Davidyuk O. Assessment of Power System Sustainability and Compromises between the Development Goals. *Sustainability*. 2022. Vol. 14 (4). 2236. DOI: <https://doi.org/10.3390/su14042236>
12. Roldán-Blay C., Miranda V., Carvalho L., Roldán-Porta C. Optimal Generation Scheduling with Dynamic Profiles for the Sustainable Development of Electricity Grids. *Sustainability*. 2019. Vol. 11 (24). 7111. DOI: <https://doi.org/10.3390/su11247111>
13. Koval V., Savina N., Sribna Y., Filipishyna L., Zherlitsyn D., Saiapina T. European energy partnership on sustainable energy potential. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2023. Vol. 1126 (1). 012026. DOI: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/1126/1/012026>
14. Ahlqvist V., Holmberg P., Tangerås T. A survey comparing centralized and decentralized electricity markets. *Energy Strategy Reviews*. 2022. Vol. 40. 100812. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2022.100812>
15. Osińska M., Kyzym M., Khaustova V., Ilyash O., Salashenko, T. Does the Ukrainian electricity market correspond to the European model? *Utilities Policy*. 2022. Vol. 79. 101436. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2022.101436>
16. Barroso L. A., Cavalcanti T. H., Giesbertz P., Purchala K. Classification of electricity market models worldwide [Paper presentation]. *International Symposium CIGRE/IEEE PES*. New Orleans, LA, USA, 2005.
17. Facchini A., Rubino A., Caldarelli G., Di Liddo G. Changes to Gate Closure and its impact on wholesale electricity prices: The case of the UK. *Energy Policy*. 2019. Vol. 125. P. 110–121. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.10.038>

18. Matenli A., Abbaspourtorbati F., Cherkaoui R., Mende F., Luongo L. Centralized and decentralized electricity markets: Assessment of operational and economic aspects [Paper presentation]. *13th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. Porto, Portugal. (2016, June 6–9). DOI: <https://doi.org/10.1109/EEM.2016.7521256>
19. Lago J., Marcjasz G., De Schutter B., Weron R. Forecasting day-ahead electricity prices: A review of state-of-the-art algorithms, best practices and an open-access benchmark. *Applied Energy*, 2021. No. 293. 116983. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116983>
20. Wang D., Gryshova I., Kyzym M., Salashenko T., Khaustova V., Shcherbata M. Electricity Price Instability over Time: Time Series Analysis and Forecasting. *Sustainability*. 2022. Vol. 14 (15). 9081. DOI: <https://doi.org/10.3390/su14159081>
21. Chen Q., Balian A., Kyzym M., Salashenko T., Gryshova I., Khaustova V. Electricity Markets Instability: Causes of Price Dispersion. *Sustainability*. 2021. Vol. 13 (22). 12343. DOI: <https://doi.org/10.3390/su132212343>
22. Mosquera-López S., Nursimulu A. Drivers of electricity price dynamics: Comparative analysis of spot and futures markets. *Energy Policy*. 2019. Vol. 126. P. 76–87. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.11.010>
23. Kaszyński P., Komorowska A., Kamiński J. Regional distribution of hard coal consumption in the power sector under selected forecasts of EUA prices. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management*. 2019. Vol. 35 (3). P. 113–134. DOI: <https://doi.org/10.24425/gsm.2019.129377>
24. Augustyn A., Kamiński J. A review of methods applied for wind power generation forecasting. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal*. 2018. Vol. 21 (3). P. 139–150. DOI: <https://doi.org/10.33223/epj/96253>
25. Szabó L., Kelemen Á., Mezösi A., Pató Z., Kácsor E., Resch G., Liebmann L. South East Europe electricity roadmap – modelling energy transition in the electricity sectors. *Climate Policy*. 2019. Vol. 19 (4). P. 495–510. DOI: <https://doi.org/10.1080/14693062.2018.1539655>
26. Ilyash O., Lupak R., Kravchenko M., Trofymenko O., Duliaba N., Dzhadan I. A forecasting model for assessing the influence of the components of technological growth on economic security. *Business: Theory and Practice*. 2022. Vol. 23 (1). P. 175–186. DOI: <https://doi.org/10.3846/btp.2022.14815>
27. Chalvatzis K. J. Electricity generation development of Eastern Europe: A carbon technology management case study for Poland. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2009. Vol. 13 (6–7). P. 1606–1612. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2008.09.016>

28. Kravchenko M., Ilyash O., Smoliar L., Boiarynova K., Trofymenko O. Changes in the energy supply strategy of the EU countries amid the full-scale Russian invasion. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2022. No. 1126. 012035. DOI: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/1126/1/012035>
29. Bailis R. Energy Policy in Developing Countries // *Climate Change and Public Health* / B. S. Levy, J. A. Patz (Eds.). Oxford University Press, 2015. P. 291–302. DOI: <https://doi.org/10.1093/acprof:oso/9780190202453.003.0019>
30. Koval V., Borodina O., Lomachynska I., Olczak P., Mumladze A., Matuszewska D. Model Analysis of Eco-Innovation for National Decarbonisation Transition in Integrated European Energy System. *Energies*. 2022. Vol. 15 (9). 3306. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15093306>
31. Guido P., Blechinger P. How to meet EU GHG emission reduction targets? A model based decarbonization pathway for Europe's electricity supply system until 2050. *Energy Strategy Reviews*. 2017. Vol. 15. P. 19–32. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2016.11.003>
32. Jägemann C., Fürsch M., Hagspiel S., Nagl S. Decarbonizing Europe's power sector by 2050—Analyzing the economic implications of alternative decarbonization pathways. *Energy Economics*. 2013. Vol. 40. P. 622–636. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2013.08.013>
33. Ostapenko O., Olczak P., Koval V., Hren L., Matuszewska D., Postupna O. Application of Geoinformation Systems for Assessment of Effective Integration of Renewable Energy Technologies in the Energy Sector of Ukraine. *Applied Sciences*. 2022. Vol. 12 (2). 592. DOI: <https://doi.org/10.3390/app12020592>
34. Prontera A., Rubino A. Greening energy governance through agencification in the Global South: Drivers and implications. *Regulation & Governance*. 2023. DOI: <https://doi.org/10.1111/rego.12521>
35. Capozza C., Divella M., Rubino A. Exploring energy transition in European firms: The role of policy instruments, demand-pull factors and cost-saving needs in driving energy-efficient and renewable energy innovations. *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*. 2021. Vol. 16 (10). P. 1094–1109. DOI: <https://doi.org/10.1080/15567249.2021.2007797>
36. Ang B. W. LMDI decomposition approach: A guide for implementation. *Energy Policy*. 2015. Vol. 86. P. 233–238. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.07.007>
37. Miller R. E., Blair P. D. Input-Output Analysis: Foundations and Extensions (2nd ed.). Cambridge University Press, 2012. DOI: <https://doi.org/10.1017/CBO9780511626982>
-

38. Ang B. W., Fang Q. Z. A survey of index decomposition analysis in energy and environmental studies. *Energy*. 2000. Vol. 25 (12). P. 1149–1176. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0360-5442\(00\)00061-6](https://doi.org/10.1016/S0360-5442(00)00061-6)
39. Ang B. W., Liu F. L. A new energy decomposition method: Perfect in decomposition and consistent in aggregation. *Energy*. 2001. Vol. 26 (6). P. 537–547. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0360-5442\(01\)00022-2](https://doi.org/10.1016/S0360-5442(01)00022-2)
40. Hoekstra R., Van den Bergh J. C. Comparing structural decomposition analysis and index. *Energy Economics*. 2003. Vol. 25 (1). P. 39–64. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0140-9883\(02\)00059-2](https://doi.org/10.1016/S0140-9883(02)00059-2)
41. Sun J. W., Ang B. W. Some properties of an exact energy decomposition model. *Energy*. 2000. Vol. 25. P. 1177–1188. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0360-5442\(00\)00038-4](https://doi.org/10.1016/S0360-5442(00)00038-4)
42. Ang B. W., Liu N. Energy decomposition analysis: IEA model versus other methods. *Energy Policy*. 2007. Vol. 35. P. 1426–1432. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.04.020>
43. Diakoulaki D., Mandaraka M. Decomposition analysis for assessing the progress in decoupling industrial growth from CO₂ emissions in the EU manufacturing sector. *Energy Econ*. 2007. Vol. 29. P. 636–664. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2007.01.005>
44. Feng D. O. N. G., Xiao-hui L. L., Ru-yin L. O. N. G. Laspeyres decomposition of energy intensity including household-energy factors. *Energy Procedia*. 2011. Vol. 5. P. 1482–1487. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.03.254>
45. Choi K. H., Ang B. W. Measuring thermal efficiency improvement in power generation: The Divisia decomposition approach. *Energy*. 2002. Vol. 27. P. 447–455. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0360-5442\(01\)00096-2](https://doi.org/10.1016/S0360-5442(01)00096-2)
46. Ang B. W. Decomposition analysis for policymaking in energy: Which is the preferred method? *Energy Policy*. 2004. Vol. 32. P. 1131–1139. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(03\)00076-4](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(03)00076-4)
47. Wood R., Lenzen M. Zero-value problems of the logarithmic mean divisia index decomposition method. *Energy Policy*. 2006. Vol. 34. P. 1326–1331. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2004.11.010>
48. Vaninsky A. Factorial decomposition of CO₂ emissions: A generalized Divisia index approach. *Energy Econ*. 2014. Vol. 45. P. 389–400. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2014.07.008>
49. Yan Q., Wang Y., Baležentis T., Streimikiene D. Analysis of China's regional thermal electricity generation and CO₂ emissions: Decomposition based on the gen-

eralized Divisia index. *Sci. Total Environ.* 2019. Vol. 682. P. 737–755. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2019.05.143>

50. Jiang J. China's urban residential carbon emission and energy efficiency policy. *Energy.* 2016. Vol. 109. P. 866–875. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.05.060>

51. Shahiduzzaman M. D., Layton A. Decomposition analysis for assessing the United States 2025 emissions target: How big is the challenge? *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2017. Vol. 67. P. 372–383. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.08.042>

52. Cansino J. M., Sánchez-Braza A., Rodríguez-Arévalo M. L. Driving forces of Spain's CO₂ emissions: A LMDI decomposition approach. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2015. Vol. 48. P. 749–759. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.011>

53. Moutinho V., Madaleno M., Inglesi-Lotz R. Dogan E. Factors affecting CO₂ emissions in top countries on renewable energies: A LMDI decomposition application. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2018. Vol. 90. P. 605–622. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.02.009>

54. González P. F., Landajo M., Presno M. J. Multilevel LMDI decomposition of changes in aggregate energy consumption. A cross country analysis in the EU-27. *Energy Policy.* 2014. Vol. 68. P. 576–584. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.12.065>

55. Hatzigeorgiou E., Polatidis H., Haralambopoulos D. CO₂ emissions in Greece for 1990–2002: A decomposition analysis and comparison of results using the Arithmetic Mean Divisia Index and Logarithmic Mean Divisia Index techniques. *Energy.* 2008. Vol. 33. P. 492–499. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2007.09.014>

56. Ataman A. Y. Index Decomposition Analysis And Energy Consumption Of Turkey: 2000–2018. *J. Res. Econ.* 2022. Vol. 6. P. 107–134. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.esd.2022.08.016>

57. Timma L., Blumberga D. Index decomposition analysis for energy sectors in Latvia. *Energy Procedia.* 2014. Vol. 61. P. 2180–2183. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.12.104>

58. Torrie R. D., Stone C., Layzell D. B. Reconciling energy efficiency and energy intensity metrics: An integrated decomposition analysis. *Energy Effic.* 2018. Vol. 11. P. 1999–2016. DOI: <https://doi.org/10.1007/s12053-018-9667-z>

59. Fan F., Lei Y. Decomposition analysis of energy-related carbon emissions from the transportation sector in Beijing. *Transp. Res. Part D Transp. Environ.* 2016. Vol. 42. P. 135–145. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.trd.2015.11.001>

60. Ang B.W., Su B. Carbon emission intensity in electricity production: A global analysis. *Energy Policy* 2016. Vol. 94. P. 56–63. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.03.038>
61. Web of Science Core Collection. 2023. URL: [https://www.webofscience.com/wos/woscc/summary/2cda0f90-16f4-4532-bff9-b3ced238bb31-89907221/times-cited-descending/1\(overlay:export/exc\)](https://www.webofscience.com/wos/woscc/summary/2cda0f90-16f4-4532-bff9-b3ced238bb31-89907221/times-cited-descending/1(overlay:export/exc)) (accessed on 10 May 2023).
62. Visualizing Scientific Landscape. Centre for Science and Technology Studies, Leiden University, The Netherlands. 2021 // VOS Viewer (Version 1.6.17). URL: <https://www.vosviewer.com/> (accessed on 10 May 2023).
63. Tan Z., Li L., Wang J., Wang J. Examining the driving forces for improving China's CO₂ emission intensity using the decomposing method. *Appl. Energy* 2011. Vol. 88. P. 4496–4504. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.05.042>
64. Karmellos M., Kopidou D., Diakoulaki D. A decomposition analysis of the driving factors of CO₂ (Carbon dioxide) emissions from the power sector in the European Union countries. *Energy* 2016. Vol. 94. P. 680–692. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.10.145>
65. Jiang X.T., Li R. Decoupling and decomposition analysis of carbon emissions from electric output in the United States. *Sustainability* 2017. Vol. 9. P. 886. DOI: <https://doi.org/10.3390/su9060886>
66. Xie P., Gao S., Sun F. An analysis of the decoupling relationship between CO₂ emission in power industry and GDP in China based on LMDI method. *J. Clean. Prod.* 2019. Vol. 211. P. 598–606. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.11.212>
67. De Oliveira-De Jesus P.M. Effect of generation capacity factors on carbon emission intensity of electricity of Latin America & the Caribbean, a temporal IDA-LMDI analysis. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2019. Vol. 101. P. 516–526. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.11.030>
68. Rüstemoğlu H. Factors affecting Germany's green development over 1990–2015: A comprehensive environmental analysis. *Environ. Sci. Pollut. Res.* 2019. Vol. 26. P. 6636–6651. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11356-019-04132-2>
69. Chen W., Yang M., Zhang S., Andrews-Speed P., Li W. What accounts for the China-US difference in solar PV electricity output? An LMDI analysis. *J. Clean. Prod.* 2019. Vol. 231. P. 161–170. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.05.207>
70. Yu B., Fang D., Dong F. Study on the evolution of thermal power generation and its nexus with economic growth: Evidence from EU regions. *Energy* 2020. Vol. 205. P. 118053. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118053>
71. Miškinis V., Galinis A., Konstantinavičiūtė I., Lekavičius V., Neniškis E. The role of renewable energy sources in dynamics of energy-related GHG emissions in the

Baltic states. *Sustainability* 2021. Vol. 13. P. 10215. DOI: <https://doi.org/10.3390/su131810215>

72. Sadorsky P. Wind energy for sustainable development: Driving factors and future outlook. *J. Clean. Prod.* 2021. Vol. 289. P. 125779. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.125779>

73. Rivera-Niquepa J.D., Rojas-Lozano D., De Oliveira-De Jesus P.M., Yusta J.M. Decomposition Analysis of the Aggregate Carbon Intensity (ACI) of the Power Sector in Colombia—A Multi-Temporal Analysis. *Sustainability* 2022. Vol. 14. P. 13634. DOI: <https://doi.org/10.3390/su142013634>

74. Shi W., Tang W., Qiao F., Sha Z., Wang C., Zhao S. How to Reduce Carbon Dioxide Emissions from Power Systems in Gansu Province—Analyze from the Life Cycle Perspective. *Energies* 2022. Vol. 15. P. 3560. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15103560>

75. Yu B., Fang D., Xiao K., Pan Y. Drivers of renewable energy penetration and its role in power sector's deep decarbonization towards carbon peak. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2023. Vol. 178. P. 113247. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113247>

76. Koilakou E., Hatzigeorgiou E., Bithas K. Carbon and energy intensity of the USA and Germany. A LMDI decomposition approach and decoupling analysis. *Environ. Sci. Pollut. Res.* 2023. Vol. 30. P. 12412–12427. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11356-022-22978-x>

77. Zhang X., Zhu Q., Zhang X. Carbon Emission Intensity of Final Electricity Consumption: Assessment and Decomposition of Regional Power Grids in China from 2005 to 2020. *Sustainability* 2023. Vol. 15. P. 9946. DOI: <https://doi.org/10.3390/su15139946>

78. Eurostat Database. Energy Flow—Sankey Diagram Data. URL: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_BAL_SD/default/table?lang=en (accessed on 10 May 2023).

79. Eurostat Database. Supply, Transformation and Consumption of Electricity. URL: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_CB_E/default/table?lang=en (accessed on 10 May 2023).

80. Eurostat Database. Gross and Net Production of Electricity and Derived Heat by Type of Plant and Operator. URL: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_IND_PEH/default/table?lang=en (accessed on 10 May 2023).

81. Eurostat Database. Electricity Production Capacities by Main Fuel Groups and Operator. URL: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_INF_EPC/default/table?lang=en (accessed on 10 May 2023).

82. Eurostat Database. National Accounts Aggregates by Industry (up to NACE A*64). URL: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NAMA_10_A64__custom_6702328/default/table?lang=en (accessed on 10 May 2023).

83. Kyzym M., Khaustova V., Shpilevskiy V., Salashenko T., Hrynkevych S., Kruchinina O. Consistency of trends in the economic and energy development of Ukraine: Assessment and analysis. In: *E3S Web of Conferences*, Vol. 408. 01018. Izmir, Turkey, July 2023. (Scopus)

84. Eurostat Database. Final Consumption Expenditure of Households by Consumption Purpose (COICOP 3 Digit). URL: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NAMA_10_CO3_P3__custom_6702358/default/table?lang=en (accessed on 10 May 2023).

85. Standard International Energy Product Classification (SIEC). International Family of Classifications. URL: <https://unstats.un.org/unsd/classifications/Family/Detail/2007> (accessed on 1 May 2023).

86. Statistical Classification of Economic Activities in the European Community (NACE) // Eurostat Statistics Explained. URL: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Glossary:Statistical_classification_of_economic_activities_in_the_European_Community_\(NACE\)](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Glossary:Statistical_classification_of_economic_activities_in_the_European_Community_(NACE)) (accessed on 1 May 2023).

87. Microsoft Corp. Power BI. URL: <https://powerbi.microsoft.com> (accessed on 1 May 2023).

88. Koval V., Khaustova V., Lippolis S., Ilyash O., Salashenko T., Olczak P. Fundamental Shifts in the EU's Electric Power Sector Development: LMDI Decomposition Analysis. *Energies* 2023. Vol. 16. No. 14. P. 5478. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16145478> (Scopus, Q2)

89. European Council. Fit for 55. Background Information. URL: <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/> (accessed on 1 May 2023).

90. ISO 3166-1:2020; Codes for the Representation of Names of Countries and Their Subdivisions—Part 1: Country Code (ISO 3166-1:2020) URL: <https://www.iso.org/ru/standard/72482.html> (Endorsed by Asociación Española de Normalización in October of 2020). ISO: Geneva, Switzerland, 2020.

91. Зануда, А. Як вдалося повернути світло після руйнування Росією енергетики України і чи це надовго // BBC News Україна. (2023, 4 березня). URL: <https://www.bbc.com/ukrainian/features-64820897> <https://doi.org/10.1142/6968>

92. DiXi Group. (2025, 16 січня). Інформація щодо масованих обстрілів критичної інфраструктури України // Energy Map of Ukraine. URL: <https://map.ua-energy.org/uk/resources/12f3148d-841a-478d-b9ed-72bf0764b286/>

93. World Energy Outlook 2021, IEA, Paris. // IEA. 2021. URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>

94. Chong C., Zhang X., Kong G., Ma L., Li Z., Ni W., Yu E.-H.-C. A Visualization Method of the Economic Input–Output Table: Mapping Monetary Flows in the Form of Sankey Diagrams. *Sustainability* 2021. Vol. 13. No. 21. 12239. DOI: <https://doi.org/10.3390/su132112239>

95. Leontief W. W. Quantitative Input and Output Relations in the Economic Systems of the United States. *The Review of Economics and Statistics* 1936. Vol. 18. No. 3. P. 105–125. DOI: <https://doi.org/10.2307/1927837>

96. United States Department of State. *Energy Resources of the World* (Publication 3428, 128 c.). U.S. Government Printing Office, 1949. URL: <https://books.google.com.ua/books?id=uRRRxQEACAAJ>

97. Schmidt M. The Sankey diagram in energy and material flow management: Part II: Methodology and current applications. *Journal of Industrial Ecology*. 2008. Vol. 12. No. 2. P. 173–185. DOI: <https://doi.org/10.1111/j.1530-9290.2008.00015.x>

98. Ma L., Chong C., Zhang X., Liu P., Li W., Li Z., Ni W. LMDI Decomposition of Energy-Related CO₂ Emissions Based on Energy and CO₂ Allocation Sankey Diagrams: The Method and an Application to China. *Sustainability* 2018. Vol. 10. No. 2. P. 344. DOI: <https://doi.org/10.3390/su10020344>

99. Zhu W. P., Wang Z. C. Forecast output power of photovoltaic system based on grey system and BP neural network. In: *Power and Energy* (Part II: Methodology and Current Applications, Chapter). CRC Press, 2008. DOI: <https://doi.org/10.1201/b18409-43>

100. de Córdoba G. F., Molinari B. Sankey diagrams for macroeconomics: A teaching complement bridging undergraduate and graduate macro. *Heliyon*. 2022. Vol. 8. e10717. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2022.e10717>

101. Cuba N. Research note: Sankey diagrams for visualizing land cover dynamics. *Landscape and Urban Planning*. 2015. Vol. 139. P. 163–167. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.landurbplan.2015.03.010>

102. Soundararajan K., Ho H. K., Su B. Sankey diagram framework for energy and exergy flows. *Applied Energy*. 2014. Vol. 136. P. 1035–1042. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.08.070>

103. Subramanyam V., Paramshivan D., Kumar A., Mondal M. A. H. Using Sankey diagrams to map energy flow from primary fuel to end use. *Energy Conversion and Management*. 2015. Vol. 91. P. 342–352. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.12.024>

104. Ouyang J., Mativenga P., Liu Z., Goffin N., Jones L., Woolley E., Li L. Sankey diagrams for energy consumption and Scope 2 carbon emissions in laser de coating. *Energy*. 2022. Vol. 243. 123069. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.123069>
105. European Parliament & Council. Regulation (EC) No 1099/2008 on energy statistics. *Official Journal of the European Union*. 2008. L 304. P. 1–62. URL: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2008/1099/oj>
106. Electric power industry market research in Ukraine, 2023 // Pro-Consulting. URL: <https://pro-consulting.ua>
107. Khaustova V. Y., Salashenko T. I. Contradictions in electric power sector development: Ukraine versus EU. In *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2023. Vol. 1254. No. 1. P. 012042). IOP Publishing. (Scopus, Web of Science)
108. Салашенко Т. І. Оцінка прогресивності електроенергетичного циклу України у європейському просторі. *Вісник ОНУ. Серія : Економіка*. 2019. Т. 24. Вип. 2 (75). С. 25–31. URL: [http://liber.onu.edu.ua/pdf/visn_econom_24_2\(75\).pdf](http://liber.onu.edu.ua/pdf/visn_econom_24_2(75).pdf)
109. Афанасьєв М. В., Салашенко Т. І. Теоретико-прикладні аспекти сталого розвитку електроенергетики України : монографія. Харків : ФОП Лібуркіна Л. М., 2022. 224 с. (16,4 ум. друк. арк.)
110. NTSO-E. Cross-Border Physical Flow. ENTSO-E // Transparency Platform. Retrieved January 31, 2025. URL: <https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/physicalFlow/show>
111. ENTSO-E. (2022). *Installed Generation Capacity Aggregation* [Data set] // Transparency Platform. URL: <https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/installedGenerationCapacityAggregation/show>
112. United Nations. Transforming our World: The 2030 Agenda for Sustainable Development. In *Outcome Document for the United Nations Summit to Adopt the Post 2015 Development Agenda*; United Nations : New York, NY, USA, 2015. URL: <https://coilink.org/20.500.12592/59k8mg0>
113. Herzog H., Smekens K. Cost and economic potential. In *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*; Cambridge University Press : Cambridge, UK, 2005; p. 24. [Google Scholar]
114. Sannino A., Hammons T., McConnach J. Global power systems for sustainable energy development. In *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society General Meeting, Denver, CO, USA, 6–10 June 2004*; P. 2296–2297. DOI: 10.1109/PES.2004.1373294

115. Janicek F., Simunek P., Fecko S., Breza J., Hanzel A. Electrical power system sustainability through Demand Side Management and technology foresight // Proceedings of the 19th World Energy Congress, Sydney, Australia, 5–9 September 2004. P. 3–15. [Google Scholar]

116. Теоретико-прикладні аспекти декарбонізації та розвитку розподіленої електроенергетики України : кол. моногр. / за ред. М. О. Кизима ; авт. кол. : М. О. Кизим, В. Є. Хаустова, В. В. Шпілевський, Є. І. Котляров, Т. І. Салашенко, Є. М. Крячко, Є. С. Колбасін, Д. М. Костенко, О. В. Шпілевський, О. В. Лелюк, Г. В. Мілютин. Харків : ФОП Лібуркіна А. М., 2020. С. 159–187 (1,16 ум. друк. арк.)

117. Kadiyala A., Kommalapati R., Huque Z. Quantification of the Lifecycle Greenhouse Gas Emissions from Nuclear Power Generation Systems. *Energies*. 2016. Vol. 9. 863. DOI: <https://doi.org/10.3390/en9110863>

118. Santoyo-Castelazo E., Azapagic A. Sustainability assessment of energy systems: Integrating environmental, economic and social aspects. *J. Clean. Prod.* 2014. Vol. 80. P. 119–138. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.05.061>

119. ISO 14040:2006 Environmental Management—Life Cycle Assessment—Principles and Framework. International Organization for Standardization. 2006. URL: <https://www.iso.org/standard/37456.html>

120. Shaaban M., Scheffran J., Böhner J., Elsobki M. S. Sustainability Assessment of Electricity Generation Technologies in Egypt Using Multi-Criteria Decision Analysis. *Energies*. 2018. Vol. 11. P. 1117. DOI: <https://doi.org/10.3390/en11051117>

121. San Miguel G., Cerrato M. Life Cycle Sustainability Assessment of the Spanish Electricity: Past, Present and Future Projections. *Energies*. 2020. Vol. 13. P. 1896. DOI: <https://doi.org/10.3390/en13081896>

122. Matteson S. Methods for multi-criteria sustainability and reliability assessments of power systems. *Energy*. 2014. Vol. 71. P. 130–136. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.04.042>

123. Cirstea S. D., Moldovan-Teslios C., Cirstea A., Turcu A. C., Darab C. P. Evaluating Renewable Energy Sustainability by Composite Index. *Sustainability*. 2018. Vol. 10. 811. DOI: <https://doi.org/10.3390/su10030811>

124. Gómez-Camacho C. E., Ruggeri B. Energy Sustainability Analysis (ESA) of Energy-Producing Processes: A Case Study on Distributed H2 Production. *Sustainability*. 2019. Vol. 11. 4911. DOI: <https://doi.org/10.3390/su11184911>

125. Liu G. Development of a general sustainability indicator for renewable energy systems: A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2014. Vol. 31. P. 611–621. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.12.038>

126. Fuentes S., Villafila-Robles R., Rull-Duran J., Galceran-Arellano S. Composed Index for the Evaluation of Energy Security in Power Systems within the Frame of Energy Transitions – The Case of Latin America and the Caribbean. *Energies*. 2021. Vol. 14. 2467. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14092467>
127. Wu D., Yang Z., Wang N., Li C., Yang Y. An Integrated Multi-Criteria Decision Making Model and AHP Weighting Uncertainty Analysis for Sustainability Assessment of Coal-Fired Power Units. *Sustainability*. 2018. Vol. 10. 1700. DOI: <https://doi.org/10.3390/su10061700>
128. Wu Z., He T., Sun L., Li D., Xue Y. The Facilitation of a Sustainable Power System: A Practice from Data-Driven Enhanced Boiler Control. *Sustainability*. 2018. Vol. 10. 1112. DOI: <https://doi.org/10.3390/su10041112>
129. Chen C., Yu L., Zeng X., Huang G., Li Y. Planning an Energy – Water–Environment Nexus System in Coal-Dependent Regions under Uncertainties. *Energies*. 2020. Vol. 13. 208. DOI: <https://doi.org/10.3390/en13010208>
130. Berna-Escriche C., Pérez-Navarro Á., Escrivá A., Hurtado E., Muñoz-Cobo J. L., Moros M. C. Methodology and Application of Statistical Techniques to Evaluate the Reliability of Electrical Systems Based on the Use of High Variability Generation Sources. *Sustainability*. 2021. Vol. 13. 10098. DOI: <https://doi.org/10.3390/su131810098>
131. Al Shidhani T., Ioannou A., Falcone G. Multi-Objective Optimization for Power System Planning Integrating Sustainability Indicators. *Energies*. 2020. Vol. 13. 2199. DOI: <https://doi.org/10.3390/en13092199>
132. Junne T., Cao K.-K., Miskiw K. K., Hottenroth H., Naegler T. Considering Life Cycle Greenhouse Gas Emissions in Power System Expansion Planning for Europe and North Africa Using Multi-Objective Optimization. *Energies*. 2021. Vol. 14. 1301. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14051301>
133. Wang G., Tan Z., Tan Q., Yang S., Lin H., Ji X., Gejirifu D., Song X. Multi-Objective Robust Scheduling Optimization Model of Wind, Photovoltaic Power, and BESS Based on the Pareto Principle. *Sustainability*. 2019. Vol. 11. 305. DOI: <https://doi.org/10.3390/su11020305>
134. Masanet E., Chang Y., Gopal A. R., Larsen P., Morrow W. R., III, Sathre R., Shehabi A., Zhai P. Life-Cycle Assessment of Electric Power Systems. *Annu. Rev. Environ. Resour.* 2013. Vol. 38. P. 107–136. DOI: <https://doi.org/10.1146/annurev-environ-010710-100408>
135. Arora J. S. Multi-Objective Optimum Design Concepts and Methods. *Introduction to Optimum Design*. 4th ed.; Academic Press : Cambridge, MA, USA, 2017. P. 771–794.

Розділ 3. Теоретико-методичні положення з аналізу тенденцій розвитку ...

136. Wang Q, Yuan X., Zhang J., Gao Y., Hong J., Zuo J., Liu W. Assessment of the Sustainable Development Capacity with the Entropy-Weight Coefficient Method. *Sustainability*. 2015. Vol. 7. P. 13542–13563.

137. Power Query. Microsoft Corp. URL: <https://powerquery.microsoft.com/en-us/>

138. Vensim Software. Ventana Systems, Inc. URL: <https://vensim.com/vensim-software/>

139. Global Optimization Toolbox. MathWorks, Inc. URL: <https://au.mathworks.com/products/global-optimization.html>

Розділ 4

ДІАГНОСТИКА ФУНКЦІОНУВАННЯ РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ ЗА ЄВРОПЕЙСЬКОЇ МОДЕЛІ

4.1. Аналіз тенденцій розвитку строкової торгівлі електроенергією в Україні

Впровадження європейської моделі РЕЕ в Україні потребувало організації взаємодії його учасників щодо комерційних потоків ЕЕ та їх узгодження із фізичними у міру наближення до фактичного моменту постачання. Для цього було виокремлено 4 сегменти ринку [1]: ринок двосторонніх договорів (РДД) як строковий сегмент, ринок на добу наперед (РДН) та внутрішньодобовий ринок (ВДР) як спотові сегменти, та балансуючий ринок (БР), що працює в режимі реального часу. Всі ці сегменти мають різне призначення: строковий – хеджування ризиків учасників короткострокової торгівлі ЕЕ та гарантування повернення інвестицій; спотові – максимізація доходів від продажу та мінімізація витрат на купівлі ЕЕ як товару; реального часу – балансування виробництва та споживання ЕЕ [2]. Отже, і відрізняються за тенденціями та ефективністю функціонування.

У науковому полі України основна увага приділяється організованим сегментам ринку [3; 4; 5; 6; 8], тоді як РДД як неорганізований сегмент ринку залишається майже поза увагою більшості вчених. Це ускладнює його аналіз, що із несистематизованістю даних призводить до нерозуміння тенденцій розвитку. Торгівля на РДД є неуніфікованою: відбуваються постійні зміни у нормативно-правовому полі, розширення аукціонних сесій і продуктів, а також стратегій поведінки учасників.

Організована торгівля ЕЕ за двосторонніми договорами в Україні здійснюється виключно на платформі Української енергетичної біржі (УЕБ). Із 01.09.2021 р. всю строкову торгівлю, вироблену ЕЕ, в Україні було перенесено на майданчик УЕБ [9], що фактично перетворює

РДД на організований сегмент ринку (поза організованими сегментами залишаються зовнішня торгівля ЕЕ як товаром та трейдерські операції). Це змушує звернути пильну увагу на тенденції розвитку РДД, досліджуючи значущість цього сегмента в структурі РЕЕ України.

На рис. 4.1 наведено блок-схему організації торгів на РДД в Україні, яка передбачає класифікацію торгів, визначення кон'юнктурного балансу та цінового тренду, що дозволяє встановити тенденції її розвитку.

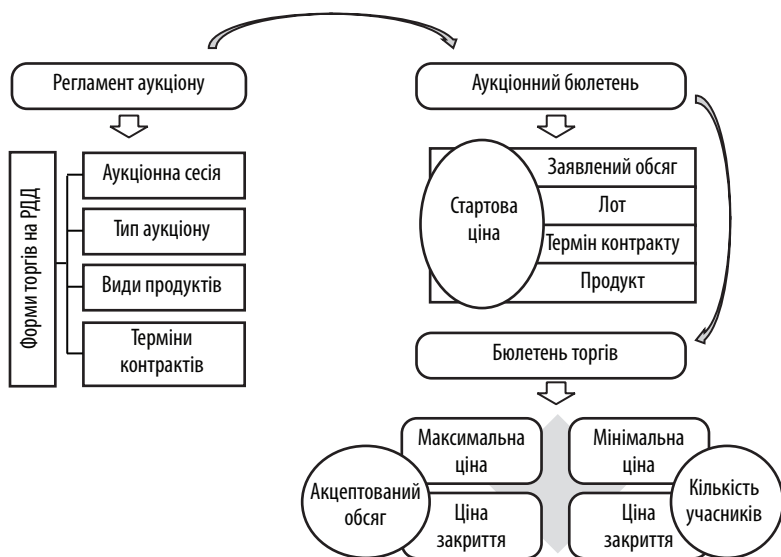


Рис. 4.1. Структура організації торгів на РДД України

Джерело: розроблено автором за [9]

З метою аналітичного забезпечення діагностики строкового сегмента РЕЕ України доцільно сформувати модульну аналітичну модель, яка інтегрує кількісну обробку біржових даних із якісним аналізом поведінки ринкових учасників, нормативного середовища та впливу фундаментальних факторів [11]. Така модель може бути реалізована у вигляді інтерактивної системи в середовищі Power BI або за допо-

могою інструментів Excel Power Query і Power Pivot та містити такі модулі (рис. 4.2):

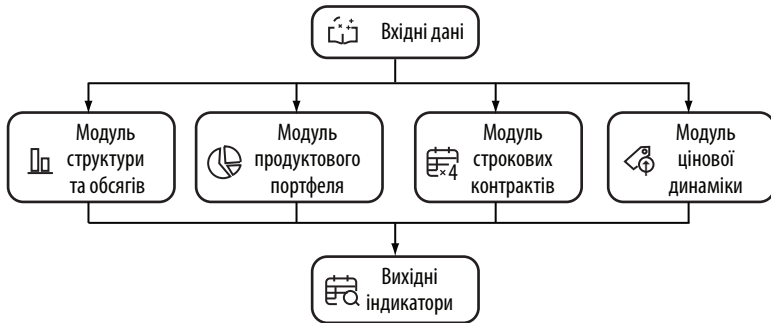


Рис. 4.2. Модульна схема аналітичного забезпечення діагностики строкового РЕЕ

Джерело: розроблено автором

- модуль вхідних даних передбачає збір і систематизацію даних про біржові торги (обсяги реалізації, ціни за типами продуктів, строками контрактів і типами аукціонів), фіксацію хронології нормативних змін і фундаментальних впливів (пандемія, війна, енергетичні кризи, військова агресія, фази енергетичного терору), а також профілі учасників ринку (державні та приватні виробники ЕЕ, трейдери, гарантований покупець);
- модуль обсягів та структури здійснює аналіз динаміки реалізації ЕЕ за видами аукціонних сесій (спеціальні обов'язки, спеціальні та комерційна сесії, торгівля ЕЕ з ВДЕ), виявлення фазових змін у місткості строкового РЕЕ в різні періоди;
- модуль продуктового портфеля охоплює аналіз продуктових позицій (базові, пікові, позапікові та індивідуальні/блочно-змішені продукти) та оцінку рівня їхньої диверсифікації відповідно до умов ринку;
- модуль строкових контрактів передбачає аналіз розподілу контрактів за строками (тижневі, місячні, квартальні, піврічні,

річні) та дослідження зрушень у їх структурі залежно від стану генерації та наявних резервів в енергосистемі;

- модуль цінової динаміки включає побудову цінових індексів за типами продуктів і аукціонів, обчислення цінових спредів за строками контрактів і продуктами, а також виявлення трендів, зумовлених фундаментальними чинниками;
- модуль вихідних даних дозволяє інтерпретувати поведінкові зміни учасників ринку у розрізі когортних періодів виявлення особливостей їх адаптації до окремих умов.

В основі аналізу строкової торгівлі на РЕЕ покладено дані УЕБ за період від 01.09.2019 по 30.06.2024 [9]. Цей період охоплює: старт європейської моделі РЕЕ в Україні (II півріччя 2019 р.), пандемію Covid-19 та профіцит генерації в Україні (2020 р.), дефіцит потужностей та запасів вугілля в Україні (вересень 2020 р. – лютий 2021 р.), постпандемічне відновлення (I півріччя 2021 р.), європейську енергетичну кризу (II півріччя 2021 р.), початок військової агресії РФ проти України (I півріччя 2022 р.), I фазу (вересень 2022 р. – березень 2023 р.) та II фазу (березень 2024 р. – червень 2024 р.) енергетичного терору. За цими етапами представимо основні тенденції розвитку строкової торгівлі в Україні щодо кон'юнктурних балансів та цінових трендів щодо різних аукціонних сесій, видів продуктів, типів аукціонів та термінів контрактів. Практична апробація запропонованого аналітичного забезпечення вимагає обробки великого масиву даних із використанням програмної надбудови MS Excel Power Query [10].

На *рис. 4.3* наведено динаміку реалізації ЕЕ на УЕБ у II півріччі 2019 р. – I півріччі 2024 р., яка свідчить про мінливу значущість організованої строкової торгівлі ЕЕ в Україні залежно від фундаментальних чинників у внутрішньому (стану електроенергетичної системи та динаміки на інших сегментах ринку) та зовнішньому середовищах (змін у нормативному полі, соціально-економічному стані в країні та тенденціях на зовнішніх енергоринках).

На старті нової моделі РЕЕ в Україні (II півріччя 2019 р.) переважна частка строкових торгів проходила в закритий спосіб, на основі

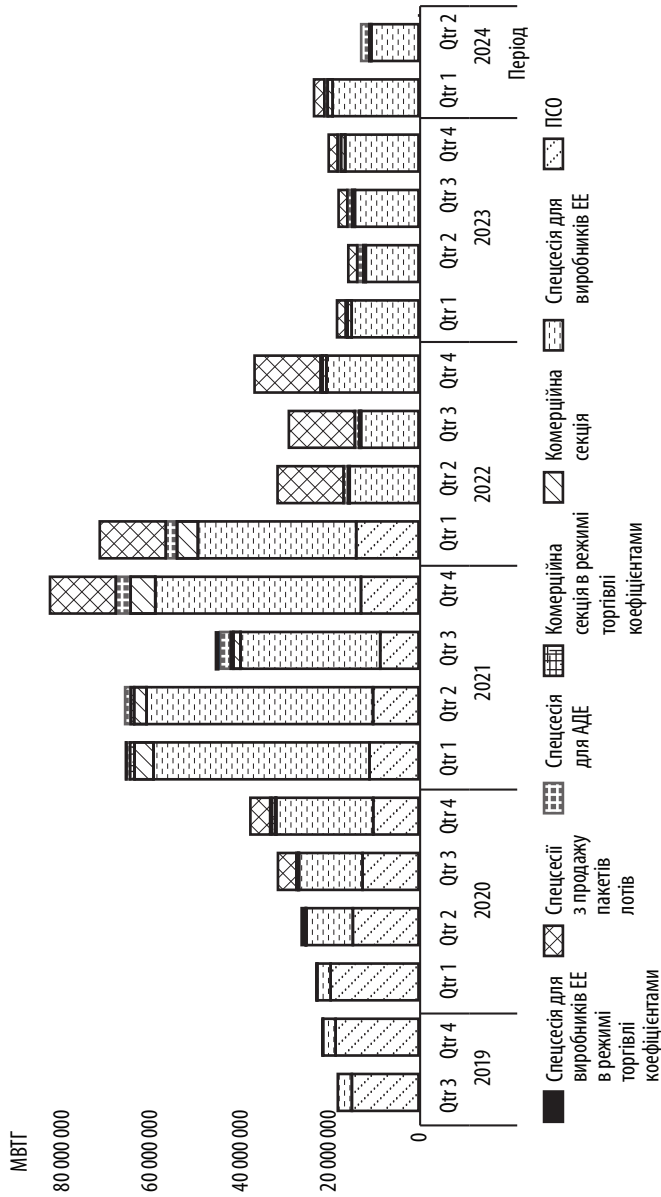


Рис. 4.3. Динаміка реалізації ЕЕ на організованому РДГ України у II півріччі 2019 р. – I півріччі 2024 р.

Джерело: побудовано за [9]

індивідуальних цінових домовленостей між учасниками із внесенням до адміністратора розрахунків (ПрАТ «НЕК Укренерго») виключно узгоджених графіків купівлі-продажу ЕЕ. Лише окремі торги ЕЕ проходили в організований спосіб, це: (і) спеціальні сесії із забезпечення покладених спеціальних обов'язків (ПСО) щодо забезпечення загальносупільних інтересів; (ii) спеціальні сесії для виробників ЕЕ – суб'єктів державної власності; а також (iii) комерційні сесії купівлі-продажу ЕЕ між продавцями та покупцями (на добровільній основі). Місячна місткість організованого РДД коливалася в діапазоні 5,8–8 ТВтг, з яких 4–7 ТВтг було пов'язано із виконанням ПСО за фіксованими цінами, 0,6–1,3 ТВтг було продано виробниками ЕЕ – суб'єктами державної власності, і лише 0,04 ТВтг було реалізовано в комерційних секціях. У 2019 р. ініціаторами торгів на організованому РДД були лише 12 учасників.

У 2020 р. (пандемійний період) перелік обов'язкових сесій організованої електронної торгівлі за двосторонніми договорами розширився, а питома вага спеціальних сесій за ПСО скорочувалася. Зменшення частки ПСО для АТ «НАЕК Енергоатом» та ПрАТ «Укргідроенерго» із березня 2020 р. дозволила їм брати участь у спеціалізованих сесіях торгівлі ЕЕ для суб'єктів державної власності. Реалізація ЕЕ у 2020 р. АТ «НАЕК Енергоатом» та ПрАТ «Укргідроенерго» на УЕБ складала 14 ТВтг та 1 ТВтг. Також із 4 кварталу 2020 р. запроваджено спеціальні сесії для електронної торгівлі ЕЕ із альтернативних джерел енергії (АДЕ), виключно для відновлюваних, де відтоді ДП «Гарантований покупець» реалізує ЕЕ, закуплену у виробників за «зеленим» тарифом. Обсяг торгів «зеленою» ЕЕ у 4 кварталі 2020 р. склав 0,42 ТВтг. Реалізація ЕЕ на комерційних секціях продовжувала зростати та протягом 2020 р. було продано 1,7 ТВтг, у т. ч. було відкрито комерційну секцію торгівлі ЕЕ в режимі коефіцієнтів до ціни на РДН, на якій було продано 1,2 ТВтг. У результаті місячна місткість організованого РДД зросла із 7,1 ТВтг у січні 2020 р. до 13,2 ТВтг у листопаді 2020 р. Загалом у 2020 р. на організованому РДД було продано 117,3 ТВтг ЕЕ, що склало 78 % від річного електроспоживання. Ініціаторами торгів були 19 учасників ринку.

У 2021 р. на організованому РДД України було продано 258,8 ТВтг ЕЕ, що склало 167,2 % від річного електроспоживання, у т. ч. у помісячному розрізі місткість цього сегмента ринку коливалася в діапазоні 14,6 ТВтг (серпень 2021 р.) – 28,1 ТВтг (липень 2021 р.). Перевищення обсягу реалізації ЕЕ на організованому РДД над електроспоживанням в Україні свідчило про зростання ліквідності цієї форми торгівлі. Сприяли цьому, перша за все, зростання обсягів реалізації АТ «НАЕК Енергоатом», які у 2021 р. коливалися в діапазоні 9,4 ТВтг (липень 2021 р.) – 22,1 ТВтг (листопад 2021 р.), у т.ч. через зміну моделі ПСО із товарної на фінансову. Водночас протягом січня – липня 2021 р. відбулося звуження обсягу реалізації ЕЕ на комерційних секціях із 1,5 ТВтг до 0,8 ТВтг.

Із початком розгортання європейської енергетичної кризи Верховною Радою України було введено тимчасове зобов'язання (01.09.2021 р. – 01.04.2022) щодо продажу виробниками ЕЕ за двосторонніми договорами виключно в організований спосіб (на електронних аукціонах).

Тобто умови торгівлі приватними виробниками ЕЕ (зокрема ПАТ «Донбасенерго», АТ «ДТЕК Дніпроенерго», АТ «ДТЕК Західенерго» та ТОВ «ДТЕК Східенерго» тощо) було прирівняно до умов торгівлі виробниками ЕЕ – суб'єктами державної власності (зокрема ПАТ «Центренерго, АТ «НАЕК Енергоатом» та ПрАТ «Укргідроенерго» тощо), строкова торгівля всієї виробленої ЕЕ перейшла до спеціалізованих сесій (на виконання п. 6. ст. 66 ЗУ «Про ринок електричної енергії» [11]). У зв'язку з законодавчим нововведенням обсяг реалізації ЕЕ на комерційних секціях відновився на рівні 1,8–1,9 ТВтг/міс. Індeksi цін ЕЕ на організованому РДД набули власних тенденцій, а із 4 кварталу 2021 р. зовсім припинилися торги на комерційній секції в режимі коефіцієнтів. Розбудова «зеленої» генерації в Україні спонукала до зростання обсягів торгів ДП «Гарантований покупець» на спеціалізованих сесіях з продажу ЕЕ з АДЕ із 0,2 ТВтг (січень 2021 р.) до 1,2 ТВтг (грудень 2021 р.). Всього за двосторонніми договорами було реалізовано 7,9 ТВтг «зеленої» ЕЕ. Зростання ліквідності організованого РДД та законодавчі ново-

введення спонукали до того, що ініціаторами аукціонів в 2021 р. були 67 учасників ринку.

У 2022 р. на організованому РДД було реалізовано 169 ТВтг, з яких 42,3 % припадало на 1 квартал 2022 р., у т. ч. за договорами, укладеними в минулих періодах. Військова агресія рф проти України звузила місткість цього сегмента ринку до 9-10 ТВтг/міс. у квітні – вересні 2022 р., хоча у жовтні – грудні 2022 р. спостерігалось її часткове відновлення на рівні 12–13 ТВтг. Зокрема, обсяг реалізації ЕЕ за двосторонніми договорами АТ «НАЕК Енергоатом» скоротився із 16,8 ТВтг у січні 2022 р. до 6,2 ТВтг у грудні 2022 р. Незважаючи на те, що законодавчу норму щодо продажу ЕЕ виробниками на електронних аукціонах було зроблено постійною, звуження місткості ринку мало місце і на комерційних секціях, із 2 ТВтг в січні 2022 р. до 0,3 ТВтг в грудні 2022 р. Обсяг торгів «зеленою» ЕЕ на організованому РДД також зазнав суттєвого скорочення, із 0,7 ТВтг у січні 2022 р. до 0,07 ТВтг у грудні 2022 р. Однак, незважаючи на повномасштабну війну ініціаторами торгів, на організованому РДД були 73 учасники ринку, що при кількісному скороченні місткості ринку свідчило, що якісно зберігалася зацікавленість у строковій торгівлі ЕЕ.

У 2023 р. спостерігалось подальше падіння місткості організованого РДД під натиском російського енергетичного терору, I фаза якої тривала із 11 вересня 2022 р. по 9 березня 2023 р. Внаслідок цього місткість цього сегмента ринку коливалася у діапазоні 5–7 ТВтг/міс. протягом всього 2023 р., а всього на ньому було продано 72 ТВтг. Переважна частина обсягів, 84 %, була продана на спеціальних сесіях для виробників ЕЕ, та 4 % та 5 % на комерційних сесіях та спеціальних сесіях із торгівлі «зеленою» ЕЕ відповідно, а решта – за спеціальними обов'язками. Всього ініціаторами торгів на організованому РДД України в 2023 р. були 47 учасників ринку.

I квартал 2024 р. мав споріднені тенденції організованої торгівлі ЕЕ із 2023 р. Однак II фаза енергетичного терору, яка тривала із 22 березня 2024 р. по 22 червня 2024 р., обумовила нові масштабні руйнування генерації в Україні, внаслідок чого місткість організа-

ного РДД скоротилася із 8 ТВтг у березні 2024 р. до 3,5 ТВтг у червні 2024 р. Зокрема, обсяги строкової торгівлі ЕЕ виробниками ЕЕ скоротилися із 6,5 ТВтг до 2,5 ТВтг (у т.ч. для ПАТ «Центренерго» із 435 ГВтг до 0), а комерційна торгівля – із 0,3 ТВтг до 0,1 ТВтг у березні та червні 2024 р. відповідно. Натомість обсяги строкової торгівлі «зеленою» ЕЕ зросли із 0,2 ТВтг у січні 2024 р. до 0,8 ТВтг у червні 2024 р. Всього у 2 кварталі 2024 р. за строковими договорами було реалізовано на -36 % менше порівняно із аналогічним періодом минулого року та на -80 % порівняно із аналогічним періодом довоєнного рівня. Ініціаторами торгів протягом I півріччя 2024 р. були лише 36 учасників ринку.

Загалом протягом 5-річного періоду функціонування європейської моделі РЕЕ в Україні, його строковий сегмент відзначався хаотичними та інтуїтивними тенденціями розвитку, які виражалися в безперервних законодавчих змінах. Пандемія Covid-19, європейська енергетична криза і війна рф проти України оголили проблему необхідності забезпечення комерційної відповідності фізичним можливостям генерації/споживання. Хоча, як показує досвід 2021 р., строкова торгівля є привабливою для продавців та покупців ЕЕ з огляду на можливість строкового планування власних надходжень та витрат, проте потребує постійного узгодження у міру наближення до фактичного моменту електропостачання.

Особливістю строкової торгівлі є укладання двосторонніх договорів на пакети блочних продуктів на поставку ЕЕ для ряду послідовних годин. У II півріччі 2019 р. – I півріччі 2024 р. відбулася диверсифікація продуктів на організованому РДД (рис. 4.4).

На старті нової моделі РЕЕ в Україні (3 квартал 2019 р. – 1 квартал 2020 р.) переважна частина організованої торгівлі припадала на ПСО, і лише 14–15 % – на інші продукти. Зменшення частки ПСО, покладених на АТ «НАЕК Енергоатом» та ПрАТ «Укрідроенерго», із березня 2020 р. дозволило їм долучитися до організованої торгівлі на конкурентних засадах. Означене обумовило поступове зростання частки базових продуктів (період поставки 0-24) із 2 % у 1 кварталі

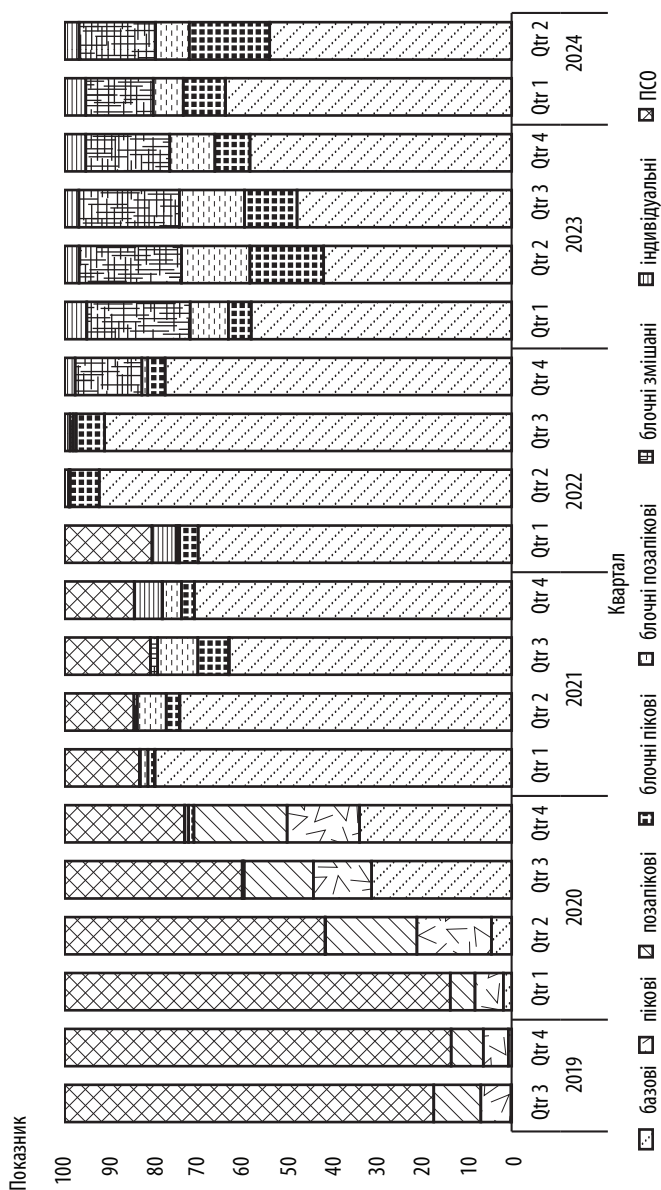


Рис. 4.4. Структура реалізації ЕЕ на організованому РДА України за продуктами у II півріччі 2019 р. – I півріччі 2024 р.

Джерело: побудовано за [9]

2020 р. до 34 % у 4 кварталі 2020 р., і одночасно розширення питомої ваги пікових (7-23) та позапікових (23-7) продуктів із 6 % до 16 % та із 6 % до 21 % відповідно. Зміна товарної на фінансову модель ПСО у 2021 р. обумовила подальше скорочення частки ПСО в структурі організованої строкової торгівлі ЕЕ до 16,5 %, водночас відбулося розширення частки базових продуктів до 73 % у 2021 р. Однак із строкової організованої торгівлі зникли пікові та позапікові продукти, які перетворилися на блочні продукти за певними годинами навантаження. Частка блочних продуктів склала 8,8 % у 2021 р. Із 4 кварталу 2021 р. також було запроваджено торгівлю продуктами індивідуального профілю навантаження, частка яких склала 6,2 % у цьому періоді.

Від початку військової агресії проти України з 2022 р. постачальники універсальних послуг здійснюють закупівлю ЕЕ для забезпечення загальносуспільних інтересів на комерційних засадах, отримуючи плату (компенсацію) за цю послугу. Частка базових контактів у 2–3 кварталах 2022 р. сягнула 92 % в кожному, зменшившись до 78 % у 4 кварталі 2022 р. У 2023 р. – I півріччі 2024 р. склад продуктів став найбільш диверсифікованим, зокрема: частка базових продуктів коливалася у діапазоні 42–64 %, а блочних продуктів – у діапазоні 31–55 %, найбільш популярним з яких стають блочні змішані продукти (які поєднують години пікового і позапікового навантаження) із часткою в діапазоні 15–23 %. Частка продуктів індивідуального профілю навантаження коливалася у діапазоні 3–5 %. Отже, за 5 років функціонування європейської моделі РЕЕ в Україні портфель продуктів строкової торгівлі ЕЕ не набув усталеної форми.

У II півріччі 2019 р. – I півріччі 2024 р. змінювалися і тривалість контрактів купівлі-продажу ЕЕ на організованому РДД (рис. 4.5).

У 3 кварталі 2019 р. – 2 кварталі 2020 р. переважна частка строкових контрактів на ЕЕ, 85–96 %, укладалася на термін до 1 місяця та була пов'язана із виконанням ПСО. Частка договорів з терміном до 1 тижня коливалася у діапазоні 4,6–6,1 % у 3 кварталі 2019 р. – 1 кварталі 2020 р., а з 2 кварталу 2020 р. різко знизилася до 0,2 % та в подальших аналізованих періодах ніколи не перевищувала 2,4 %.

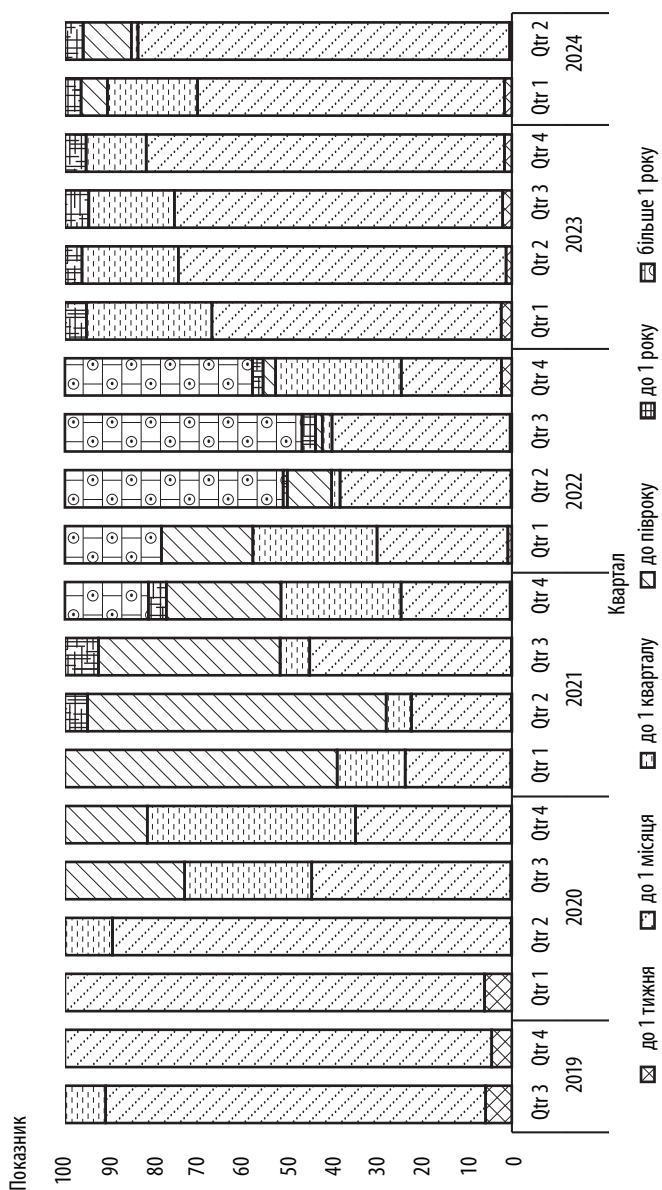


Рис. 4.5. Структура реалізації ЕЕ на організованому РДД України за терміном відпуску у II півріччі 2019 р. – I півріччі 2024 р.

Джерело: побудовано за [9]

Поступового розширення зазнала частка контрактів із терміном до 1 кварталу, із 9,1 % у 3 кварталі 2019 р. до 46,6 % у 4 кварталі 2020 р., основними ініціаторами таких торгів були ПАТ «Центренерго» та АТ «НАЕК Енергоатом». Також із II півріччя 2020 р. намітилася тенденція до розширення контрактів з терміном до 1 півроку, ініціатором яких виступив АТ «НАЕК Енергоатом». У 2021 р. відбулося подальше розширення питомої ваги довгострокових контрактів на поставку ЕЕ. У 3–4 кварталах 2021 р. з'являються контракти з терміном до та більше 1 року, ініціатором яких виступив також АТ «НАЕК Енергоатом».

У 2022 р., у перший рік військової агресії РФ проти України, відбулося зростання питомої ваги контрактів з терміном більше 1 року, частка яких у 2 та 3 кварталах 2022 р. склала 48,8 % та 53 % відповідно. Однак ситуація змінилася кардинально від початку енергетичного терору РФ в Україні.

Хоча частка контрактів з терміном від 1 року склала 42,2 %, у 4 кварталі 2022 р. відновилися зацікавленість у квартальних контрактах, частка яких склала 28,6 % в цьому періоді. У 2023 р. – I півріччі 2024 р. організована строкова торгівля ЕЕ змістилася в бік місячних контрактів, частка яких зросла із 64,7 % у 1 кварталі 2023 р. до 83,2 % у 2 кварталі 2024 р., тоді як частка контрактів з терміном поставки до 1 року коливалася в діапазоні 3,6–5,3 %. Отже, за профіциту генеруючих потужностей відбувалося розширення термінів дії довгострокових договорів на ЕЕ, тоді як дефіцит генеруючих потужностей, спричинений енергетичним терором, обумовив повернення до короткострокових контрактів.

Організована строкова торгівля ЕЕ на УЕБ здійснюється виключно у формі односторонніх аукціонів, ініціаторами яких виступають або продавці або покупці ЕЕ. Хоча існує можливість запровадження двосторонньої строкової торгівлі ЕЕ, її ще не запроваджено. У структурі організованого РДД в Україні переважали аукціони на продаж ЕЕ, частка яких у II півріччі 2019 р. – I півріччі 2024 р. перевищувала 90 % (рис. 4.6).

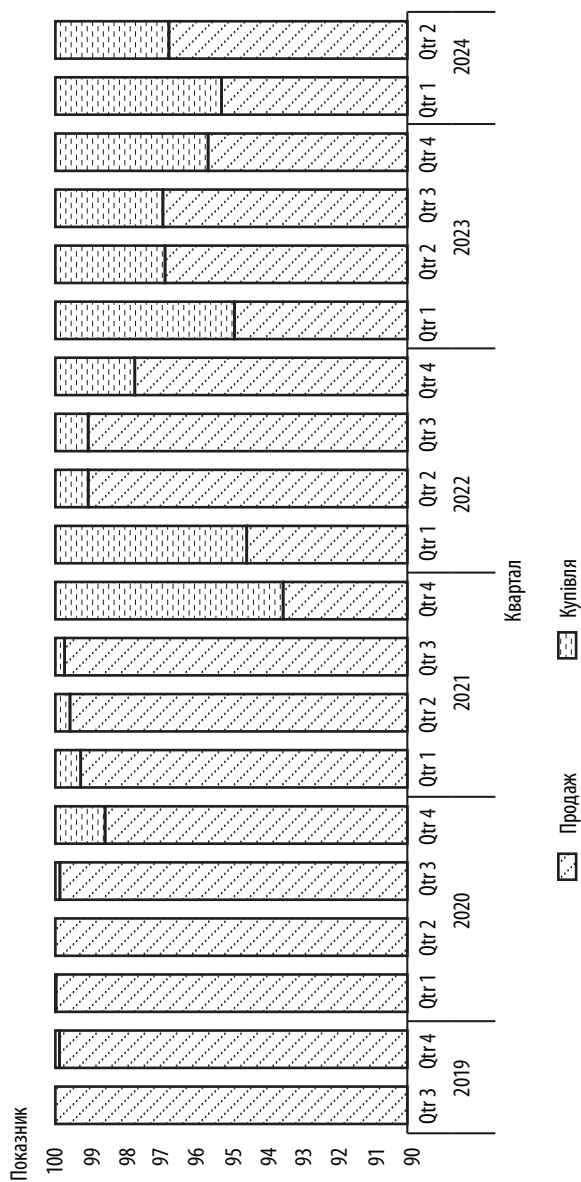


Рис. 4.6. Структура реалізації ЕЕ на організованому РРД України за видом аукціонів у II півріччі 2019 р. – I півріччі 2024 р.

Джерело: побудовано за [9]

Проте із 4 кварталу 2020 р. з'явилися пропозиції на купівлю ЕЕ. Особливої актуальності пропозиції на купівлю ЕЕ набули в період розгортання європейської енергетичної кризи у 4 кварталі 2021 – 1 кварталі 2022 р. на рівні 5–6 % від загального обсягу торгів, а також від початку енергетичного терору рф в Україні у 2023 р. – I півріччі 2024 р. на рівні 3–5 %. Покупці ЕЕ прагнули гарантувати безперервне електропостачання за фіксованими цінами. Серед продуктів на купівлю ЕЕ переважали короткострокові контракти індивідуального навантаження на період від 1 тижня до 1 місяця.

Перевагою РДД над іншими організованими сегментами РЕЕ України (РДН, ВДР та БР) є відсутність цінових обмежень щодо торгівлі ЕЕ. Динаміка цін на організованому РДД у II півріччі 2019 р. – I півріччі 2024 р. відображала вплив фундаментальних чинників в соціально-економічному становищі України, стані її енергосистеми та на зовнішніх енергетичних ринках (рис. 4.7).

Середня ціна ЕЕ на РДД у II півріччі 2019 р. становила 1352 грн / МВт-год, коливаючись в місячному розрізі від 1240 грн / МВт-год (серпень 2019 р.) до 1577 грн / МВт-год (жовтень 2019 р.). У 2020 р. внаслідок розгортання пандемії Covid-19 та виникнення профіциту в національній енергосистемі вона скоротилася на -5,8 %, але адаптація до пандемійних обмежень, висока аварійність генерації та дефіцит запасів вугілля в Україні обумовили поступове зростання ціни ЕЕ на РДД із 1199 грн / МВт-год у 3 кварталі 2020 р. до 1445 грн / МВт-год у 1 кварталі 2021 р.

У II півріччі 2021 р., у відповідь на розгортання європейської енергетичної кризи, ціни ЕЕ на РДД також зазнали підвищення. Так, у 3 кварталі 2021 р. ціни ЕЕ на РДД склали 1409 грн / МВт-год, або +18 %, а у 4 кварталі – 2752 грн / МВт-год, або +109 % порівняно із відповідними періодами минулого року. Зростаючий ціновий тренд вдалося стабілізувати лише у лютому 2022 р., коли ціни ЕЕ на РДД скоротилися на -15 % порівняно із попереднім місяцем. Початково військова агресія рф проти України дестабілізувала енергосистему України, обумовивши значні профіцити електрогенерації, внаслідок

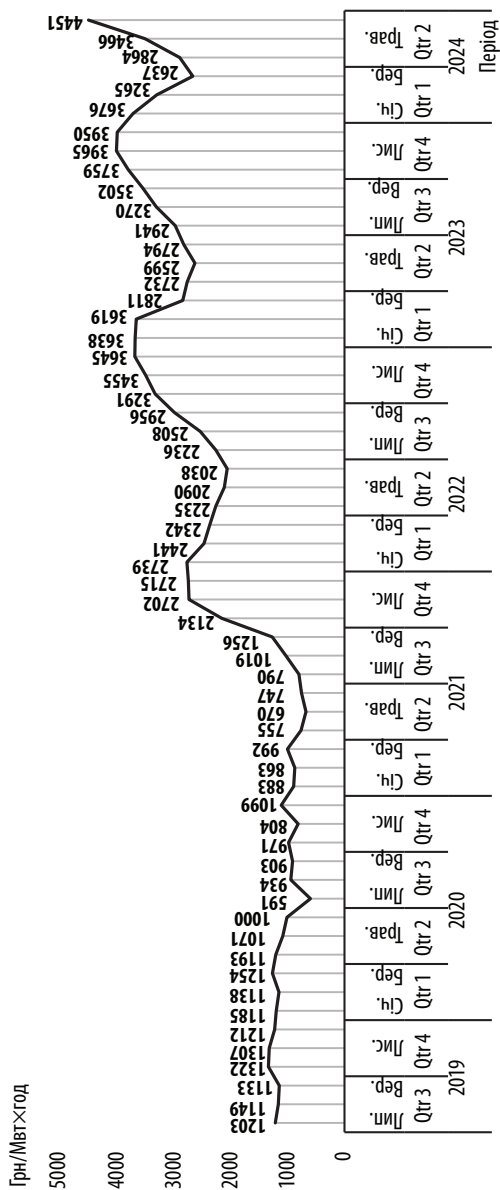


Рис. 4.7. Динаміка цін ЕЕ на організованому РДД України у II півріччі 2019 р. – I півріччі 2024 р.

Джерело: побудовано за [9]

чого ціни ЕЕ на РДД в Україні скоротилися із 2375 грн / МВт·год у березні 2022 р. до 2045 грн / МВт·год у червні 2022 р. Проте із липня 2022 р. ціновий тренд розвернувся на зростання та поступово посилювався внаслідок енергетичного терору рф в Україні, розпочатого із вересня 2022 р., внаслідок якого ціни ЕЕ на РДД зросли на +24,3 % порівняно з аналогічним періодом минулого року. Протягом 2023 р. мала місце нова хвиля зростання цін ЕЕ на РДД, які у грудні 2023 р. підвищилися ще на +8 % проти грудня минулого року. Закінчення опалювального періоду та проведена ремонтна кампанія дозволили скоротити ціни ЕЕ на РДД на -6,4 % у березні 2024 р. проти відповідного періоду минулого року.

Проте друга фаза енергетичного терору рф проти України, розпочата 22 березня 2024 р., обумовила новий посилений виток зростання цін ЕЕ на РДД України, які у червні 2024 р. зросли на +59,2 % проти червня 2023 р. Зруйновані генеруючі потужності та енергетична інфраструктура обумовили підвищення цін ЕЕ для поставки в наступних періодах.

За видами аукціонів динаміка цін ЕЕ на РДД мала споріднені, але нетотожні тенденції (рис. 4.8).

Найдешевшою ЕЕ на РДД була на спеціальних сесіях у її виробників. Так, її середня ціна у II півріччі 2019 р. склала 1343 грн / МВт·год, знизившись на -13,1 % протягом 2020 р. У 2021 р. відбувалося поступове її зростання, середні значення якої сягли 2341 грн / МВт·год у грудні 2021 р., збільшившись на +46,5 % у середньорічному вимірі, у 2022 р. зростання склало +49,4 %, а у 2023 р. – +19,8 % порівняно з відповідними минулими періодами. У червні 2024 р. ціна ЕЕ на спеціальних сесіях для виробників досягла 4715 грн / МВт·год.

Найдешевшою в Україні була ЕЕ, вироблена гідро- та атомними електростанціями, однак і їх ринкові ціни зросли із 674 грн / МВт·год до 4830 грн / МВт·год та із 567 грн / МВт·год до 5541 грн / МВт·год у липні 2019 р – червні 2024 р. Ціна теплової генерації на ПАТ «Центренерго» зросла із 1237 грн / МВт·год у липні 2019 р. до 3500 грн / МВт·год у травні 2024 р. (всі генеруючі потужності ком-

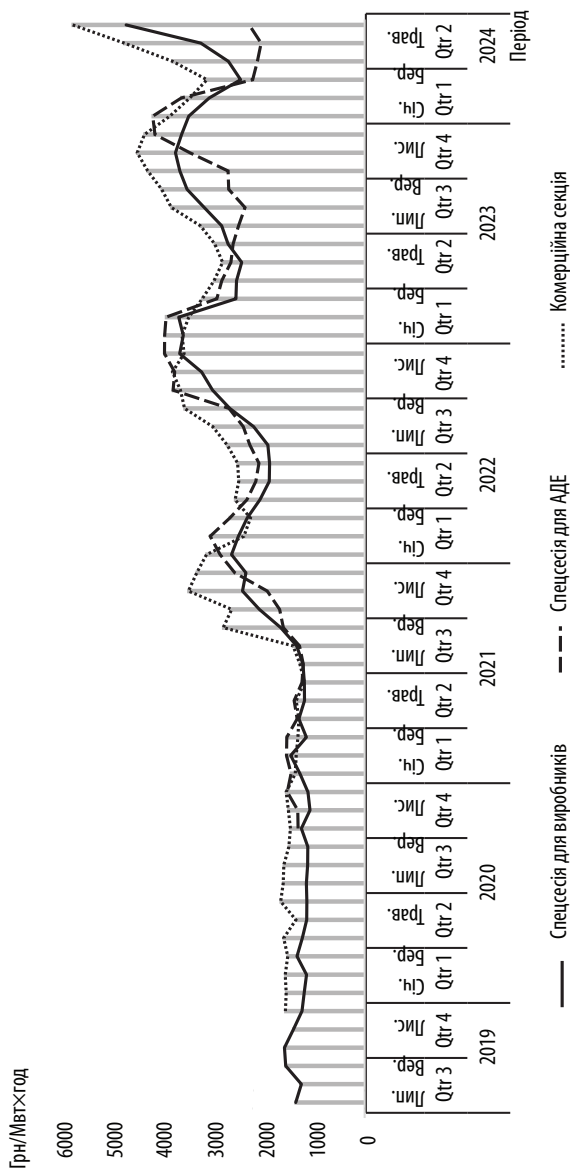


Рис. 4.8. Динаміка цін ЕЕ на організованому РДД України за аукціонними сесіями у ІІ півріччі 2019 р. – І півріччі 2024 р.

Джерело: побудовано за [9]

панії було зруйновано). Ціна приватної теплової генерації (ДТЕК Західенерго) зросла із 1631 грн / МВт·год у вересні 2019 р. до 4371 грн / МВт·год у червні 2024 р.

Найдорожчою ЕЕ на РДД була на комерційних сесіях, яка склала 1525 грн / МВт·год у 2020 р. (+30,7 % до ціни ЕЕ на спеціальних сесіях для виробників), яка зросла на +89,6 % у 2021 р. (+66,2 % до ціни ЕЕ на спеціальних сесіях для виробників), на +5,8 % у 2022 р. (+17,7 % до ціни ЕЕ на спеціальних сесіях для виробників) та на +16,1% у 2023 р. (+14,2 % до ціни ЕЕ на спеціальних сесіях для виробників). У червні 2024 р. ціна ЕЕ на комерційних сесіях становила 5776 грн / МВт·год.

ЕЕ на спеціальних для виробників з АДЕ торгувалася зазвичай вище, ніж на спеціальних сесіях для виробників, і лише в окремі періоди була нижчою за них: у липні – листопаді 2021 р. в середньому на - 9 %, в червні – листопаді 2023 р. в середньому на -16 % та у березні – червні 2024 р. в середньому на -31 %.

Відсутність цінових обмежень обумовили невикривлену динаміку цін ЕЕ за видами продуктів (рис. 4.9).

Так, у II півріччі 2019 р. ціни на базові та пікові продукти були на 18 % і 22 % вищими, а ціни на позапікові продукти були на 26 % нижчими за індекс РДД. Під час пандемії Covid-19 у 2020 р. їх відношення до індексу цін РДД складало +5 %, +10 % та -23 % відповідно. У 2021 р., до початку європейської енергетичної кризи, ціни коливалися в діапазоні для базових продуктів від 93 % до 103 %, для пікових – від 97 % до 106 %, для позапікових – 61 % до 66 % від індексу цін РДД. Тоді як із розгортанням європейської енергетичної кризи із вересня 2021 р. ціни базових продуктів скоротилися до 78–81 %, для пікових – до 97–106 %, а позапікових – до 55–29 % від індексу цін РДД. Від початку військової агресії РФ проти України базові ціни РДД скоротилися від 98 % (лютий 2022 р.) до 85 % (вересень 2022 р.) щодо індексу цін РДД, але протягом I фази енергетичного терору їх значення зросло із 90 % (жовтень 2022 р.) до 131 % (лютий 2023 р.), припинення енергетичного терору дозволило стабілізувати у діапазоні 96–106 %,

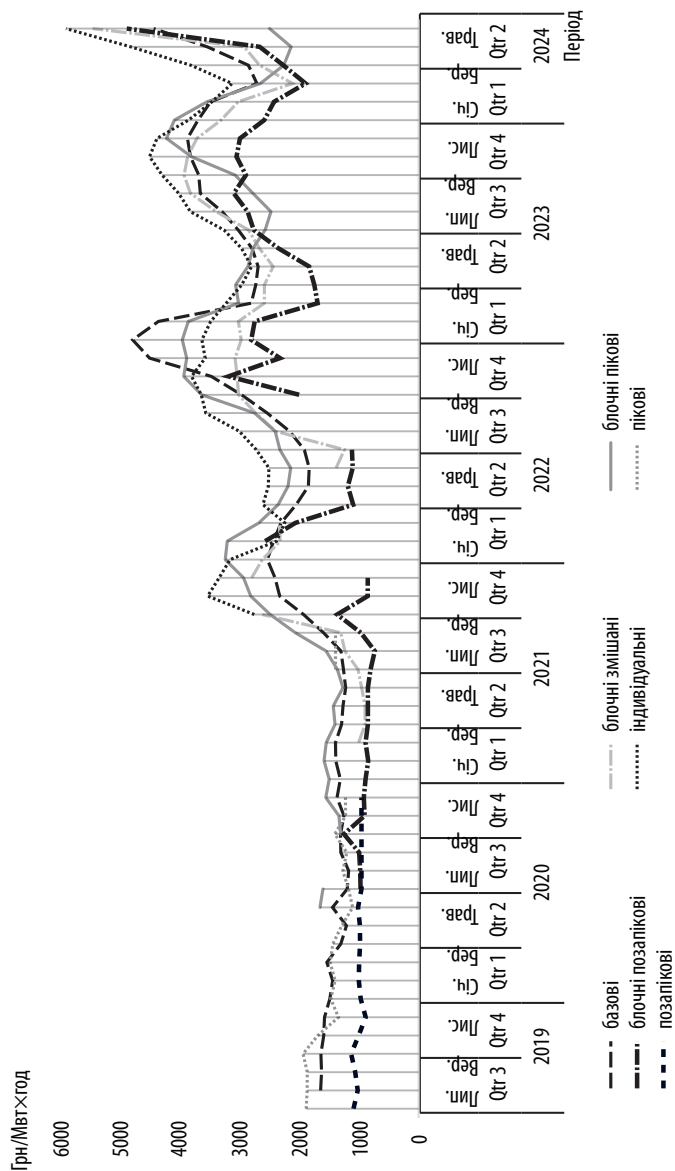


Рис. 4.9. Динаміка цін ЕЕ на організованому РДД України за продуктами у II півріччі 2019 р. – I півріччі 2024 р.

Джерело: побудовано за [9]

а II фаза енергетичного терору не вплинула на їх динаміку, а обвалила їх обсяги.

Пікові ціни мали аналогічну динаміку до початку 2024 р.: від початку скоротилися від 111 % (лютий 2022 р.) до 92 % (вересень 2022 р.), протягом I фази терору зросли із 110 % (жовтень 2022 р.) до 142 % (квітень 2023 р.), стабілізувалися у діапазоні 87 % (липень 2023 р.) – 101 % (березень 2024 р.); але протягом II фази енергетичного терору скоротилися до 65 % (квітень 2024 р.) та 56 % (червень 2024 р.). Позапікові ціни скоротилися із 104 % (березень 2022 р.) до 50 % (липень 2022 р.), зросли із 65 % (жовтень 2022 р.) до 94 % (липень 2023 р.), та до червня 2024 р. коливалися в діапазоні 77–87 %, але критичні руйнування генерації та інфраструктури обумовили їх спалах у червні 2024 р. у 110 %. Індивідуальні продукти були найдорожчими, коливаючись в діапазоні від 94 % до 139 %.

За термінами дії контракту на РДД можна зазначити зростання ціни ЕЕ у міру наближення її до фактичного моменту постачання (рис. 4.10).

Тижневі контракти були на 13–15 % дорожчими за місячні у II півріччі 2019 р. – I півріччі 2021 р., але у II півріччі 2021 р., під час європейської енергетичної кризи, здорожчали на 36 %. З початку військової агресії рф в Україні у I півріччі 2022 р. зниження та непрогнозованість електроспоживання та виникнення профіциту генерації обумовили здешевлення тижневих контрактів на 2 % порівняно із місячними, але під час енергетичного терору у II півріччі 2022 р. тижневі контракти зросли на 23 % за місячні, у т.ч. у січні 2023 р. на 84 %. Припинення енергетичного терору із квітня 2023 р. по березень 2024 р. обумовили повернення цінового спреда для тижневих контрактів у діапазон від 11 % до 16 % до місячних. II фаза енергетичного терору обумовила спалах цін тижневих контрактів на 48 % у березні 2024 р., але масштабні руйнування генерації та інфраструктури спровокували також стрімке зростання і місячних контрактів.

На старті європейської моделі РЕЕ в Україні ціни ЕЕ за кварталними контрактами були вищими за місячні на 18 % у II півріччі 2019 р.

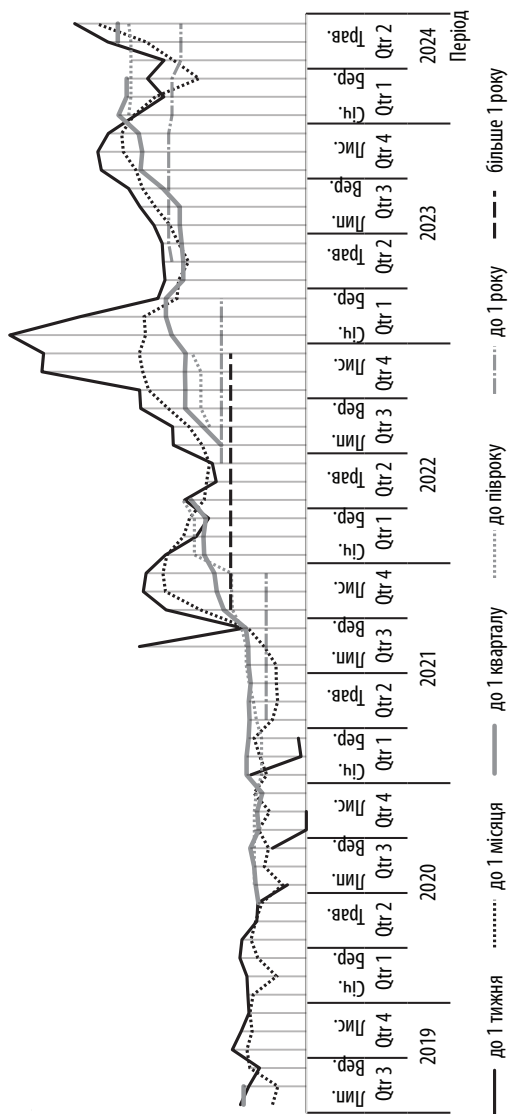


Рис. 4.10. Динаміка цін ЕЕ на організованому РДД України за термінами контракту у ІІ півріччі 2019 р. – І півріччі 2024 р.

Джерело: побудовано за [9]

та 10 % протягом пандемійного 2020 р. Вихід із пандемії обумовив підвищення зацікавленості у квартальних контрактах, ціни за якими були вищими на 47 % у 1–3 кварталах 2021 р. Зобов'язання виробників ЕЕ здійснювати строкову торгівлю виключно в організований спосіб із 01.09.2021 р., обумовила скорочення цінового спреду квартальних проти місячних контрактів до 69 % у 4 кварталі 2021 р. У воєнних 2022 р. та 2023 р. ціни квартальних контрактів становили 81 % та 93 % від місячних. Однак II фаза енергетичного терору у 2024 р. обумовила зростання цінового спреду до 121 %, що пов'язано із бажанням покупців гарантувати стабільне електропостачання за фіксованими цінами. Але масштабність руйнувань електроенергетики України обірвала торги в квітні 2024 р., а в подальшому ціновий спред став негативним.

До введення норми обов'язкового продажу всієї виробленої ЕЕ в організований спосіб ціновий спред для піврічних контрактів був зазвичай позитивним та перебував у діапазоні 109–218 % протягом 3 кварталу 2020 р. – 3 кварталу 2021 р. Після впровадження обов'язкової організованої торгівлі його значення стали негативними та коливалися від 52 % до 96 % у 4 кварталі 2021 р. – 1 кварталі 2022 р. Із початком військової агресії торгівля за піврічними контрактами була епізодичною, припинилася у 2 кварталі 2022 р., відновилася у 3–4 кварталах 2022 р. із ціновим спредом до місячних контрактів у 64–82 %, припинилася після першої фази енергетичного терору і відновилася лише у 2024 р. із позитивним ціновим спредом 110–124 %.

Річні контракти почали торгуватися на РЕЕ України із 2 кварталу 2021 р. із позитивним ціновим спредом до місячних контрактів у 130 %, але після впровадження обов'язкової організованої торгівлі його значення склали 93 % та 31 % у 3 і 4 кварталах 2021 р. У 2022 р. торгівля річними контрактами відновилася лише у 3 і 4 кварталах із спредом 70 % та 52 % відповідно. У 2023 р. негативний ціновий спред звужувався із 57 % у 1 кварталі до 81 %. Тоді як у I півріччі 2024 р. мали місце зворотні тенденції із розширення негативного спреду від 95 % у січні до 60 % у червні. Що стосується контрактів із періодом поставки більше року, то вони торгувалися лише протягом 4 кварта-

лу 2021 р. – 4 кварталу 2022 р. із ціновим спредом до місячних контрактів у 45–78 %.

Отже, запровадження обов'язкової організованої строкової торгівлі виробленою ЕЕ зумовило зростання привабливості строкових контрактів, із ціновими трендами, які визначаються фундаментальними чинниками електроенергетики України.

Результати діагностики функціонування організованого РЕЕ в Україні можемо систематизувати у вигляді когортного аналізу за модулями та наступними періодами [14; 15]: відкриття конкурентного РЕЕ в Україні (липень 2019 р. – березень 2020 р.), пандемія Covid-19 (квітень 2020 р. – грудень 2020 р.), постпандемійне відновлення (січень 2021 р. – серпень 2021 р.), європейська енергетична криза (вересень 2021 р. – лютий 2022 р.), початок військової агресії РФ проти України (березень 2022 р. – серпень 2022 р.), I фаза енергетичного терору (вересень 2022 р. – березень 2023 р.), адаптації до війни під тиском дронівих атак на енергетику (квітень 2023 р. – березень 2024 р.), II фаза енергетичного терору (квітень 2024 р. – червень 2024 р.) – результати якого наведено у *табл. 4.1*.

У процесі когортного аналізу строкового РЕЕ за модулем обсягів і структури реалізації упродовж аналізованих фаз спостерігається суттєва трансформація як загальних обсягів торгівлі, так і її внутрішньої структури. Такі зміни були обумовлені як інституційними факторами (скасуванням механізму ПСО), так і зовнішніми шоками. Середньомісячний обсяг реалізації на організованому РДД поступово зростав від 6,9 ТВт·год на етапі відкриття ринку до 10,5 ТВт·год у фазі пандемії та досягнув максимуму у 24,2 ТВт·год в умовах енергетичної кризи ЄС. Однак початок повномасштабної війни спричинив стрімкий обвал обсягів – до 12,5 ТВт·год, а з переходом до фаз енергетичного терору – до 4,3 ТВт·год у другій фазі, що відображає значне звуження ринку внаслідок зниження генерації, пошкодження інфраструктури та падіння попиту.

Частка реалізації через аукціонні механізми демонструвала сталу тенденцію до зростання. Якщо у початковій фазі (2020 рік)

Таблиця 4.1

Еволюція організованої строкової торгівлі ЕЕ в Україні у II півріччі 2019 р. – I півріччі 2024 р.

	Відкриття конкурентного РЕЕ в Україні	Пандемія Covid-19	Постпандемічне відновлення	Європейська енергетична криза	Початок військової агресії РФ проти України	I фаза енергетичного терору	Адаптація до війни в умовах драногового тиску	II фаза енергетичного терору
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Модуль обсягів та структури торгів								
Середньомісячний обсяг продажу на організованому РДД, ТВтг	6,9	10,5	20,1	24,2	12,5	9,3	6,4	4,3
Частка торгів на аукціонах, %	14,7	60,0	81,3	78,5	90,2	98,3	94,8	85,7
Частка ПСО, %	85,3	39,5	16,7	17,3	6,1	0,0	0,0	0,0
Частка сесії з АДЕ, %	0,0	0,4	2,1	4,2	3,7	1,7	5,2	14,3
Модуль продуктового портфеля								
Частка базових продуктів, %	1,0	25,3	74,5	69,4	85,5	74,4	54,4	54,1
Частка пікових продуктів	6,2	15,8	3,1	3,7	6,1	4,5	11,0	18,0
Частка позапікових продуктів, %	7,5	19,4	4,9	3,4	0,6	3,1	11,2	7,6
Частка індивідуальних та блочно-змішаних продуктів, %	0,0	0,1	0,8	6,2	1,6	17,9	23,4	20,3

Закінчення табл. 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
<i>Модуль строкових контрактів</i>								
Частка короткострокових контрактів, %	97,4	52,8	27,3	28,6	36,6	38,4	75,4	83,7
Частка середньострокових контрактів, %	2,6	47,2	69,2	50,6	21,2	26,7	20,3	12,3
Частка довгострокових контрактів, %	0,0	0,0	3,5	20,8	42,2	34,8	4,3	4,1
<i>Модуль цінової динаміки</i>								
Індекс базових цін РДД, грн/МВт-год	920	935	2199	2007	3416	3294	3462	920
Індекс пікових цін РДД, грн/МВт-год	1222	913	2513	2338	3454	3116	2289	1222
Індекс позапікових цін РДД, грн/МВт-год	894	765	1198	1510	2188	2425	3142	894
Індекс короткострокових базових цін РДД, грн/МВт-год	881	806	2340	1961	3913	3297	3396	881
Індекс середньострокових базових цін РДД, грн/МВт-год	1042	1273	2287	2194	2492	3207	3426	1042
Індекс довгострокових базових цін РДД, грн/МВт-год			1606	1645	1696	2851	2660	

Джерело: авторські розрахунки

вона становила лише 14,7 %, то вже під час пандемії досягла 60,0 %, а в подальшому утримувалася в межах 78,5–98,3 %, що вказує на переорієнтацію РДД на прозорі форми торгівлі навіть в умовах воєнного тиску. Частка ПСО демонструє протилежну динаміку: від 85,3% на старті ринку до 39,5% під час пандемії, а також подальше зниження до 16,7–17,3% у фазах енергокризи. Починаючи з I фази енергетичного терору механізм товарного ПСО повністю припиняє дію. Сесії з торгівлі ЕЕ з АДЕ, що спочатку були відсутні, почали розвиватися із фази постпандемійного відновлення та досягли 14,3% у II фазі енергетичного терору.

Загалом динаміка обсягів і структури реалізації відображає перехід від домінування адміністративного регулювання (ПСО) до аукціонної моделі торгівлі, що є одним із ключових індикаторів наближення до європейських принципів функціонування РЕЕ. Поступове розширення частки АДЕ у торгівлі вказує на зростання ролі декарбонізованої генерації, навіть в умовах багатофакторних ризиків і гібридної війни.

За модулем продуктового портфеля було ідентифіковано суттєві зрушення у продуктивній структурі торгівлі, що відображають реакцію ринку на зміну регуляторних умов, системних шоків і викликів енергетичної безпеки. Частка базових продуктів у загальному обсязі торгів зазнала кардинального зростання: від 1,0% на початку відкриття ринку до 25,3% у період пандемії Covid-19 та 74,5% у фазі постпандемійного відновлення. Максимальне її значення було зафіксовано на початку повномасштабної агресії РФ – 85,5%, що відображає домінування стандартних контрактів у періоди загальної невизначеності. Надалі спостерігалось поступове зниження до 54,1% під час II фази енерготерору.

Частка пікових продуктів мала виражену циклічну динаміку. У фазі пандемії вона зросла до 15,8%, після чого у період постпандемійного відновлення та енергетичної кризи в ЄС скоротилася до 3,1–3,7%. Однак з початком агресії РФ та початком фаз енергетичного терору її значення зросло до 18,0%. Позапикові продукти у структурі торгівлі

мали схожу траєкторію. Їх частка зросла у фазі пандемії до 19,4%, знизилась до 0,6% на початку вторгнення рф, але під час дронового натиску знову зросла до 11,2%, відображаючи потребу в додатковій сегментації графіка постачання в умовах нестабільного навантаження.

Особливої динаміки зазнала частка індивідуальних і блочно-змішаних продуктів. Запроваджені під час пандемії Covid-19, вони зросли під час енергетичної кризи в ЄС до 6,2%, а надалі – до 17,9%, 23,4% та 20,3% відповідно у трьох фазах військової агресії. Це свідчить про поступове формування сегмента кастомізованої торгівлі, орієнтованої на гнучке покриття специфічних запитів учасників ринку в умовах мережевих обмежень і дефіциту регульовальної потужності.

Загалом результати аналізу підтверджують наявність фазових зрушень у продуктивній структурі строкового ринку, що відображають адаптивну реакцію ринку на трансформації середовища – від домінування базових контрактів у стабільних фазах до зростання питомої ваги пікових, позапікових та індивідуальних продуктів у кризові періоди.

Аналіз структури строкових контрактів на організованому РДД в Україні засвідчив виразні фазові зміни у перевагах учасників ринку щодо горизонтів планування та контракування, зумовлені як зовнішніми шоками, так і внутрішніми трансформаціями енергосистеми.

Короткострокові контракти (до 1 місяця) на початковому етапі функціонування конкурентного ринку домінували – їх частка сягала 97,4%, що відповідало логіці обережного короткопланового контракування у новій ринковій архітектурі. У фазі пандемії їх питома вага суттєво знизилася до 52,8%, а в період постпандемійного відновлення і європейської енергетичної кризи – стабілізувалася на рівні 27,3–28,6%, що свідчить про перехід до довших горизонтів контракування в умовах очікуваної стабілізації. Проте початок повномасштабної агресії рф та перехід до фаз енергетичного терору повернули ринок до тактики короткопланового балансування – частка короткострокових контрактів знову зросла: 36,6%, 38,4%, а у фазах адаптації до дронового тиску та II фази терору – вже 75,4% та 83,7% відповідно.

Середньострокові контракти (до кварталу або півроку) стали основною альтернативою у фазах пандемії (47,2%) та особливо в період постпандемійного відновлення (69,2%), коли учасники ринку прагнули зафіксувати ціни на середній горизонт. Їх питома вага знизилася до 21,2–26,7% у фазах початку війни та енерготерору, а у фазах адаптації та другої фази збройного тиску становила лише 20,3% та 12,3% відповідно, що свідчить про звуження попиту на середній горизонт через високу невизначеність.

Довгострокові контракти (до 1 року і більше) спостерігалися лише починаючи з періоду постпандемійного відновлення (3,5%), однак набули значної ролі на початку агресії рф (42,2%) та першої фази енергетичного терору (34,8%), коли споживачі намагалися зафіксувати безперервність постачання на тривалий період. У подальших фазах частка довгострокових контрактів зменшилася – 4,3% та 4,1%, що свідчить про небажання сторін брати довгострокові зобов'язання в умовах перманентних атак на об'єкти електроенергетичної системи України.

Загалом динаміка строкової структури ринку демонструє циклічні адаптації контрактної поведінки до глибини кризи: від переважання короткострокових угод у фазах високої невизначеності – до спроб стабілізувати умови через середньо- та довгострокове контрагування у більш передбачувані періоди. Це дозволяє трактувати строкову структуру контрактів як індикатор ризикосприйняття та довіри учасників до прогнозованості функціонування енергетичної системи.

Цінові індекси строкового РЕЕ демонструють нерівномірну динаміку з вираженими фазовими сплесками, зумовленими як внутрішніми структурними перебудовами, так і зовнішніми шоками – пандемією, енергетичною кризою, військовою агресією та масованими ударами по енергетичній інфраструктурі України. Індекс базових цін РДД у фазі запуску ринку становив 1551,5 грн/МВт·год, проте вже в пандемію знизився до 919,5 грн/МВт·год. Після цього відбулося коротке стабілізаційне відновлення (935,4 грн/МВт·год), але в умовах європейської енергокризи спостерігалось стрімке зростання до 2198,9 грн/МВт·год. Цей тренд продовжився під час початку повно-

масштабної війни (2006,6 грн/МВт·год) і в умовах енергетичного терору сягнув пікових значень – 3462,2 грн/МВт·год під час II фази енергетичного терору.

Індекс пікових цін РДД був вищим за базовий лише в окремих фазах (пандемія – 1221,7 грн/МВт·год, європейська енергетична криза – 2512,7 грн/МВт·год, війна – 2338,0 грн/МВт·год, енерготерор – 3454,1 грн/МВт·год), однак у II фазі терору спостерігається зниження пікових цін до 2289,4 грн/МВт·год, нижче базових, що свідчить про викривлення спотового профілю добового попиту через аварійність. Індекс позапікових цін демонструє поступове зростання з 765–893 грн/МВт·год до 3142,1 грн/МВт·год, причому найбільш виражене зростання відбулося у фазах дронівих атак, коли нічне навантаження системи не знижувалося, а окремі генерації не могли гнучко реагувати на добову динаміку.

Ціни за строками контрактів також продемонстрували виразну фазову диференціацію: короткострокові базові ціни в умовах воєнного часу зростали найдинамічніше – від 806,2 грн/МВт·год (2021 р.) до 3912,9 грн/МВт·год (I фаза енерготерору), що свідчить про запит на негайне забезпечення поставок у пікові ризикові періоди. Середньострокові ціни були дещо нижчими, але демонстрували стабільне зростання – з 1272,7 до 3425,5 грн/МВт·год, відображаючи страхування від майбутньої нестабільності. Довгострокові базові ціни сягнули піку 2850,7 грн/МВт·год у фазі дронівого тиску, але знизились у II фазі до 2659,5 грн/МВт·год, що вказує на слабшу довіру до прогнозованості системи в довгостроковому горизонті.

Загалом цінова динаміка організованого РДД демонструє асиметричну та фазову реакцію на системні ризики, а також зміщення цінових очікувань залежно від горизонту контракування. Зростання вартості короткострокових угод у фазах терору свідчить про високий рівень невизначеності, тоді як відносно нижчі довгострокові ціни – про ризик-фактор недовіри до стабільності системи у майбутньому.

Таким чином, можна виділити такі ключові тенденції розвитку строкової торгівлі ЕЕ в Україні: (і) різкі зміни в обсягах реалізації,

пов'язані із постійними нормативними нововведеннями; (ii) постійна диверсифікація та відсутність усталеного портфеля продуктів; (iii) залежність термінів контрактів від стану електроенергетичної системи; (iv) неузгодженість пропозиції виробників ЕЕ із попитом зі сторони споживачів; (v) формування власного цінового тренду обумовлено фундаментальними чинниками, а не встановленими ціновими обмеженнями. Пандемія Covid-19, європейська енергетична криза і війна рф проти України оголила проблему необхідності забезпечення комерційної відповідності строкової торгівлі фізичним можливостям генерації/споживання. Хоча, як показує досвід 2021 р., строкова торгівля є привабливою для продавців та покупців ЕЕ з огляду на можливість строкового планування власних надходжень та витрат, проте потребує постійного узгодження у міру наближення до фактичного моменту електропостачання. Зважаючи на вищевикладене, організація строкової торгівлі ЕЕ потребує подальших вдосконалень. Проблема узгодження строкових комерційних потоків ЕЕ із фізичними потоками в реальному часі може бути вирішена шляхом розбудови торгівлі фінансовими деривативами на ЕЕ із можливістю їх конвертації у товарні продукти.

4.2. Аналітичне забезпечення з моніторингу ринку електричної енергії країни

З метою аналітичного забезпечення організованих сегментів спотової торгівлі ЕЕ (РДН, ВДР та БР) розроблено модульну аналітичну модель, яка базується на структурованому аналізі ключових характеристик сегментів за сегментами РЕЕ, яка містить 4 функціонально-взаємопов'язані модулі, що дозволяють здійснювати комплексну оцінку динаміки торгів, продуктової диверсифікації, ринкової рівноваги, цінової динаміки та цінових профілів під впливом фундаментальних і регуляторних чинників, та системних шоків (табл. 4.2). На відміну від традиційних підходів, така модель враховує погодинну деталізацію та продуктові трансформації, забезпечуючи підвищену чутливість діагностики до змін у ринковому середовищі та функціонуванні електроенергетичної систем [15].

Таблиця 4.2

Структура модульної аналітичної моделі спотових сегментів РЕЕ

Модуль	Функціональне призначення	Ключові параметри
Модуль обсягів торгів за часовою динамікою	Визначення фазових змін місткості за сегментами ринку під впливом різних чинників	Фізичні та вартісні обсяги, частка сегмента у структурі РЕЕ, темпи змін під впливом різних чинників
Модуль продуктової диверсифікації	Оцінка трансформації структури торгів за продуктами (режимами навантаження)	Частка пікових, позапікових і напів-пікових годин у загальних обсягах та вартості торгів
Модуль ринкової рівноваги	Аналіз співвідношення попиту й пропозиції та рівня конкуренції	Динаміка та співвідношення заявлених до акцептованих обсягів; погодинні профілі попиту / пропозиції; фазові зрушення ринкової напруги
Модуль цінової динаміки та профілів	Діагностика цінового тиску, волатильності та ефективності цінових обмежень	Індекси базових, пікових, позапікових, напівпікових цін; співвідношення фактичних і граничних цін у погодинному розрізі

Джерело: розроблено автором

У цьому дослідженні ця модель апробована для 8 періодів, протягом перших 5 років функціонування РЕЕ в Україні, а саме [16]: відкриття конкурентного РЕЕ (II півріччя 2019 – I квартал 2020 р.), пандемія Covid-19 (II квартал – IV квартал 2020 р.), постпандемійне відновлення (січень – серпень 2021 р.), європейська енергетична криза (вересень 2021 р. – лютий 2022 р.), початок повномасштабної війни РФ проти України (березень – серпень 2022 р.), I фаза енергетичного терору (вересень 2022 – березень 2023 р.), адаптація до воєнного стану та дронових атак (квітень 2023 р. – березень 2024 р.), I фаза енергетичного терору (квітень – червень 2024 р.).

Вихідними даними для апробації цього аналітичного забезпечення стали дані АТ «Оператор ринку» для сегментів РДН та ВДР [12],

а також ПРАТ «НЕК Укренерго» для БР [13] за II півріччя 2019 р. – I півріччя 2024 р.

Ринок на добу наперед (РДН) є організованим спотовим сегментом РЕЕ, який функціонує у формі двосторонніх «залпових» аукціонів за маржинальним методом ціноутворення. Означене обумовлює недискримінаційну торгівлю ЕЕ, оскільки всі продавці отримують, а покупці сплачують рівноважну ціну для кожної години її постачання на добу наперед. Це дозволяє вважати РДН індикативним сегментом РЕЕ щодо інших. Особливостями функціонування РДН в Україні є жорсткі регуляторні обмеження: гранична нижня межа обов'язкового місячного обсягу продажу ЕЕ виробникам та імпортерам не менше 10 %; граничні ціни – прайс-кепи (тимчасові мінімальні та / або максимальні цінові обмеження), які встановлюються та змінюються енергетичним регулятором (*табл. 2.11 Розділу 2*).

За 5 років функціонування РДН в Україні на ньому було продано 136 ТВтг ЕЕ на 13,9 Квадр грн (*рис. 4.11*).

Динаміка торгівлі на РДН засвідчує значну його варіабельність залежно від стану електроенергетичної системи, соціально-економічного положення в країні та регуляторних обмежень. На старті нової моделі РЕЕ в Україні (липень 2019 р. – березень 2020 р.) фіксувалися найвищі місячні обсяги торгів ЕЕ на РДН – в середньому 4 ТВтг/міс., та за цей період було продано 34,9 ТВтг ЕЕ на суму 35,6 трлн грн. Із 18.09.2019 по 04.12.2019 було надано дозвіл на імпорт ЕЕ з країн, що не є членами Енергетичного співтовариства (рф та рб) на РДД та БР, яке обумовило скорочення обсягів торгів на РДН у жовтні-листопаді 2019 р. (п. 8 ст. 67 Закону України «Про РЕЕ» було виключено [11]). Як наслідок, обсяг торгів на РДН знизився у жовтні 2019 р. до 3,2 ТВтг. Згодом було введено постійний мораторій на імпорт ЕЕ з рф та рб на РДД та БР, що спонукало до зростання обсягів торгів на РДН у грудні 2019 р. – березні 2020 р. У січні 2020 р. обсяг торгів на РДН досяг історичного максимуму в 5,0 ТВтг.

Пандемія Covid-19 в Україні у 2 кварталі 2020 р. різко скоротила обсяги електроспоживання в Україні та відповідно знизила місячну місткість РДН до 1,9 ТВтг у червні цього року. Загалом у цей період

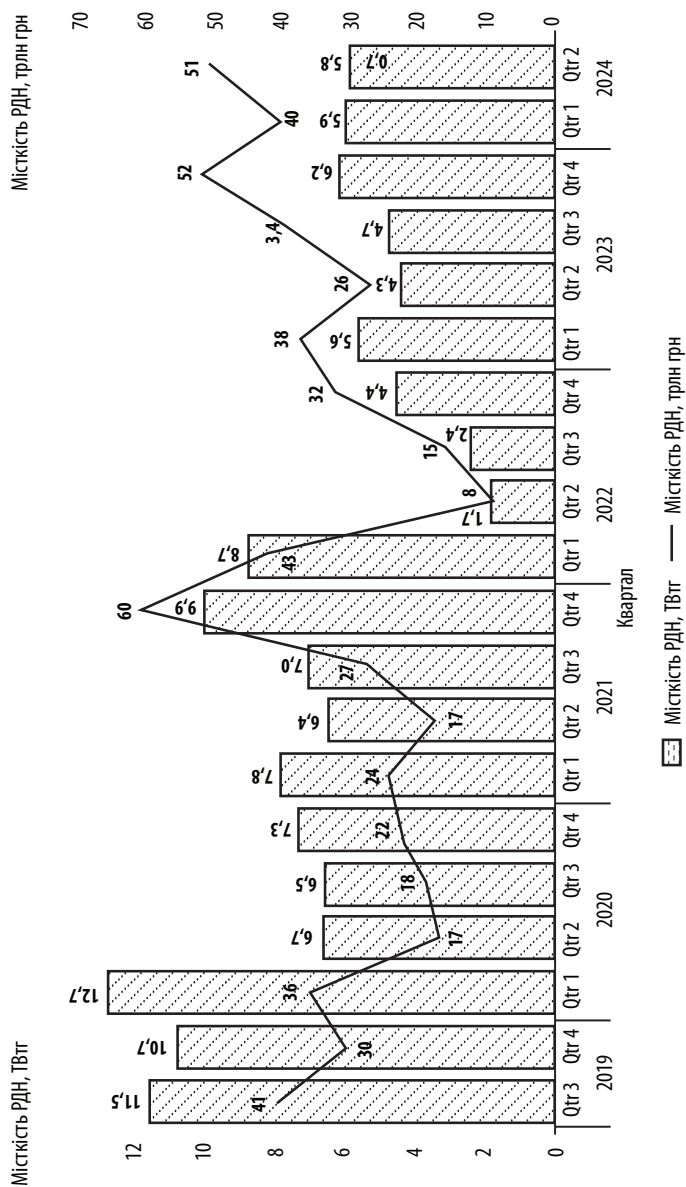


Рис. 4.11. Динаміка акцептованих обсягів купівлі-продажу ЕЕ на РДН України у II півріччі 2019 р. – I півріччі 2024 р.

Джерело: побудовано автором за [12]

середньомісячний фізичний обсяг торгів становив 2,3 ТВтг, а вартісний – 2.14 трлн грн. Поступова адаптація до ковідних обмежень та підняття прайс-кепів для позапікових годин навантаження дозволили відновити обсяги торгів на РДН у II півріччі 2020 р., із 2,1 ТВтг у липні до 2,5 ТВтг у грудні цього року. Всього у 2020 р. на РДН було продано 33,1 ТВтг ЕЕ на суму 374 трлн грн.

У I півріччі 2021 р. місячна місткість РДН коливалася в ковідному діапазоні 1,9–2,7 ТВтг, що демонструвало поступове відновлення ринку. У II півріччі 2021 р. в Європі розгорталася енергетична криза: різкий стрибок цін на енергоресурси та викиди CO₂ спонукав до зростання цін ЕЕ. У відповідь на кризу у серпні 2021 р. НКРЕКП були затверджені нові прайс-кепи для РДН України, що спонукало до підвищення привабливості цього сегмента РЕЕ (оскільки електроенергетика України була атомно-вугільною, а не газоорієнтованою). Відповідно обсяги торгів на РДН України зросли із 2,3 ТВтг у липні до 4,2 ТВтг у грудні цього року. Відповідні тенденції збереглися і у січні-лютому 2022 р. – 4,4 ТВтг та 3,1 ТВтг, із вартісними показниками 8,6 трлн грн та 4,1 трлн грн відповідно. Загалом у період європейської енергетичної кризи (вересень 2021 р. – лютий 2022 р.) середньомісячний обсяг склав 3.3 ТВтг/міс., а середня вартість зросла до 6,1 трлн грн/міс. Всього у 2021 р. на РДН України було продано 31,2 ТВтг ЕЕ на суму 490 трлн грн.

Повномасштабна агресія рф проти України різко «обвалила» місткість РДН, торги на якому скоротилися із 1,2 ТВтг у березні до 0,4 ТВтг у червні 2022 р. Для стабілізації роботи РДН із 28.02.2022 р. були запроваджені нижні прайс-кепи. Адаптація до функціонування економіки в умовах воєнного стану дозволила збільшити обсяги торгів із 0,7 ТВтг у липні до 0,9 ТВтг у вересні 2022 р. Розпочата I фаза російського енергетичного терору із вересня 2022 р. підвищила привабливість спотової торгівлі ЕЕ (відбулося перетікання обсягів торгівлі із РДД), і місячна місткість РДН коливалася у діапазоні 1,4–1,6 ТВтг/міс. протягом 4 кв. 2022 р. Всього у 2022 р. було продано на РДН 17,1 ТВтг ЕЕ на суму 401 трлн грн, що склало лише 55 % від довоєнного рівня 2021 р.

Протягом 2023 р. обсяг торгів на РДН коливався у діапазоні 1,3 ТВтг/міс. (вересень) – 1,7 ТВтг/міс. (липень), демонструючи адаптацію ринку та функціонування ринку в умовах постійних безпекових загроз. У 2023 р. верхні прайс-кепи на ЕЕ зростали двічі (30.06.2023 та 30.11.2023) та були диференційовані за режимами її постачання: позапіковий, напівпіковий та піковий. Всього у 2023 р. на РДН було продано 20,8 ТВтг ЕЕ на суму 613 трлн грн.

У І півріччі 2024 р. обсяг торгів на РДН України, незважаючи на ІІ фазу російського енергетичного терору, за квітень-червень 2024 р. коливався на рівні 1.8-2.0 ТВтг/міс., а вартість за ці місяці зросла із 4,1 трлн грн у квітні до 7,1 трлн грн у червні цього року. Всього у І півріччі 2024 р. було продано 11,7 ТВтг ЕЕ, що становить 52 % від старту нової моделі РЕЕ в Україні та 81 % від відповідного періоду довоєнного 2021 р.

Таким чином, динаміка РДН в Україні у ІІ півріччі 2019 р. – І півріччі 2024 р. демонструвала його чутливість до ендогенних та екзогенних чинників та водночас засвідчила його ключову роль як адаптивного ринкового механізму у балансуванні попиту та пропозиції.

Диференційовані прайс-кепи за режимами навантаження обумовлювали диверсифікацію продуктів на РДН (рис. 4.12).

На початковому етапі відкриття конкурентного РЕЕ в Україні торги на РДН мали співвідношення 65% пікових (8-23) до 35% позапікових (24-7) обсягів купівлі-продажу, а за вартістю це співвідношення становило 87% до 13%. Поступово частка позапікових обсягів купівлі-продажу ЕЕ на РДН скорочувалася. Навіть підняття цінових обмежень для позапікових продуктів (на 28% з 31.07.2020 та ще на 63% з 01.08.2021) не підвищило їх комерційну привабливість. Під час пандемії Covid-19 частка позапікового режиму скоротилася в середньому до 29 % за фізичним обсягом та 11 % за вартістю, внаслідок зниження пропозицій ЕЕ за непривабливими для виробників цінами. У період постпандемійного відновлення структура залишається відносно стабільною, з переважанням пікового режиму (в середньому 72% за обсягом та 90% за вартістю), що свідчить про стабілізацію ринкових умов без значних змін у добовому профілі споживання.

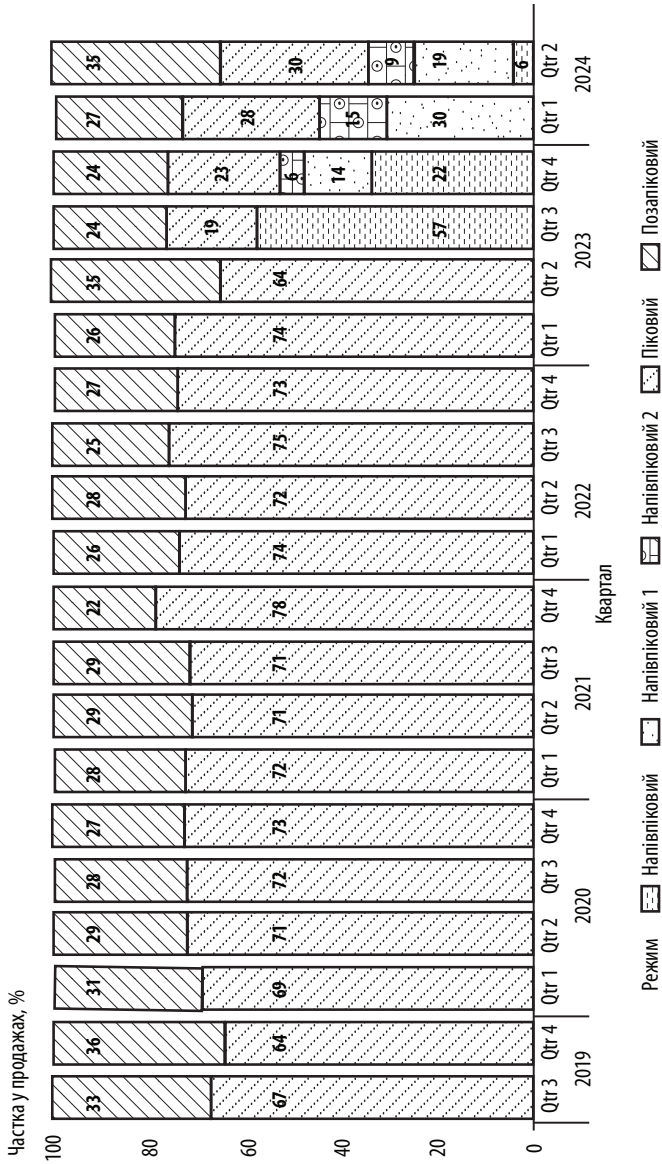


Рис. 4.12. Структура акцептованих обсягів купівлі-продажу ЕЕ на РДН України за режимами навантаження у II півріччі 2019 р. – I півріччі 2024 р.

Джерело: побудовано автором за [12]

Протягом європейської енергетичної кризи спостерігалось подальше збільшення частки продуктів пікового режиму навантаження (в середньому до 76 % за обсягом та 93% за вартістю) внаслідок перегляду верхніх прайс-кепів та підвищення комерційної привабливості продуктів пікового навантаження. Натомість, незважаючи на підняття верхніх прайс-кепів, продукти позапікового режиму навантаження залишалися низько комерційно привабливими та, зокрема, у 4 кварталі 2021 р. їх частка у структурі купівлі-продажу на РДН скоротилася до 22% у фізичному вираженні та 5% – у вартісному.

Військова агресія РФ проти України різко скоротила обсяги торгів ЕЕ пікового навантаження. У 4 кв. 2022 р. вони впали на 47% порівняно з аналогічним періодом минулого року, тоді як позапікові обсяги знизилися лише на 36%. Це призвело до зростання частки торгів позапіковими продуктами у діапазоні 25–28% у 1 кв. 2022 р. – 1 кв. 2023 р. Частка пікового режиму залишалася високою (в середньому 73 % за обсягом та 91 % за вартістю), але зросла частка продуктів позапікового навантаження (в середньому до 27% та 10% за вартістю).

Завершення I фази енергетичного терору та опалювального періоду 2022 / 2023 рр. спонукало до скорочення обсягів торгів ЕЕ пікового навантаження на 32% та зростання частки торгів ЕЕ продуктами позапікового навантаження до 35%. У 3 кв. 2023 р. з пікового режиму навантаження (7-23) було виокремлено напівпіковий режим (7-19). Відповідно, структура торгів на РНД встановилася у такому співвідношенні: 24% / 57% / 19% для позапікового, напівпікового та пікового режимів навантаження. З грудня 2023 р. по травень 2024 р. було виокремлено декілька режимів напівпікового навантаження. 1-й напівпік включав ранковий набір навантаження (7-8) та денне навантаження з генерацією на ВДЕ (11-17), а 2-й напівпік співвідносився з генерацією з низькою часткою ВДЕ (8-11). Початок пікового режиму навантаження було також перенесено на 17 годину. За таких режимних умов структура торгів на РДН коливалася в діапазоні: позапік – 23–29%, 1-й напівпік – 28–34%, 2-й напівпік – 14% та пік – 28–30%. У цей період відбувається помітна диверсифікація, що свідчить про адаптацію РДН до нових реалій, де пошкодження генеруючих

потужностей та інфраструктури змушують перерозподіляти навантаження між добовими періодами, а також про зростання значущості напівпікових годин для забезпечення стабільності електроенергетичної системи.

У II фазі енергетичного терору спостерігається подальша трансформація структури. Частка пікового режиму в середньому становить 32% за обсягом та 43% за вартістю, напівпікового – 32 % та 21% відповідно, а позапікового – в 36% за обома показниками. У червні 2024 р., через суттєві руйнування генеруючих потужностей, які призводять до викривлення звичного добового профілю навантаження, в структурі торгів на РДН відбулися істотні зміни: *по-перше*, до позапікового періоду було віднесено навантаження із генерацією на ВДЕ (11-17) та, *по-друге*, до напівпікового режиму навантаження віднесено позапіковий період із 23 до 24 год. Отже, структура торгів набула такого співвідношення: піковий період – 32% за обсягом та 39% за вартістю, позапіковий – 51% та 48% відповідно, напівпіковий – 17% та 13% відповідно

Таким чином, у продуктовому портфелі РДН спостерігалася домінування пікового режиму. Однак внаслідок повномасштабної агресії та енергетичного терору відбулася диференціація продуктів за режимами навантаження та пов'язаних з ними цінових обмежень. Спроби та експерименти із режимами навантаження диференціювали структуру РДН за обсягами та вартістю, обумовивши їх перетікання із пікових до позапікових годин навантаження. Виділення напівпікових годин та врахування генерації на ВДЕ дозволило більш гнучко адаптувати ринок до змінних умов споживання та генерації ЕЕ.

За маржинальним методом ціноутворення на РДН акцептуються лише частина заявлених обсягів продажу та заявлених обсягів купівлі ЕЕ. Динаміка співвідношення заявлених обсягів продажу до купівлі ЕЕ наочно демонструє високу чутливість РДН до макроекономічних та геополітичних шоків (рис. 4.13).

На початковому етапі функціонування РДН в Україні середньомісячне співвідношення заявлених обсягів становило близько 120 %.

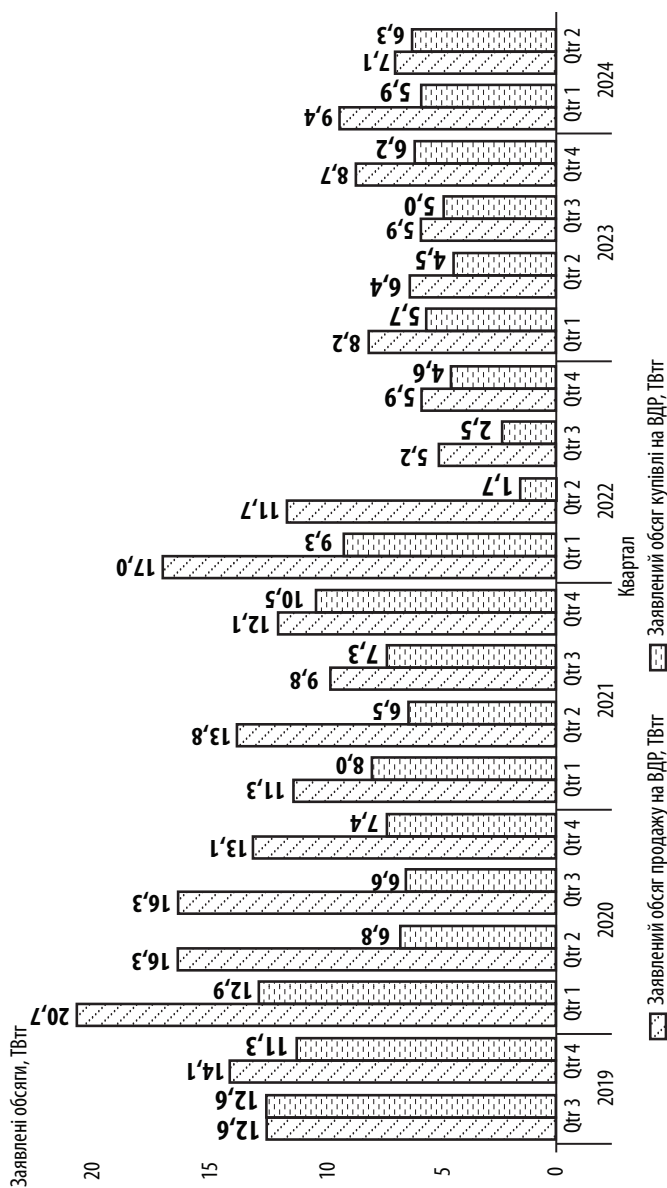


Рис. 4.13. Динаміка заявлених обсягів купівлі-продажу ЕЕ на РДН України у І півріччі 2019 р. – І півріччі 2024 р.

Джерело: побудовано автором за [12]

У серпні 2019 р. було зафіксовано найнижче значення за весь період аналізу (98%), що свідчить про дефіцитний баланс між попитом та пропозицією. У період пандемії Covid-19 середньомісячне співвідношення зросло до приблизно 210%, що було обумовлено зниженням споживання ЕЕ внаслідок локдаунів та карантинних обмежень. У період постпандемічного відновлення середнє співвідношення знизилось до 176 %, але залишалось вищим за допандемічний рівень. Під час європейської енергетичної кризи середнє співвідношення знизилось до 129 %, що свідчить про відносно збалансований ринок під натиском зростання цін на енергоносії в Європі та цінових обмежень в Україні.

Початок військової агресії РФ проти України відзначився критичним і безпрецедентним стрибком співвідношення до середнього значення у 411 %. Особливо виділяються квітень (833%), травень (547%) та червень (636%) 2022 р., що було викликано різким падінням споживання ЕЕ через окупацію та руйнування енергетичної інфраструктури, масову міграцію та зупинку підприємств. Протягом І фази енергетичного терору середнє співвідношення значно знизилось до 140 % через зниження заявлених обсягів продажу унаслідок пошкодження генеруючих потужностей. Незважаючи на припинення І фази енергетичного терору, в умовах зниженого попиту на ЕЕ, це співвідношення залишалось відносно стабільним на рівні 140 %. У період ІІ фази енергетичного терору спостерігається подальше значне зниження середнього співвідношення до 112 %. Особливо критичним був травень 2024 року із співвідношенням 100%, що є наслідком наймасштабніших руйнувань генерації, які призвели до скорочення заявлених обсягів продажу та дефіциту потужностей.

Ринкову рівновагу на РДН можна дослідити за співвідношенням заявлених до акцептованих обсягів, що відображає динаміку балансу попиту та пропозиції під впливом значних економічних та геополітичних трансформацій. На *рис. 4.14* наведено узагальнені графіки погодинних обсягів купівлі-продажу ЕЕ у ІІ півріччі 2019 – І півріччі 2024 р.

На етапі відкриття конкурентного РЕЕ спостерігався загальний профіцит пропозиції (136%) та низький дефіцит попиту (105%).

Розділ 4. Діагностика функціонування ринку електричної енергії України ...

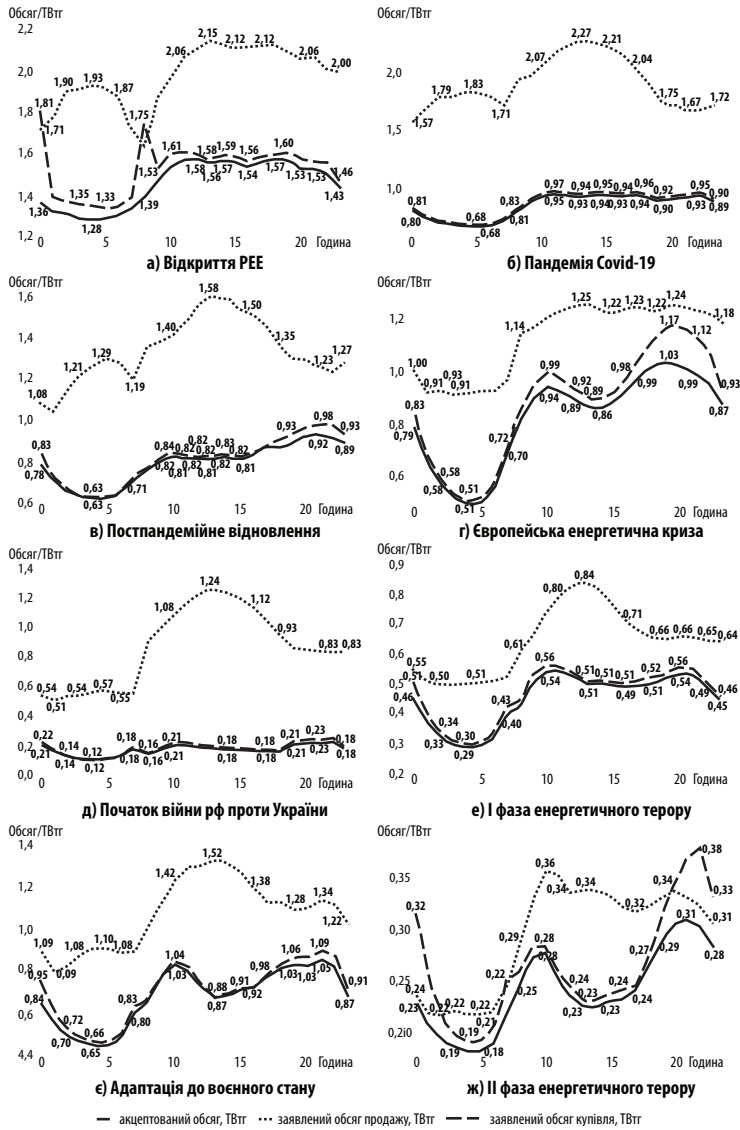


Рис. 4.14. Погодинні профілі РДН у II півріччі 2019 р. – I півріччі 2024 р.

Джерело: побудовано автором за [12]

Профіцит пропозиції був найбільш вираженим у позапіковій години (до 151%), тоді як дефіцит попиту, хоча і низький в цілому, був відносно вищим на початку доби (до 133%). Ці тенденції відображають початковий етап становлення РДН в Україні, коли учасники шукали ринкову рівновагу між попитом та пропозицією. Під час пандемії Covid-19 спостерігалось різке зростання профіциту пропозиції (до 224%), що було наслідком зменшення промислового споживання та загальної економічної активності через локдауни, що призвело до надлишкової пропозиції ЕЕ.

При цьому весь попит на РДН був задоволений, лише 2% заявок попиту не було акцептовано на РДН. На етапі постпандемійного відновлення спостерігався дещо менший профіцит пропозиції (168%) через поступове відновлення економічної активності за наявності надлишкової генерації. Попит залишався повністю задоволеним (102%), вказуючи на ефективне забезпечення потреб споживачів. Найбільший профіцит пропозиції спостерігався в позапіковій години (до 205%) та в денні піковій години (до 195%).

У період розгортання європейської енергетичної кризи спостерігався профіцит пропозиції, який був зменшений до 136%, що свідчило про загальне напруження на РДН хоча і при підвищених цінових обмеженнях. Дефіцит попиту залишався незначним (106%). Найбільший профіцит пропозиції традиційно спостерігався у нічні та ранкові години (до 181%), дефіцит попиту – у вечірні (до 114 %).

На початковому етапі військової агресії РФ проти України спостерігався катастрофічний профіцит пропозиції (до 478%), що є прямим наслідком різкого падіння споживання ЕЕ, який був особливо виражений у денні години (до 672%). При цьому всі заявки на купівлю ЕЕ були акцептовані на РДН (співвідношення до акцептованих обсягів складало лише 101%).

Протягом I фази енергетичного терору спостерігалось зменшення профіциту пропозиції (142%) через пошкодження генеруючих потужностей. Дефіцит попиту залишався незначним (103%), найбільший дефіцит попиту мав місце о 7 годині (107 %) та 24 годині

(111 %) при переході із пікових на позапікові продукти та навпаки. Найбільший профіцит пропозиції традиційно спостерігався у позапікові години (до 172%) та у денні години (до 165%) через активну участь ВДЕ.

Майже такі ж тенденції залишилися і усю решту 2023 р. по припиненню масованих атак на енергетичну інфраструктуру України: профіцит пропозиції у середньому 144%) та дефіцит попиту – у середньому 103%.

Під час II фази енергетичного терору середній профіцит пропозиції на РДН знизився до 122%, особливо критичними стали вечірні пікові (21-23 години) та нічні позапікові години доби, коли профіцит пропозиції коливався в межах 104–108%, відповідно в ці години фіксувався і найвищий дефіцит попиту в межах 117–138%. Проте протягом денних годин мав місце значний профіцит пропозиції у межах 120–150% при майже повному задоволенні попиту (надлишок коливався в межах 102–104%). Що стало наслідком розбалансування РДН через значні руйнування великої генерації в Україні.

Загалом РДН в Україні еволюціонував під впливом зовнішніх і внутрішніх шоків від помірних до стрімкого профіциту та згодом до критичного дисбалансу в періоди повномасштабної війни, вимагаючи постійної адаптації всіх учасників.

Аналіз еволюції цінових індексів РДН включає розрахунок та відстеження індексів базових, пікових, позапікових та напівпікових цін, які дозволяють виявити ключові тенденції на фундаментальні чинники впливу та системні шоки (рис. 4.15).

На етапі відкриття конкурентного РДН в Україні він характеризувався помірною ціновою динамікою: середній індекс базових цін становив близько 1437,5 грн/МВт·год, тоді як індекс пікових цін сягав приблизно 1723,6 грн/МВт·год, а позапікових – 889,6 грн/МВт·год. Пандемія Covid-19 зумовила помітне зниження цін через розбалансування між ринковим попитом та пропозицією: середній індекс базових цін скоротився до близько 1297,7 грн/МВт·год (із мінімумом 1146,34 грн/МВт·год у травні 2020 р.), а пікових цін –

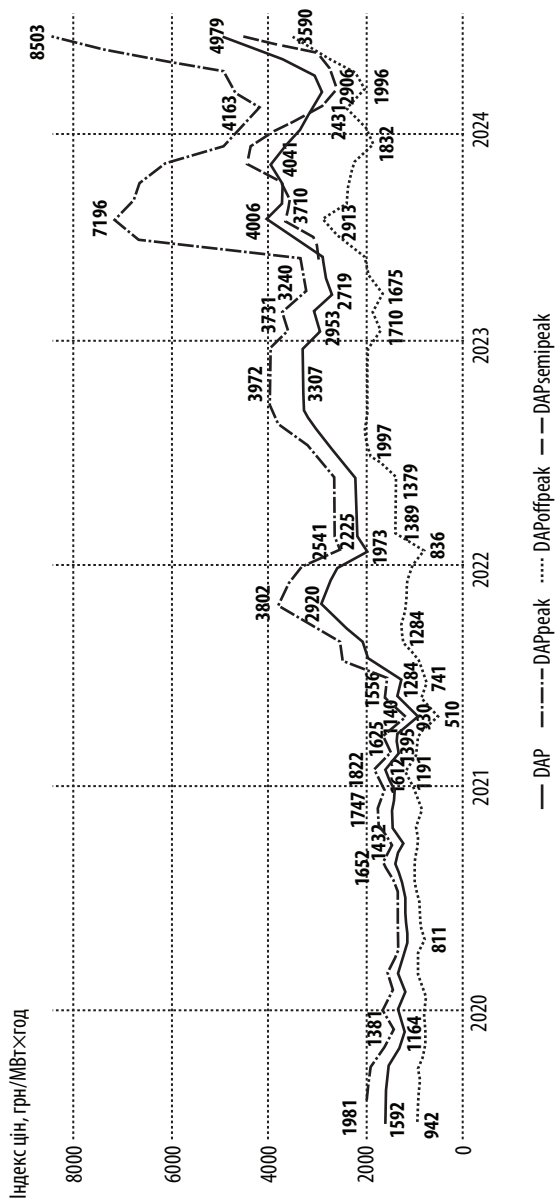


Рис. 4.15. Динаміка індексів цін РДН України у II півріччі 2019 р. – I півріччі 2024 р.

Джерело: побудовано автором за [12]

до 1494,4 грн/МВт-год. Водночас індекс позапікових демонстрував зростання до 917,7 грн/МВт-год, що відображало дефіцит позапікової пропозиції навіть при зниженні споживчого навантаження в електроенергетичній системі.

У період постпандемійного відновлення РДН спостерігалось зростання цін: на 26 % за індексом базових цін та 30 % за індексом пікових цін, тоді як позапікові ціни продемонстрували деяке зниження – на 1,5 %, вказуючи на поступове збалансування попиту та пропозиції на РДН.

Період європейської енергетичної кризи відзначився безпрецедентним зростанням усіх цінових індексів через підняття верхніх цінових обмежень для пікових цін до 4000 грн/МВт-год та позапікових цін до 2000 грн/МВт-год. Середній індекс базових сягнув близько 2700,7 грн/МВт-год, пікових – 3479,2 грн/МВт-год, а позапікових – 1170,2 грн/МВт-год.

На початку військової агресії РФ проти України, на відміну від фізичних обсягів торгівлі, ціни на РДН не зазнали пропорційного скорочення. Для запобігання ринковому колапсу енергетичним регулятором були встановлені нижні цінові обмеження на рівні 2646,25 грн/МВт-год для пікових та 1378,97 грн/МВт-год для позапікових цін. Це дозволило утримати індекс базових цін на рівні 2315,9 грн/МВт-год, пікових – 2744,3 грн/МВт-год, та позапікових – 1500,4 грн/МВт-год.

I фаза енергетичного терору характеризувалася продовженням стабільного та значного зростання цін: середній індекс базових цін сягнув 3179,8 грн/МВт-год (з максимальним значеннями 3289,12 грн/МВт-год у січні 2023 р.), пікових – 3802,0 грн/МВт-год (з рекордним значенням у 3971,74 грн/МВт-год у листопаді 2022 р.), а позапікових – 1910,2 грн/МВт-год. Це відображало нарастаючий дефіцит пропозиції, зростання витрат на генерацію та імпорт, а також на ефективність механізмів цінової підтримки виробників ЕЕ в умовах війни.

По припиненню I фази енергетичного терору РДН почав адаптуватися до нових умов та було проведено двічі підняття цінових об-

межень (30.06.2023 та 30.11.2023), диференційованих за годинами доби. Середній індекс базових сягнув 3416,2 грн/МВт·год, пікових – 5085,5 грн/, а позапікових – 2182,7 грн/МВт·год. З червня 2023 р. було виокремлено напівпікові продукти (8–19, згодом 8–17 година доби), середнє значення якого за цей період склало 3581,8 грн/МВт·год.

Після руйнації генеруючих потужностей під час II фази енергетичного терору відбулося нове підняття верхніх прайс-кепів із 01.06.2024 р., що позначилося на безпрецедентному зростанні усіх цінових індексів РДН: індекс базових цін досяг 4979,27 грн/МВт·год, пікових – 8503,24 грн /МВт·год, позапікових – 3589,79 грн/МВт·год та напівпікових 4545,25 грн /МВт·год у червні 2024 р. Значний дефіцит генеруючих потужностей, збільшення залежності від імпорту ЕЕ та високі військові ризики вимагали пристосування РДН до роботи в нових реаліях. Еволюція цінових профілів РДН за годинами навантаження відображає динамічну адаптацію РДН до низки фундаментальних шоків (рис. 4.16). На етапі відкриття РЕЕ в Україні ціновий профіль РДН демонстрував чітку реакцію на цінові обмеження, встановлені енергетичним регулятором. Найбільш наближеними до встановлених прайс-кепів були продукти позапікового навантаження (0-8 год), ціни за якими коливалися у співвідношенні до граничної ціни в діапазоні 88–97%, що свідчило про дефіцит пропозиції та неготовність системи до ефективного балансування в ці години. Водночас відносно нижче співвідношення фактичних до граничних цін мало місце в пікові години (9-23 год), у діапазоні 81–86%, що вказувало на започаткування конкуренції між продавцями ЕЕ на РДН.

У період пандемії Covid-19 ціновий профіль РДН відображав загальне зниження цінового тиску порівняно з етапом відкриття РЕЕ, що було наслідком зменшення економічної активності та попиту. Співвідношення фактичних до граничних цін у позапіковому періоді, хоча і дещо знизилося порівняно із початковим періодом, але залишалося відносно високим, у діапазоні 81–90 %. Водночас у піковому періоді спостерігалися значні коливання, у діапазоні 67–75 %, в умовах посилення конкуренції між продавцями ЕЕ та наявності суттєвого запасу потужностей в електроенергетичній системі.

Розділ 4. Діагностика функціонування ринку електричної енергії України ...

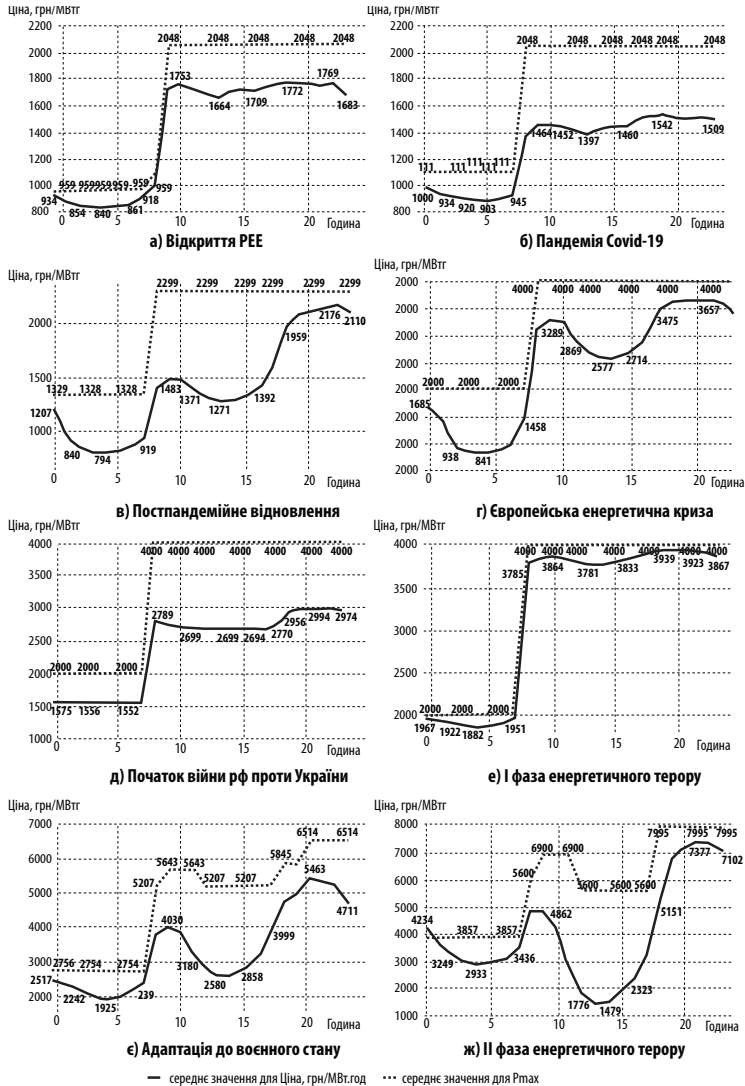


Рис. 4.16. Цінові профілі РДН за годинами навантаження у II півріччі 2019 р. – I півріччі 2024 р.

Джерело: побудовано автором за [12]

Ціновий профіль РДН для періоду постпандемійного відновлення має яскраво виражений «U-подібний» профіль, із провалом у денні години та зростанням у вечірній пік, що демонструє значну цінову волатильність залежно від погодинної кон'юнктури ринку. На цьому етапі зростає конкуренція за продукти позапікового режиму навантаження, діапазон коливань за співвідношенням фактичних до граничних цін становить 60–91%, при цьому найнижчі значення (60–61%) припадають на години 3–5. Натомість для пікових продуктів конкуренція посилюється в денні години (8–17 години), у діапазоні 55–71% до граничної ціни, тоді як у вечірні години (18–23 години), навпаки, звужується у діапазоні 85–95%, що свідчить про наростання дефіциту пропозиції для задоволення наростаючого попиту в ці години.

«U-подібний» ціновий профіль зберігся і на етапі європейської енергетичної кризи, але відображав значне зростання цінового тиску, порівняно з попередніми періодами. Співвідношення фактичних до граничних цін у позапіковому періоді (0-7 години) мало найбільше коливання – від 42 % о 4 години ранку до 84 % о 24 години. Водночас у піковому періоді спостерігалось суттєве наближення цін до встановлених прайс-кепів, особливо у вечірні години (18–21 год), де співвідношення сягало 91%, що стало наслідком вираженого дефіциту та змусувало ринок працювати майже на межі цінових обмежень.

На початку військової агресії РФ проти України ціновий профіль РДН відображав збереження значного цінового тиску, що було наслідком шокowego впливу війни та встановлених нижніх цінових обмежень. Співвідношення фактичних до граничних цін у позапіковому періоді залишалося стабільно високим, у діапазоні 78–79%, що свідчить про загальну напругу в системі. Також у піковому періоді спостерігалось посилення цінового тиску у денні години до 67% (9–17) та у вечірні години – до 75%, що свідчить про функціонування ринку в умовах значних викликів, де ціноутворення відображало високі ризики та обмеженість попиту.

Під час I фази енергетичного терору ціновий профіль РДН відображав безпрецедентне зростання цінового тиску, що виражено було

у критичному наближенні фактичних цін до встановлених прайс-кепів протягом майже всієї доби. Співвідношення фактичних до граничних цін сягало 94–98%, незалежно від години навантаження, що було викликано гострим дефіцитом пропозиції та надзвичайне напруження в електроенергетичній системі під масованими атаками.

По завершенню I фази енергетичного терору, на етапі адаптації до дронових атак, ціновий профіль РДН відображав продовження високого цінового тиску, але з помітною зміною структури у зв'язку із виділенням напівпікового періоду. Співвідношення фактичних до граничних цін у позапіковому періоді (0-7 години) коливалося у діапазоні 70-91%. Напівпіковий період (8-19 години) демонстрував значний діапазон співвідношень (50–85%), що свідчило про гнучкість ринку та активну роль ВДЕ. У піковому періоді (19-23 години) фактичні ціни коливалися у діапазоні 72–85%.

На етапі II фази енергетичного терору ціновий профіль РДН відображав вкрай напружену та хаотичну ситуацію на РДН. З одного боку, спостерігалися пробої прайс-кепів (1 години) та значне наближення до них у позапікові та пікові години через надзвичайну ситуацію на РЕЕ України. З іншого боку, у напівпіковий період (8-19 години) фіксувалися аномально низькі співвідношення (26–33%) як наслідок інтенсивної роботи ВДЕ та розподіленої генерації.

Загалом динаміка цінових профілів на РДН протягом аналізованих періодів свідчить про постійне зростання цінового тиску та адаптацію ринку до надзвичайних викликів, де ціноутворення все більше відображає дефіцит пропозиції та обмеження в енергосистемі України.

Отже, РДН України зазнав глибоких трансформацій. Однак, незважаючи на багатофакторний тиск, він продемонстрував високу адаптивність, зберігши індикативну функцію і забезпечивши торгову платформу навіть у умовах найгострішої нестабільності. Проте ситуація із 2024 р. свідчить про розбалансування його ринкової рівноваги.

Внутрішньодобовий ринок (ВДР) є другим спотовим сегментом РЕЕ, на якому торгується ЕЕ впродовж доби постачання та який функціонує у формі двосторонніх безперервних аукціонів із заявле-

ним методом ціноутворення, та закривається за годину до її фізичної поставки. Означене зумовлює, що у міру узгодження заявок-попиту та заявок-пропозиції покупці можуть отримати мінімальну, а продавці максимальну заявлену ціну ЕЕ. Функціонує ВДР в Україні за єдиними ціновими обмеженнями із РДН.

За 5 років функціонування ВДР в Україні на ньому було продано 17 ТВтг ЕЕ на 1,7 Квадр грн (рис. 4.17).

На початковому етапі відкриття конкурентного РЕЕ обсяги торгів на ВДР зросли із 0.1 ТВтг (липень 2019 р.) до 0.4 ТВтг (березень 2020 р.), що свідчило про поступову активізацію учасників ринку та їх адаптацію до нового сегмента попри переважання пріоритету торгівлі на РДН задля отримання маржинальної ціни. Протягом пандемії Covid-19 спостерігалось значне зростання обсягів ВДР, місячні показники якого коливалися від 0.4 ТВтг до 0.7 ТВтг (0.32–0.67 трлн грн), що було викликано додатковою необхідністю більш активного ринкового балансування попиту та пропозиції в умовах непередбачуваних змін у споживанні, спричинених локдаунами та економічними обмеженнями.

У І півріччі 2021 р. місячні обсяги ВДР коливалися від 0,4 ТВтг до 0,8 ТВтг (0,13–0,81 трлн грн), проте у липні–серпні 2021 р. скоротилися до 0,1–0,2 ТВтг та збереглися в цьому діапазоні в II півріччі 2021 р. внаслідок впливу європейської енергетичної кризи. У лютому 2022 р. було зафіксовано історичний максимум торгів обсягом 1,3 ТВтг в очікуванні від'єднання електроенергетичної системи від країн СНД та приєднання до ENTSO-E, а також об'єднання двох ринкових зон в єдину.

Період початку повномасштабної війни рф проти України відзначився різким і катастрофічним падінням місткості ВДР. Місячні обсяги обвалилися до 0,1 ТВтг у березні, а потім практично до нуля у квітні–серпні 2022 року. Із початком I фази енергетичного терору спостерігалось часткове відновлення обсягів ВДР. Місячні обсяги зросли від 0,1 ТВтг до 0,3 ТВтг (0,22–0,66 трлн грн), що при різкому скороченні споживання ЕЕ в країні свідчило про стрімке зростання

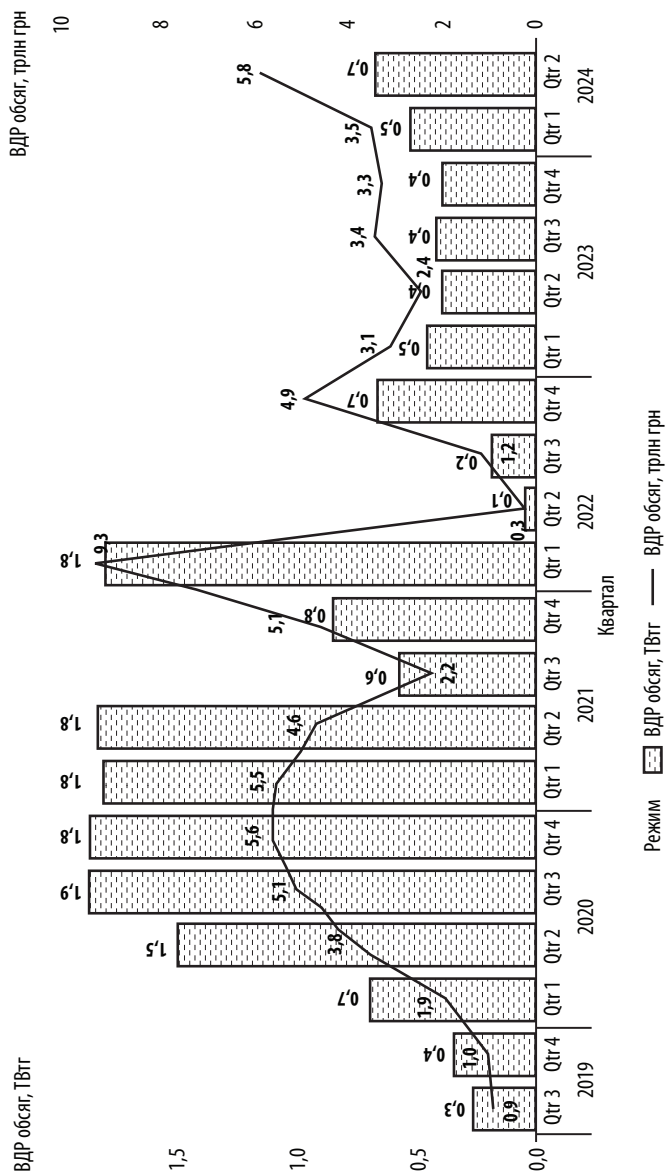


Рис. 4.17. Динаміка акцептованих обсягів купівлі-продажу ЕЕ на ВДР України у II півріччі 2019 р. – I півріччі 2024 р.

Джерело: побудовано автором за [12]

частки ВДР за необхідності погодинного узгодження попиту та пропозиції ЕЕ під постійними обстрілами електроенергетичної системи. Незважаючи на завершення I фази енергетичного терору, обсяги ВДР залишалися відносно високими, коливаючись від 0,1 ТВтг до 0,2 ТВтг (0,18–0,47 трлн грн), тобто ВДР продовжував функціонувати як ринковий інструмент балансування попиту та пропозиції. Під час II фази енергетичного терору обсяг торгів на ВДР зріс до 0,2–0,3 ТВтг (0,39 – 0,81 трлн грн). Зокрема, у травні 2024 р. спостерігався обсяг 0,3 ТВтг, що є одним із найвищих показників за період війни, що вказує на посилення ролі ВДР у ринковому балансуванні на тлі нових руйнувань генерації та необхідності внутрішньодобового управління графіками генерації та навантаження.

Таким чином, ВДР України відіграє системну роль у ринковому регуванні на зовнішні шоки та фундаментальні фактори, демонструючи високу чутливість до змін у попиті та пропозиції. Його місткість є критичним індикатором гнучкості енергосистеми, що дозволяє оперативного коригувати ринковий баланс у відповідь на непередбачувані події.

Аналіз продуктової структури ВДР за режимами навантаження відображає його диверсифікацію: від пікових продуктів на етапі відкриття РЕЕ до зростання ролі напівпікових та позапікових продуктів під впливом шоків (рис. 4.18).

На старті конкурентного РЕЕ на ВДР переважали продукти пікового режиму навантаження, частка яких скоротилася із 86% у липні 2019 р. до 52% у лютому 2020 р., тоді як частка позапікового режиму, навпаки, зростала, відображаючи наростаючий дефіцит торгівлі цими продуктами на РДН. Під час пандемії Covid-19 пікові продукти на ВДР коливалися в діапазоні 69–83%, вказуючи на зміну загальної структури попиту під впливом карантинних обмежень. Зростання економічної активності у період постпандемійного відновлення також позначилося на посиленні попиту на пікові продукти, частка яких знаходилася у діапазоні 73–87% у січні-серпні 2021 р. Протягом європейської енергетичної кризи частка продуктів пікового режиму навантаження в акцептованих обсягах на ВДР знизилася із 88% (вересень 2021 р.) до 72% (січень 2022 р.) внаслідок їх перетікання на РДН.

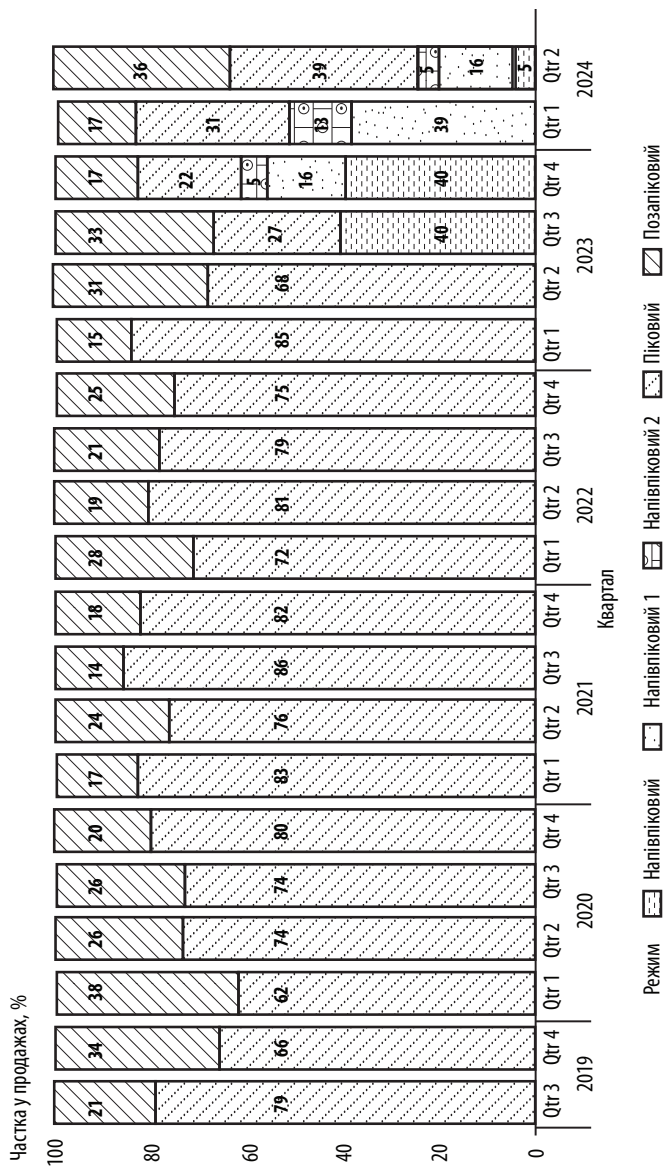


Рис. 4.18. Структура акцептованих обсягів купівлі-продажу ЕЕ на ВДР України за режимами навантаження у II півріччі 2019 р. – I півріччі 2024 р.

Джерело: побудовано автором за [12]

На початку повномасштабної війни РФ проти України частка продуктів ВДР пікового режиму навантаження зросла із 71% у лютому 2022 р. до 91% у травні цього року, стабілізувавшись у літні місяці на середньому рівні у 75%. Під час I фази енергетичного терору частка пікового режиму знаходилася на рівні 81–86%, що вказує на їх роль у ринковому балансуванні під час терору. По припиненню цього терору відбулася диверсифікація продуктів ВДР. У липні 2023 р. – березні 2024 р. структура торгів на ВДР набула наступного співвідношення: 26% позапікові продукти, 53% напівпікові та 21% пікові продукти. Під час II фази енергетичного терору (квітень – червень 2024 р.) після стрімкого стрибка до 45% продуктів пікового навантаження у квітні 2024 р., відбулося їх деяке скорочення до 37% у червні цього ж року, натомість продукти позапікового навантаження зросли із 29% до 37%, а напівпікові продукти залишилися майже на незмінному рівні у 25–26%. Отже, загальний дефіцит в електроенергетичній системі України призвів до відсутності різниці між продуктами позапікового та пікового навантаження на ВДР.

Таким чином, у нормальних умовах функціонування учасники ВДР шукали на ньому дефіцитні обсяги продуктів позапікового навантаження, тоді як кризові та шоківі умови обумовлювали додатковий пошук продуктів пікового навантаження, а напівпікові продукти були введені як вирівнюючий інструмент між ними.

Аналіз заявлених обсягів продажу та купівлі на ВДР України засвідчує постійну профіцитність цього сегмента РЕЕ, незалежно від впливу різних факторів (рис. 4.19).

На початковому етапі функціонування ВДР співвідношення між заявленими обсягами продажу до заявлених обсягів купівлі внутрішньодобової ЕЕ зростало від 124% (липень 2019 р.) до 416% (грудень 2019 р.), а у лютому – березні 2020 р. воно коливалося в межах 230–330%. Заявлений обсяг продажу на цьому етапі зріс у 9 разів, тоді як заявлений обсяг попиту – лише у 3,4 разу через активізацію учасників, хоча різними темпами, у торгах на ВДР.

Розгортання пандемії Covid-19 обумовило високий профіцит заявленої пропозиції на ВДР, який сягнув 556% у травні 2020 р., але

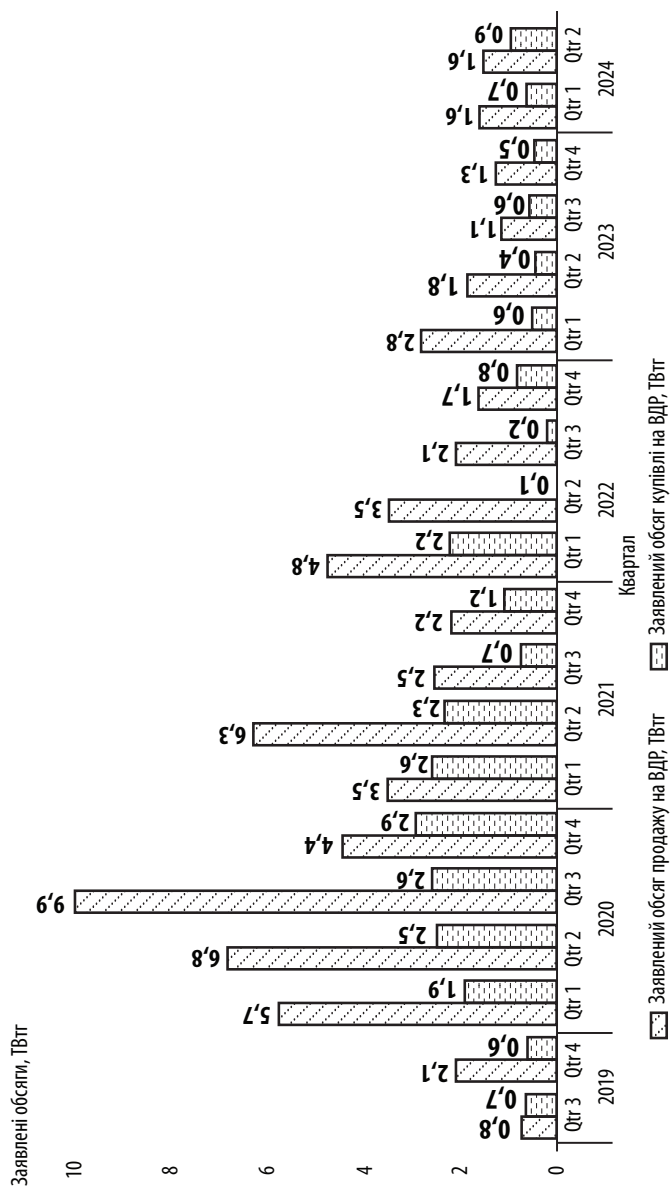


Рис. 4.19. Динаміка заявлених обсягів купівлі-продажу ЕЕ на ВДР України у II півріччі 2019 р. – I півріччі 2024 р.

Джерело: побудовано автором за [12]

згодом поступово скорочувався до 125% у грудні 2020 р. Несподівані карантинні обмеження призвели до порушення ринкової рівноваги РЕЕ України, а нереалізовані обсяги на інших сегментах ринку цілком очевидно перетікали на ВДР. Проте адаптація до цих обмежень обумовила падіння заявлених обсягів продажу ЕЕ на ВДР із 4 ТВтг у липні 2020 р. до 1 ТВтг у грудні 2020 р., при цьому заявлений обсяг купівлі залишався умовно стабільним у середньому 0,9 ТВтг/міс.

Протягом постпандемійного відновлення внутрішньодобовий баланс між заявленим попитом та пропозицією продовжував демонструвати значний профіцит заявленої пропозиції, який зріс із 120 % у лютому 2021 р. до 268% у серпні 2021 р. При цьому місячні обсяги заявленої пропозиції коливалися у діапазоні 0,7–2,8 ТВтг, тоді як місячні обсяги заявленого попиту зазнали скорочення із 0,8 ТВтг у січні до 0,2 ТВтг у серпні цього року. Отже, покупці ЕЕ поступово пристосовувалися до нових графіків навантаження, тоді як продавці ЕЕ виявилися менш гнучкими до внутрішньодобового балансування.

Під час європейської енергетичної кризи співвідношення заявленої пропозиції до заявленого попиту поступово скорочувалося, із 269% у вересні 2021 р. до 164% у лютому 2022 р., при цьому зростав як заявлений обсяг продажу із 0,9 ТВтг до 2,4 ТВтг, так і заявлений обсяг купівлі із 0,3 ТВтг до 1,5 ТВтг, демонструючи бажання як продавців, так і покупців знайти найвигіднішу рівновагу в умовах зростаючих цін на ПЕР та ЕЕ.

Початок повномасштабної війни РФ проти України характеризувався безпрецедентним та екстремальним профіцитом заявленої пропозиції. Співвідношення між заявленою пропозицією та попитом сягало 8122% у червні 2022 р., при цьому заявлена пропозиція залишалася умовно стабільною у діапазоні 0,8-1,4 ТВтг, тоді як заявлений попит впав до 0,02-0,06 ТВтг.

І фаза енергетичного терору значно знизила профіцит ВДР, середнє співвідношення між заявленою пропозицією до попиту знизлося до 284%, у т.ч. заявлена пропозиція знизилася до 0,3 ТВтг на початку терору, стабілізувавшись на рівні 1,2 ТВтг по його припиненню,

тоді як заявлений попит був постійним і знаходився у діапазоні 0,2–0,3 ТВтг, скоротившись до 0,08 ТВтг по завершенню цієї фази. По завершенню I фази енергетичного терору відбулася адаптація до воєнного стану та дровових атак, і, як наслідок, заявлений обсяг пропозиції на ВДР стабілізувався у діапазоні 0,4–0,8 ТВтг, а заявлений попит у діапазоні 0,1–0,3 ТВтг, що свідчить про становлення нової кон'юнктури ВДР.

У II фазі енергетичного терору співвідношення між заявленими обсягами пропозиції до заявленого попиту продовжувало скорочуватися, із 277% у квітні 2024 р. до 147% у червні 2024 р., при цьому заявлена пропозиція скоротилася із 0,6 ТВтг до 0,5 ТВтг, тоді як заявлений попит демонстрував різну варіабельність у діапазоні 0,2–0,4 ТВтг незалежно від заявленої пропозиції, що свідчило про обмеження можливостей виробництва ЕЕ серед продавців та активний пошук додаткових джерел постачання серед покупців ЕЕ.

Таким чином, протягом 5 років функціонування ВДР в Україні він продемонстрував свою значущість не лише для пошуку ринкової рівноваги за комерційними потоками ЕЕ, але і для забезпечення збалансування фізичних обсягів. У періоди нормального функціонування електроенергетичної системи ВДР орієнтувався на пошук оптимальних заявлених цін та покриття дефіцитних обсягів, не забезпечених іншими сегментами РЕЕ, тоді як під впливом системних шоків (пандемія, європейська енергетична криза, війна, енергетичний терор) пріоритетом торгівлі учасників ставало забезпечення фізичного балансу.

Дослідження погодинних профілів ВДР дозволяє дослідити особливості взаємодії його учасників під впливом економічних факторів, геополітичних викликів та військових загроз, відображаючи його роль в комерційно-фізичному балансуванні попиту та пропозиції в максимально наближеному до реального часу постачання ЕЕ (рис. 4.20). На етапі відкриття РЕЕ в Україні ВДР характеризувався низьким рівнем акцептування як заявленої пропозиції (у середньому 15 %), так і заявленого попиту (41 %).

Особливо низьким був акцепт заявлених пропозицій у позапікові години (9–21 %), тоді як у пікові години він становив від 15 % до

РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ...

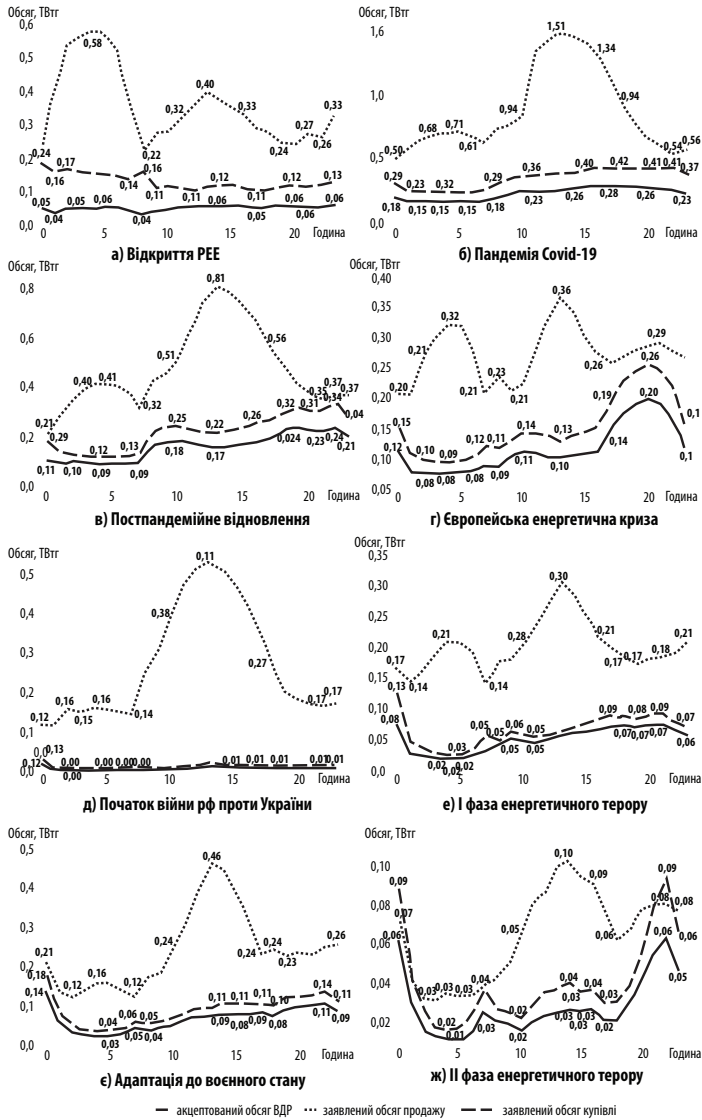


Рис. 4.20. Погодинні профілі ВДР у II півріччі 2019 р. – I півріччі 2024 р.

Джерело: побудовано автором за [12]

24 %. При цьому заявленими обсягами продажу було покрито лише 37 % заявлених обсягів купівлі, тобто більша частина ані заявлених пропозицій продавців ЕЕ, ані заявлений попит покупців ЕЕ не знаходила зустрічних заявок за заявленим методом ціноутворення ВДР.

Період пандемії Covid-19 ВДР відзначився поліпшенням акцепту заявленого попиту (у середньому 64%). Хоча частка акцепту заявленої пропозиції залишалася відносно низькою (24 %), спостерігалася її поступове зростання у вечірні пікові години (43 %). Покриття заявлених обсягів купівлі заявленими обсягами продажу зросло до 38% в середньому, що свідчить про те, що в умовах загальної нестабільності ВДР став більш привабливим для учасників РЕЕ України.

На етапі постпандемійного відновлення ВДР продемонстрував значне покращення ефективності: рівень акцепту заявленого попиту сягнув 74%, а заявленої пропозиції – 34%, а покриття заявлених обсягів купівлі заявленими обсягами продажу склало у середньому 46%, з помітним наближенням до повного задоволення у вечірні години (до 92 – 22 год), що свідчило про тенденцію до відновлення ринкової рівноваги та збільшення ліквідності ВДР у міру повернення до економічної активності.

У період європейської енергетичної кризи ВДР в Україні продемонстрував ще суттєвіше покращення ефективності: частка акцепту заявленої пропозиції склала в середньому 43%, а заявленого попиту – 77%.

На початку військової агресії РФ проти України ВДР характеризувався парадоксальною ситуацією: з одного боку, спостерігався катастрофічно низький рівень акцепту заявленої пропозиції (у середньому 3 %), а з іншого – надзвичайно високий рівень задоволення заявленого попиту (у середньому 95 %), що свідчило про різкий обвал ліквідності ВДР, де продавці ЕЕ змушені були приймати умови покупців.

Під час I фази енергетичного терору ВДР продемонстрував відновлення ефективності: рівень акцепту заявленого попиту став відносно високим (у середньому 79%), а акцепт заявленої пропозиції

зріс до 25%, покриття заявлених обсягів купівлі заявленими обсягами продажу становило 32%. Отже, під тиском енергетичного терору продавці та покупці ЕЕ шукали комерційно вигідні та фізично виконувані заявки на ВДР найближче до реального часу постачання ЕЕ.

По завершенню I фази енергетичного терору ВДР продемонстрував подальшу адаптацію до воєнного стану під натиском постійних дронівих атак. Рівень акцепту заявленого попиту залишався стабільним (79%), а акцепт заявленої пропозиції зріс до 29%. Покриття заявлених обсягів купівлі заявленими обсягами продажу також покращилося до 37%.

На етапі II фази енергетичного терору ВДР продемонстрував суттєве зростання ефективності комерційно-фізичного балансування. Рівень акцепту заявленої пропозиції зріс у середньому до 43%, у т.ч. до 69–78 % у вечірні пікові години (21-22 год.) та до 76–87 % у нічні позапікові години (0-1 год). Акцепт заявленого попиту залишався відносно високим (71%). Особливо значним стало зростання показника покриття заявленого попиту заявленою пропозицією (61%), з періодичними виникнення дефіциту пропозиції (22 год, 0–1 год).

Таким чином, ВДР в Україні виявив високий ступінь адаптивності та системну роль у реагуванні на зовнішні шоки. Під тиском різного роду шоків він демонстрував поступове відновлення ефективності комерційно-фізичного балансування в максимально наблизений період до реального часу постачання ЕЕ (за 1 годину).

Особливістю функціонування ВДР, на відміну від інших організованих сегментів РЕЕ (РДН та БР), є те, що на ньому немає уніфікованих цін. Шляхом зустрічних заявок узгоджуються заявлені ціни продавців і покупців ЕЕ, тому ціни є диференційованими за контрагентами. В режимі зустрічних безперервних аукціонів фіксуються мінімальна, максимальна, середньозважена та остання узгоджена ціна ЕЕ. На *рис. 4.21* наведено цінову динаміку на ВДР України у II півріччі 2019 р. – I півріччі 2024 р. із зазначенням діапазонів коливань від мінімальної до максимальної ціни внутрішньодобової ЕЕ.

Розділ 4. Діагностика функціонування ринку електричної енергії України ...

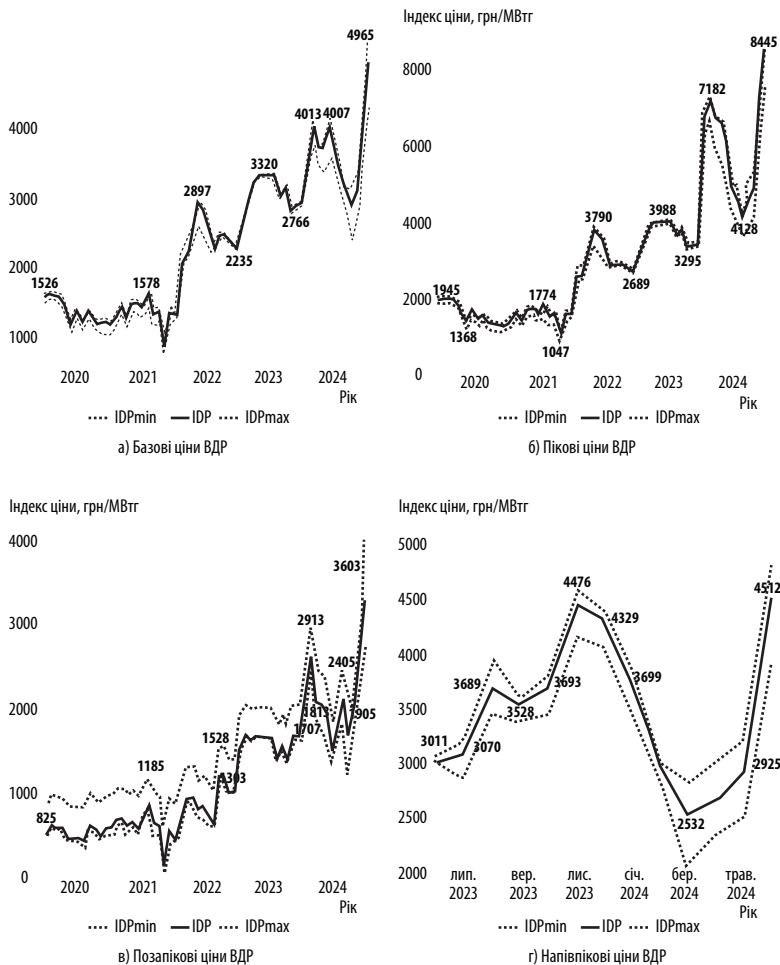


Рис. 4.21. Цінова динаміка на ВДР України у II півріччі 2019 р. – I півріччі 2024 р.

Джерело: побудовано автором за [12]

На етапі відкриття ВДР в Україні його цінова динаміка була помірно волатильною. Спостерігалася тенденція до скорочення індексів базових цін ЕЕ на 25 %, пікових цін – на 30 %, та позапікових цін – на 15 % у грудні 2019 р. проти липня 2019 р. Згодом ціни ВДР зросли на 11%, на 11%, та 19% відповідно у березні 2020 р. проти січня цього року. Співвідношення максимальної до мінімальної ціни коливалося у діапазоні 1,03–1,16 для базових цін, 1,05–1,18 – для пікових, та 1,00–1,16 – для позапікових. Ринок перебував на етапі становлення, формуючи свої цінові тренди. У період розгортання пандемії Covid-19 цінова динаміка на ВДР характеризувалася початковим зниженням цін через зменшення попиту, з подальшим поступовим відновленням до кінця року. Спостерігалася тенденція до скорочення індексів базових цін ЕЕ на 6%, пікових цін – на 8%, та позапікових цін – на 12%. Адаптація до карантинних обмежень і похолодання обумовили зростання цін ВДР у грудні 2020 р. проти липня цього року: на 28% базових, на 40% у пікових, та лише 8% позапікових цін. Порівняно із початковим етапом ВДР був більш волатильним, співвідношення максимальної до мінімальної ціни коливалося у діапазоні 1,16–1,21 для базових цін, 1,17–1,29 – для пікових і 1,09–1,16 – для позапікових. ВДР намагався адаптуватися до нових умов функціонування, але з підвищеною невизначеністю.

На етапі постпандемійного відновлення цінова динаміка на ВДР характеризувалася загальним зростанням цін у всіх сегментах, що свідчить про відновлення економічної активності. Спостерігалася тенденція до зростання індексів базових цін ЕЕ на 46%, пікових – на 37%, позапікових – на 11%. Однак таке зростання супроводжувалося підвищеною внутрішньомісячною волатильністю, особливо помітною у травні 2021 р. Співвідношення максимальної до мінімальної ціни було мінливо волатильним і знаходилося у діапазоні 1,02–1,35 для базових, 1,02–1,34 – для пікових, та 1,01–1,42 – для позапікових цін. Це може бути пов'язано з нерівномірністю процесу відновлення, періодичними дисбалансами попиту та пропозиції або іншими ринковими факторами.

Під час європейської енергетичної кризи ціни ВДР були введені нові цінові обмеження, що спонукало до зростання цін за всіма про-

дуктами: індекс базових цін ЕЕ зріс на 32 %, пікових цін – на 42%, та позапікових – на 9%. Однак порівняно із попереднім етапом ВДР був помірно волатильним, співвідношення максимальної до мінімальної ціни коливалося у діапазоні 1,01–1,14 за всіма продуктами.

На початку повномасштабної війни рф проти України цінова динаміка на ВДР характеризувалася аномальною стабільністю. Ціни у всіх сегментах утримувалися на високому рівні, незважаючи на різке падіння споживання. У червні проти березня 2022 р. спостерігалася слабка тенденція до їх зниження на 9% для базових, 8 % для пікових та 13 % для позапікових цін, тоді як у серпні 2022 р. вони зросли на 30 % за індексом базових цін, у т.ч. 25 % за індексом пікових та 51 % позапікових цін. Ключовою особливістю цього періоду була практично відсутня внутрішньомісячна цінова волатильність.

Під час I фази енергетичного терору ціни на ВДР також залишалися стабільно високими з мінімальною внутрішньомісячною волатильністю. Індeksi базових, пікових і позапікових цін поступово знижувалися на 9%, 2% і 4% відповідно з вересня 2022 по березень 2023 р. Співвідношення максимальної до мінімальної ціни для всіх сегментів залишалося на рівні 1,00, що свідчило про відсутність конкуренції за заявками на ВДР.

На етапі адаптації до воєнного стану під натиском атак на енергетичну інфраструктуру цінові обмеження на ВДР підвищувалися двічі (30.06.2023 та 30.11.2023), окрім цього, були виділені напівпікові продукти з власними ціновими обмеженнями. Це спонукало до зростання цінових індексів на ВДР: індекс базових цін ЕЕ зріс на 16%, пікових цін – на 102%, напівпікових – на 14% та позапікових цін – на 47 % у липні проти квітня 2023 р. та коливалися в цьому діапазоні. Лише у березні 2024 р. вдалося досягти незначного їх скорочення. Протягом цього періоду спостерігалася підвищена внутрішньомісячна волатильність: співвідношення максимальної до мінімальної ціни коливалося у діапазоні 1,00–1,34 для базових цін, 1,00–1,15 – для пікових, 1,00–1,28 – для позапікових, та 1,00–1,36 – для напівпікових цін. Отже, припинення масованих обстрілів енергетики України спо-

нукало до відновлення конкуренції на ВДР, а поява напівпікових цін забезпечила гнучкість ринку у відповідь на змінені профілі навантаження.

Під час II фази енергетичного терору цінова динаміка на ВДР характеризувалася стрімким і значним зростанням цін. Із червня 2024 р. через критичну ситуацію в електроенергетичній системі України, масштабний дефіцит потужностей, спричинений новими руйнуваннями генерації, були встановлені нові підвищені цінові обмеження. Отже, індекс базових цін ЕЕ зріс на 61% пікових цін – на 72%, позапікових цін – на 59%, та напівпікових цін – на 69%. Незважаючи на екстремальні абсолютні ціни, внутрішньомісячна волатильність для всіх сегментів залишалася високою, співвідношення максимальної до мінімальної ціни коливалося у діапазоні 1,21–1,27 для базових цін, 1,11–1,27 – для пікових, 1,23–1,29 – для позапікових, та 1,21–1,29 – для напівпікових цін.

Загалом розвиток конкуренції на ВДР обумовлював зростання ринкової волатильності на ВДР, за умовно нормального стану електроенергетичної системи, тоді як її дестабілізації, спричинені зовнішніми шоками, обумовлювали значне падіння обсягів ВДР та цінову стагнацію.

Динаміка цінових профілів ВДР висвітлює, як продавці та покупці ЕЕ шукали ринкову рівновагу впродовж доби, реагуючи на різноманітні зовнішні впливи (рис. 4.22).

На етапі відкриття РЕЕ в Україні ціни на ВДР здебільшого наближалися до граничних (середнє співвідношення – 85%), а у перехідні години сягали 95% від них. У пікові та нічні години показник був нижчим (81–86%), що вказувало на певну конкуренцію та запас потужності в електроенергетичній системі. Період пандемії Covid-19 на ВДР характеризувався загальним зниженням цінового тиску та віддаленням фактичних цін від граничних обмежень. Співвідношення фактичних цін до граничних було значно нижчим (у середньому 73%), ніж на етапі відкриття РЕЕ, особливо у пікові години (66–73%).

Розділ 4. Діагностика функціонування ринку електричної енергії України ...

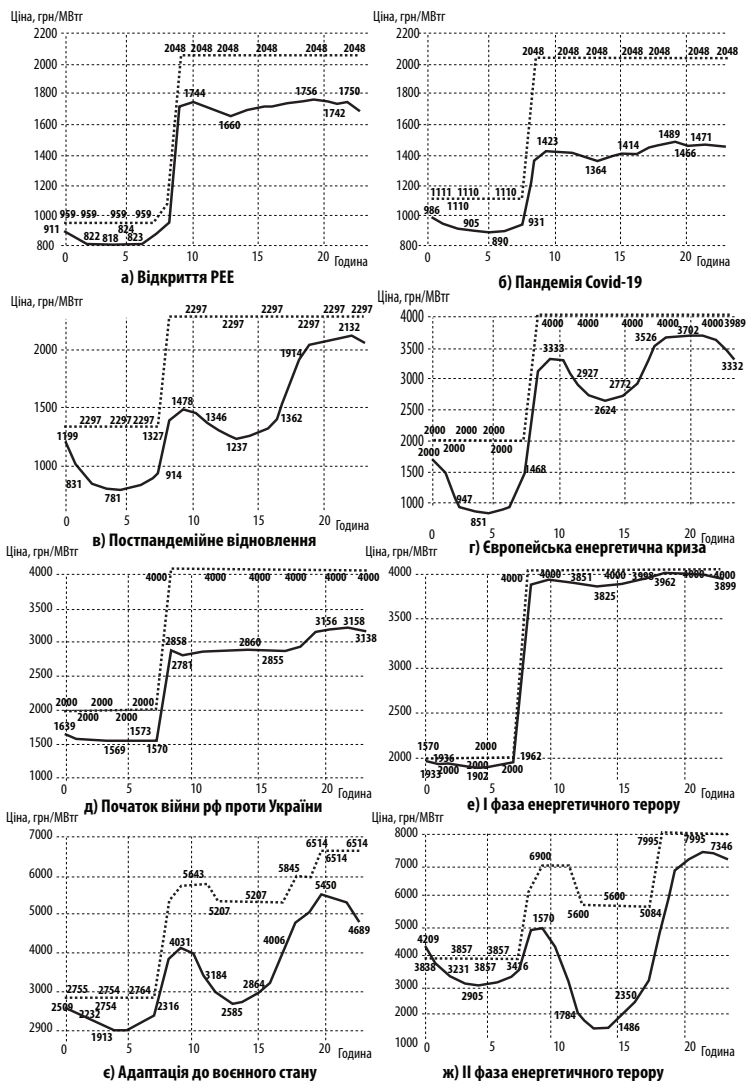


Рис. 4.22. Цінові профілі ВДР за годинами навантаження у II півріччі 2019 р. – I півріччі 2024 р.

Джерело: побудовано автором за [12]

Протягом постпандемійного відновлення ВДР демонстрував посилення цінової волатильності та диференціації цін протягом доби. Хоча загальний ціновий тиск дещо знизився до 70% від граничних цін, спостерігалися значні провали цін у денні години із активізацією торгівлі ЕЕ із ВДЕ (до 54% о 13–14 год), але одночасно відбувалося наближення цін до граничних у вечірній пік (до 93% о 22 год), що свідчило про наростаючий дефіцит пропозиції в цей період.

Під час європейської енергетичної кризи відбулося значне зростання цінового тиску та подальше наближення фактичних цін до граничних обмежень (до 76%). Особливо вираженим це наближення було у вечірні пікові години (від 88% о 17 год до 93% о 20–21 год). Хоча в окремі позапікові години (о 4–5 год) спостерігалася відносно більша конкуренція, де співвідношення становило 43%, загальний тренд вказував на роботу ринку в умовах підвищеної напруги.

На початку військової агресії РФ проти України мало місце збереження високого цінового тиску, але з вираженням «згладжування» цінового профілю. Співвідношення фактичних цін до граничних у всіх годинах залишалося відносно високим (у діапазоні 70–82%), що свідчило про функціонування ВДР в шокових умовах. Така цінова стабільність була результатом введення нижніх прайс-кепів для недопущення колапсу РЕЕ України в умовах воєнного стану та потреби забезпечення стабільності електроенергетичної системи під час війни. І фаза енергетичного терору позначилася для ВДР безпрецедентним зростанням цінового тиску та критичним наближенням фактичних цін до верхніх прайс-кепів протягом всієї доби. Середнє співвідношення сягнуло 97%, а в окремі години – до 99%.

На етапі адаптації до воєнного стану під натиском атак на енергетичну інфраструктуру ВДР демонстрував суттєве зниження цінового тиску та відновлення цінової волатильності. Середнє співвідношення фактичних до граничних цін знизилося до 71%. Цей період характеризується значними провалами цін у денні години (до 50%) через активну внутрішньодобову торгівлю ЕЕ із ВДЕ. Водночас зберігся певний ціновий тиск у вечірні пікові години (до 85%), що відображало дефі-

цит внутрішньодобових заявок традиційної генерації для покриття попиту в період пікових навантажень.

II фаза енергетичного терору поставила ВДР у вкрай напружену та хаотичну ситуацію: з одного боку, спостерігалися пробиття прайскепів (о 0 год) та значне наближення до них у позапікові (до 93%) та пікові (до 92%) години, тоді як з іншого боку, у денні години (11-16 год), фіксувалися аномально низькі співвідношення (27–41%), що є наслідком інтенсивної торгівлі ЕЕ із ВДЕ та локальних надлишків генерації. Отже, ВДР працював в умовах значних викликів, де ціни формуються під впливом як критичного дефіциту, так і локальних профіцитів.

Таким чином, за 5 років функціонування ВДР в Україні трансформувався з допоміжного сегмента у стратегічно важливий сегмент ринку, що забезпечує оперативне комерційно-фізичне балансування попиту та пропозиції в умовах високої динаміки зовнішніх викликів. Його роль суттєво зросла в періоди системних шоків, коли ВДР став ключовою платформою для погодинної координації дій учасників. Висока чутливість обсягів, структури продуктів, заявленого попиту та пропозиції, цінових профілів до змін у функціонуванні електроенергетичної системи засвідчила адаптивність ВДР, його здатність підтримувати стабільність комерційних потоків ЕЕ, зберігаючи гнучкість і ринкові механізми в екстремальних умовах. Проте частка в структурі ВДР серед інших сегментів РЕЕ України залишається ще незначною.

Балансуючий ринок (БР) відіграє ключову роль у функціонуванні електроенергетичної системи України, забезпечуючи формування балансу попиту та пропозиції через врегулювання системних небалансів у реальному часі. Особливістю українського БР є його функціонування у формі односторонніх аукціонів, де постачальниками послуг балансування виступають виключно виробники ЕЕ. На БР формується маржинальна ціна балансуючої ЕЕ, ціна встановлюється оператором системи передачі, ПрАТ «НЕК Укренерго», за багатокроковою оптимізаційною функцією, що залежить від технічних можливостей електроенергетичної системи. БР має завжди залишатися збалансованим, і у випадку відхилень оператор системи передачі вимушений

проводити редиспетчеризацію та/або системні обмеження. З часом цінові обмеження на БР еволюціонували від жорстких фіксованих до гнучких, а згодом – до диференційованих за режимами навантаження. Однак під впливом системних шоків БР в Україні постійно демонстрував глибоку системну кризу, трансформуючись з ринкового механізму врегулювання надлишку до інструменту екстреного управління критичними дисбалансами, що потребувало постійних примусових втручань для запобігання колапсу.

За 5 років функціонування БР в Україні на ньому було продано 19,2 ТВтг на завантаження та куплено 33 ТВтг обсягів на розвантаження (рис. 4.23).

Відкриття конкурентного РЕЕ супроводжувалося суттєвим переважанням обсягів розвантаження (у середньому 0,36 ТВтг/міс.) над завантаженням (015 ТВтг/міс.), що свідчило про наявний надлишок акцептованих обсягів на інших сегментах ринку та необхідність його зниження для підтримання балансу електроенергетичної системи.

У період пандемії Covid-19 збільшилася необхідність розвантаження електроенергетичної системи (у середньому 1,65 ТВтг/міс.), хоча спостерігалось помітне зростання також обсягів завантаження (0,45 ТВтг/міс.). Отже, учасники ринку не змогли збалансувати власні заявки попиту та пропозиції на попередніх сегментах, що призвело до стрімкого нарощування місткості БР. У фазі постпандемійного відновлення спостерігалось значне зменшення обсягів розвантаження (у середньому до 0,46 ТВтг/міс.), а також зниження завантаження (0,29 ТВтг/міс.). Співвідношення між завантаженням і розвантаженням стало менш контрастним, що доводить певну стабілізацію та налагодження ринкових процесів на попередніх сегментах ринку. На тлі розгортання європейської енергетичної кризи загальна місткість БР (сума завантаження та розвантаження) знизилася на 8 %, та співвідношення обсягів завантаження до розвантаження становило 1:1,4.

З початком повномасштабної агресії РФ проти України спостерігалось значне зростання обсягів розвантаження, особливо на початку військової агресії, та помірне зростання обсягів завантаження, що при

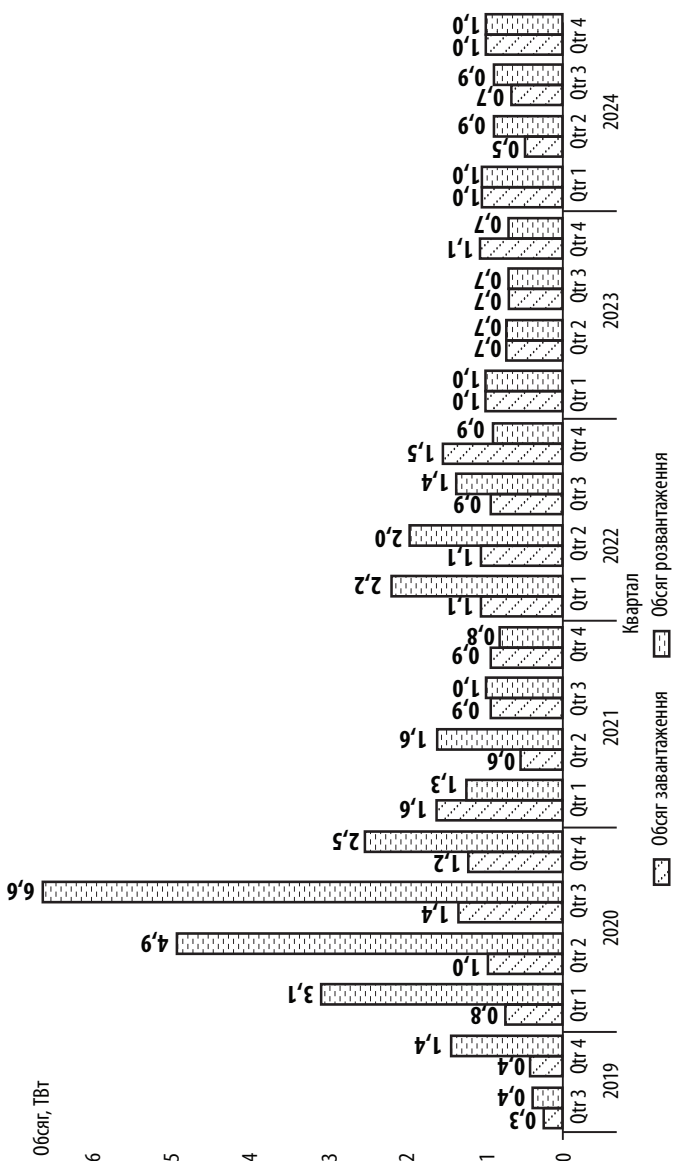


Рис. 4.23. Динаміка акцептованих обсягів завантаження та розвантаження ЕЕ на БР України у II півріччі 2019 р. – I півріччі 2024 р.

Джерело: побудовано автором за [13]

різкому падінні електроспоживання свідчить про порушення ринкових процесів та балансу в електроенергетичній системі, які різко збільшили необхідність у врегулюванні дисбалансів. Співвідношення обсягів завантаження до розвантаження становило 1:1,9. У період I фази енергетичного терору спостерігається суттєве переважання обсягів завантаження (0,44 ТВтг/міс.) над розвантаженням (0,32 ТВтг/міс.), що було прямим наслідком масованих обстрілів енергетики України та призвело до дефіциту потужності та необхідності збільшення виробництва або імпорту ЕЕ для покриття потреб. Співвідношення обсягів завантаження до розвантаження становило 0,7:1. У фазі адаптації до воєнного стану під натиском атак на енергетичну інфраструктуру спостерігалось зменшення місткості БР на 28 %, хоча завантаження все перевищувало розвантаження у співвідношенні 0,8:1, що свідчить про адаптацію енергосистеми до воєнних умов, краще планування комерційної діяльності на попередніх сегментах РЕЕ та відновлення певних потужностей, а також ефективні заходи з врегулювання дефіциту. Під час II фази енергетичного терору відбувалося повернення до переваги обсягів розвантаження (0,29 ТВтг/міс) над завантаженням (0,17 ТВтг/міс.) у співвідношенні 1:1,7. Отже, учасники РЕЕ України змінили свої профілі генерації та навантаження та заявки пропозиції та попиту на попередніх сегментах ринку, що обумовила низьку місткість БР.

Таким чином, БР в Україні продемонстрував високу чутливість та адаптивність до системних шоків, трансформуючись від механізму врегулювання надлишку (профіциту) пропозиції на початкових етапах до інструменту покриття дефіциту попиту під час кризових періодів, зокрема енергетичного терору.

Аналіз функціонування БР за режимами/продуктами (піковий, позапіковий, напівпіковий) у різні історичні періоди дозволяє виявити суттєві адаптивні зміни у структурі обсягів завантаження та розвантаження (рис. 4.24).

На початковому етапі відкриття конкурентного РЕЕ в Україні переважна частина обсягів завантаження та розвантаження припадали на піковий період (у середньому 68% – для завантаження та 58% – для

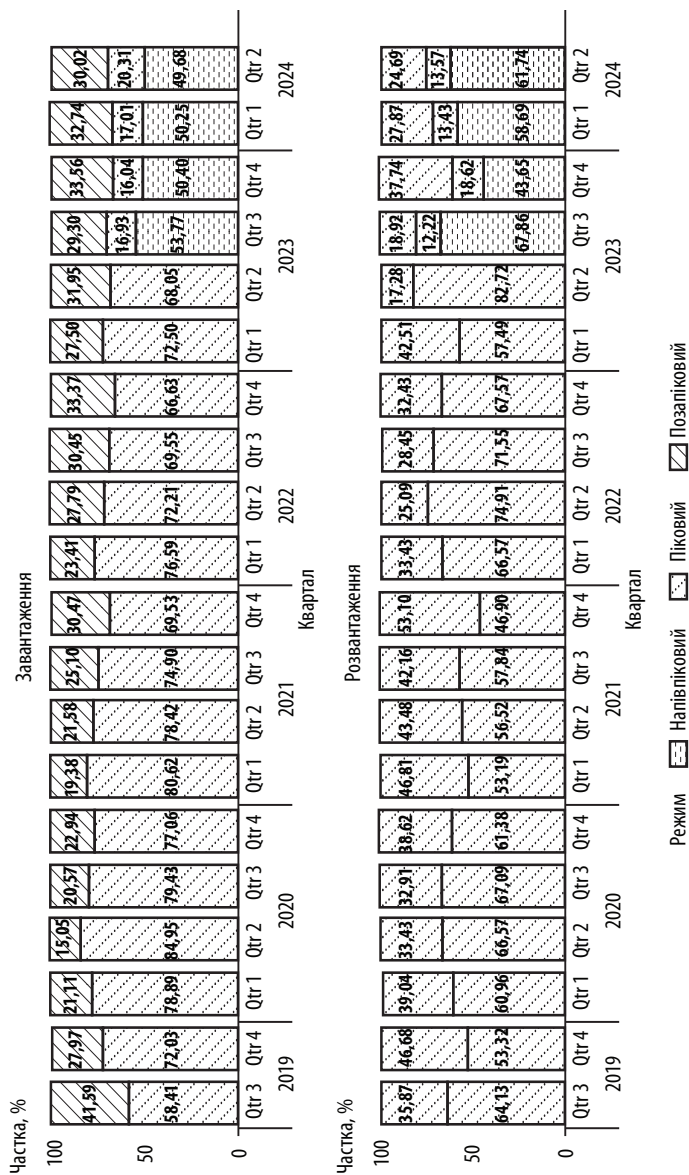


Рис. 4.24. Структура акцептованих обсягів завантаження та розвантаження на БР України за режимами у II півріччі 2019 р. – I півріччі 2024 р.

Джерело: побудовано автором за [13]

розвантаження). При цьому обсяг розвантаження у позапіковому періоді був вищим (42%), відображаючи значну потребу в зменшенні надлишкової генерації ЕЕ в нічні та ранні ранкові години. У період пандемії Covid-19 зросла потреба у збалансуванні електроенергетичної системи в піковий період (середня частка продуктів на завантаження складала 80%, а розвантаження – 64%), вказуючи на потребу в управлінні надлишками потужності в умовах карантинних обмежень. Етап постпандемічного відновлення позначився на незначному скороченні частки пікових продуктів на завантаження (на 2 в.п. порівняно із пандемією Covid-19), тоді як зросла потреба у позапікових продуктів на розвантаження (у середньому до 44% – на 8 в.п. порівняно із попереднім періодом), що свідчило про поступове повернення до допандемічного добового профілю електроенергетичної системи. Європейська енергетична криза призвела до подальшого скорочення частки пікових продуктів на завантаження (до 72%), але також зросла частка позапікових продуктів на розвантаження (до 44%), що відображало посилену потребу в маневруванні та балансуванні протягом всієї доби через зростання волатильності на європейському ринку енергоресурсів.

Початок повномасштабної війни РФ проти України ознаменувався стрімким зростанням пікових продуктів на розвантаження (у середньому до 73% проти 56% у попередньому періоді), що свідчило про гостру потребу в екстремому зменшенні генерації через падіння електроспоживання. Водночас стрімко скоротилася частка позапікових продуктів на розвантаження (до 27% проти 44% у попередньому періоді), що відображало шоківий характер впливу війни на електроенергетичну систему та зміну пріоритетів її диспетчеризації. Під час І фази енергетичного терору відбулося відновлення попиту на пікові продукти на завантаження (до 68%), відображаючи постійний дефіцит потужності та необхідність покриття потреб у найбільш критичні години доби. Водночас зросла і потреба в позапікових продуктах на розвантаження (до 36% на 9 в.п. порівняно із попереднім періодом) через фізичне розбалансування електроенергетичної системи під постійними атаками. По завершенню цієї фази відбулася адаптація

електроенергетичної системи та оптимізація роботи генеруючих потужностей у перехідні періоди доби та виокремлено напівпікові продукти, частка яких склала у середньому 34% на завантаження та 37% на розвантаження. II фаза енергетичного терору позначилася домінуванням напівпікових продуктів (у середньому 53% на завантаження та 54% на розвантаження). Нові масштабні обстріли електроенергетичної системи обумовили необхідність перерозподілу навантаження та активного використання гнучких потужностей у періоди, що раніше не були традиційно піковими.

Таким чином, структура БР в Україні продемонструвала чітке зміщення акцентів у балансуванні під впливом різних фундаментальних факторів і системних шоків. В умовно нормальних умовах функціонування на БР переважав попит на розвантаження у піковий та позапіковий періоди. Водночас кризові умови та системні шоки обумовили зміну пріоритетів балансування, вимагаючи посиленого акценту на завантаженні та маневруванні потужностями.

Формування балансу попиту та пропозиції на БР обумовлюється системними небалансами в електроенергетичній системі, що вимагають її редиспетчеризації в реальному часі (за 15 хв до фізичної поставки ЕЕ). Позитивні небаланси зумовлюють необхідність розвантаження електроенергетичної системи, тоді як негативні небаланси, навпаки, призводять до її завантаження. БР має бути завжди збалансованим, тобто різниця між позитивними небалансами та розвантаженням системи, а також негативними небалансами та завантаженням системи повинна дорівнювати нулю, інакше оператором системи передачі вводяться системні обмеження. На *рис. 4.25* наведено динаміку системних небалансів (попит) та акцептованих обсягів завантаження/розвантаження (пропозиція) на БР України у I півріччі 2020 р. – I півріччі 2024 р. II півріччя 2019 р. було виключено з аналізу, оскільки дані національним оператором передачі – ПрАТ «НЕК Укренерго» – не публікувалися.

На початковому етапі функціонування РЕЕ можливості електроенергетичної системи (одночасне завантаження та розвантаження електрогенерації) обумовлювали наявність системного залишку в се-

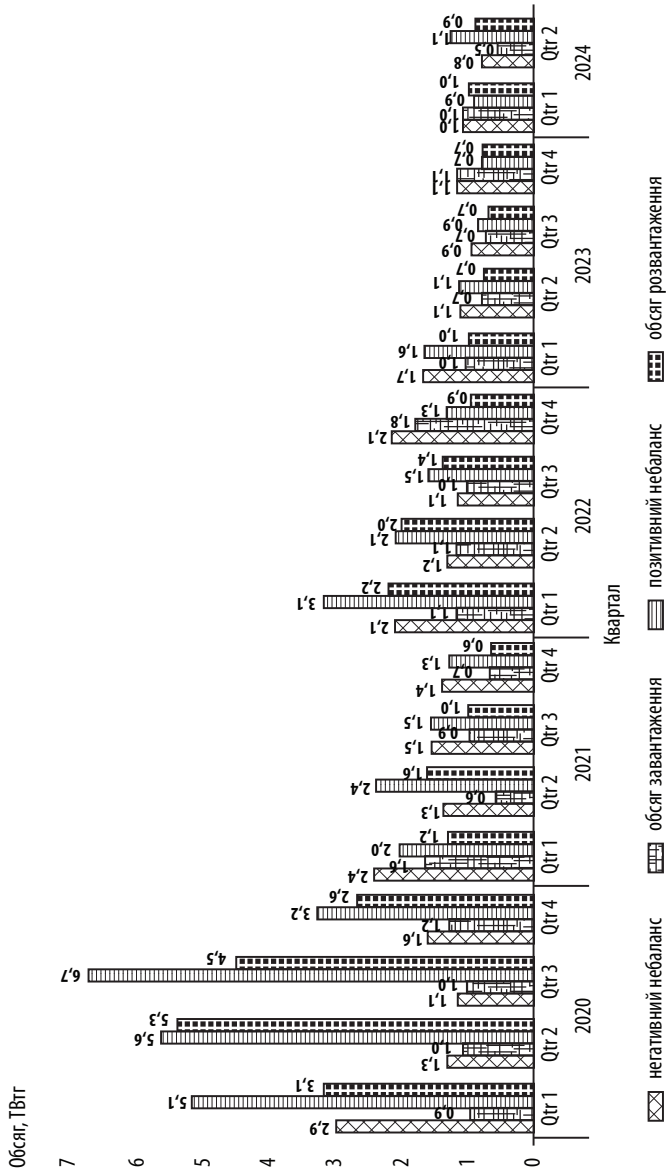


Рис. 4.25. Динаміка обсягів купівлі-продажу ЕЕ на БР України у II півріччі 2019 р. – I півріччі 2024 р.

Джерело: побудовано автором за [13]

редньому 0,66 ТВтг/міс. Кінцева різниця після редиспетчеризації постачальників послуг балансування дорівнювала 0, що свідчило про симетричне врегулювання небалансів.

Протягом пандемії Covid-19 системні залишки в електроенергетичній системі коливалися в діапазоні від -0,32 ТВтг/міс. до +0,35 ТВтг/міс., що зумовлювало підвищену потребу в редиспетчеризації постачальників послуг балансування в умовах зниженого електроспоживання під дією карантинних обмежень. Негативний кінцевий баланс БР мав місце у квітні, серпні та грудні 2020 р., що свідчило про дефіцит пропозиції на розвантаженням надлишкової ЕЕ, тоді як позитивний кінцевий баланс БР вказував на дефіцит пропозиції на завантаження ЕЕ (червень, вересень, листопад 2020 р.). Лише у травні, липні 2020 р. кон'юнктура БР була збалансованою. У період постпандемійного відновлення спостерігається певне поліпшення балансування електроенергетичної системи порівняно з попередніми етапами. Середні незбалансовані залишки становили 0,24 ТВтг як для негативних, так і для позитивних небалансів. Кінцевий баланс БР коливався в діапазоні від -0,01 до +0,01 ТВтг/міс., що свідчило про відносну симетрію врегулювання небалансів.

Протягом дії європейської енергетичної кризи в Україні незбалансовані залишки були на рівні попереднього періоду, становлячи в середньому 0,24 ТВтг для негативних та 0,23 ТВтг для позитивних небалансів. Кінцевий баланс БР на рівні 0 свідчить про його збалансованість (окрім грудня 2021 р., коли мала місце позитивна кон'юнктура БР на рівні 0,04 ТВтг/міс. внаслідок високої аварійності енергоблоків та відсутності достатнього запасу вугілля на ТЕС і ТЕЦ для редиспетчеризації).

Із початком повномасштабної війни, зважаючи на загальне падіння обсягів, середній незбалансований залишок скоротився до 0,14 ТВтг як для негативних, так і для позитивних небалансів. БР можна було вважати збалансованим (кінцева різниця між цими залишками дорівнювала 0, за винятком незначного негативного кон'юнктурного балансу на БР у квітні та червні 2022 р. та позитивного – у травні 2022 р., які вимагали деякого втручання оператора системи передачі для вве-

дення системних обмежень. У період I фази енергетичного терору, незважаючи на збільшення обсягів завантаження для покриття дефіциту, середні незбалансовані залишки становили 0,13 ТВтг/міс. для обох типів небалансів. Кінцева різниця між цими залишками становила від -0,01 до 0,00, що вказувало на наявні можливості до балансування та редиспетчеризації учасників, у т.ч. через введення графіків аварійних відключень та обмеження потужностей. У період адаптації спостерігається значне покращення збалансованості БР: середні незбалансовані залишки були відносно низькими: у середньому 0,05 ТВтг/міс. – для негативних та 0,06 ТВтг/міс. – для позитивних небалансів. Кінцева різниця між середніми залишками становила -0,01, що свідчить про незначне переважання неврегульованого позитивного небалансу, що свідчить про ефективніші заходи з врегулювання небалансів і певну стабілізацію електроенергетичної системи, що призводило до менш частих системних обмежень. У II фазі енергетичного терору незбалансовані залишки дещо зросли порівняно з періодом адаптації, становлячи в середньому 0,09 ТВтг/міс. для обох типів небалансів. Хоча кінцева різниця між залишками дорівнювала 0, однак досягнуто цього було за рахунок впровадження черг аварійних відключень споживачів і введення інших системних обмежень.

Загалом БР в Україні, незважаючи на постійні спроби адаптації, продемонстрував глибоку системну кризу під впливом зовнішніх шоків, фактично перетворившись з ринкового механізму на інструмент для екстреного управління критичними дисбалансами, що постійно вимагало примусових втручань і системних обмежень з боку оператора системи передачі для запобігання повному колапсу.

Аналіз погодинних профілів функціонування БР України у I півріччі 2020 – I півріччі 2024 рр. (рис. 4.26) дозволяє оцінити його здатність до адаптації та забезпечення стабільності електроенергетичної систем через співвідношення попиту (позитивні та негативні небаланси) та акцептованої пропозиції (обсягів завантаження та розвантаження), що дозволяє визначити можливості збалансування електроенергетичної системи через редиспетчеризацію постачальників послуг балансування. Для кожного періоду визначаються частка

покриття попиту пропозицією, безпосередньо неврегульовані небаланси та кінцевий баланс (як різниця між неврегульованими небалансами у різних напрямках).

На етапі відкриття конкурентного РЕЕ БР зіткнувся з постійними та значними викликами у повному врегулюванні системних небалансів. Позапікові години були періодом найбільшої напруги, де спостерігалися значно вищі загальні обсяги як позитивних (406 МВт·год/год), так і негативних (243 МВт·год/год) небалансів. При цьому акцептований обсяг завантаження становив лише 13 %, а розвантаження – 48 %. Це призводило до значних неврегульованих залишків негативних (211 МВт·год/год) та позитивних (210 МВт·год) небалансів, хоча в цілому кон'юнктуру БР можна вважати збалансованою. У пікові години обсяги небалансів були меншими (сума негативних небалансів – 64 МВт·год, позитивних – 117 МВт·год), а обсяг завантаження покривав 52 % від потреби, розвантаження – 74 % від потреб електроенергетичної системи. Неврегульовані залишки все одно були суттєвими (31 МВт·год/год – для негативних та 30 МВт·год/год – для позитивних небалансів), хоча кон'юнктуру БР можна вважати збалансованою. Таким чином, оператор системи передачі активно вдавався для редиспетчеризації постачальників послуг балансування для збалансування системи.

У період пандемії Covid-19 БР зіткнувся зі значними та постійними викликами у повному врегулюванні системних небалансів, які були обумовлені змінами у профілях споживання через карантинні обмеження. У позапіковий період частка акцепту на завантаження від потреб негативного небалансу становила лише 56 %, тоді як частка покриття на розвантаження від позитивного небалансу була значно вищою – 73%. У піковий період відповідні значення були значно вищими та становили 91 % та 84 %. Незалежно від періоду доби, система залишалася суттєво незбалансованою з вираженим переважанням неврегульованого позитивного небалансу (надлишку генерації): 736 МВт·год/год у позапіковий період та 344 МВт·год/год у піковий період. Середньогодинні надлишки негативних небалансів були значно меншими та становили: 228 МВт·год/год у позапіковий та 57 МВт·год/

РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ...

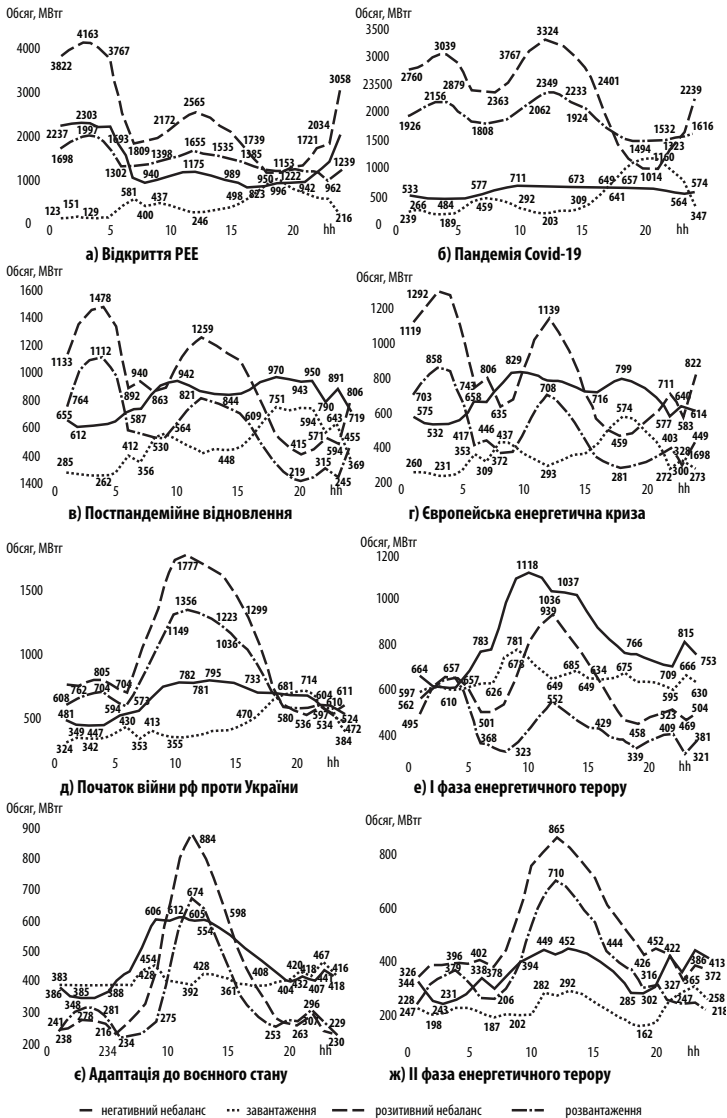


Рис. 4.26. Погодинні профілі БР у I півріччі 2020 р. – I півріччі 2024 р.

Джерело: побудовано автором за [13]

год у піковий періоди. Істотні негативні значення кінцевого балансу (-4068 МВт·год у позапіковий та -4588 МВт·год у піковий періоди) чітко демонстрували неспроможність БР самостійно, без втручання, забезпечити повну збалансованість електроенергетичної системи.

На етапі постпандемійного відновлення вдалося забезпечити кінцевий баланс БР (різниця між неврегульованими залишками завантаження та розвантаження), який був близьким до нуля як у позапіковий (0 МВт·год), так і у піковий (0 МВт·год) періоди. Водночас ринок зіткнувся зі значними викликами у врегулюванні системних небалансів, незважаючи на загальне поліпшення економічної активності. Однак це відбувалося через редиспетчеризацію учасників, що підтверджують відносно низькі частки покриття потреб (особливо завантаження: 47% у позапіковий та 64 % у піковий період). Під час європейської енергетичної кризи БР був незбалансованим, при цьому в позапіковий період домінував неврегульований позитивний небаланс (384 МВт·год/год), а в піковий – неврегульований негативний небаланс (345 МВт·год/год). Істотним було викривлення кінцевого балансу: -75 МВт·год/год у позапіковий та 51 МВт·год/год у піковий періоди, що продемонстрували складність функціонування БР під ціновим тиском.

На початку повномасштабної війни рф проти України БР продемонстрував високу ефективність у врегулюванні системних небалансів – кінцевий баланс дорівнював 0, неврегульовані надлишки в позапіковий період складали 126 МВт·год/год, а в піковий – 217 МВт·год/год, які проходили редиспетчеризацію для збалансування. БР залишався збалансованим і під час I фази енергетичного терору, однак зростав негативний баланс в електроенергетичній системі, які було покрито обсягами завантаження на 91 % у позапіковий, та лише на 74 % у піковий періоди. Як результат, неврегульовані надлишки в позапіковий період скоротилися до 64 МВт·год/год, тоді як в піковий зросли до 234 МВт·год/год. Виокремлення напівпікових продуктів дозволило оптимізувати баланс електроенергетичної системи із середини 2023 р. У результаті неврегульовані небаланси для позапікового періоду скоротилися до 9 МВт·год/год, для позапікового – до

107 МВт·год/год, а для напівпікового склали 98 МВт·год/год, що зменшило потреби в редиспетчеризації постачальників послуг балансування. Однак розпочата II фаза енергетичного терору призвела до введення нових системних обмежень і збільшення обсягів редиспетчеризації, та неврегульовані надлишки зросли до 84 МВт·год/год для позапікового, 160 МВт·год/год – для напівпікового та 135 МВт·год/год – для пікового періодів.

На БР, подібно до РДН, застосовується маржинальний метод ціноутворення. Однак, на відміну від РДН, БР функціонує у формі односторонніх аукціонів, де активними є виключно постачальники послуг балансування, якими на поточний момент виступають виключно виробники ЕЕ. Рівноважна ціна встановлюється за оптимізаційною функцією, розрахунок якої здійснює оператор системи передачі залежно від технічних можливостей електроенергетичної системи. Функціонування БР відбувається за власними ціновими обмеженнями, відмінними від тих, що діють на РДН та ВДР. На початковому етапі функціонування БР були встановлені жорсткі фіксовані цінові обмеження (нижні та верхні прайс-кепи) для пікового та позапікового режимів навантаження. Проте згодом, із 01.12.2019 р., у зв'язку із перетіканням обсягів торгів на цей сегмент ринку з РДД, РДН та ВДР, жорсткі цінові обмеження були замінені на «гнучкі», що встановлювалися в діапазоні 55–115 % від поточної ціни РДН. Надалі, вже на етапі виходу з пандемії, БР зіткнувся з проблемою дефіциту пропозиції, що спонукало енергетичного регулятора до підвищення його привабливості. Це було реалізовано шляхом закріплення нових підвищених верхніх прайс-кепів та одночасного усунення нижніх прайс-кепів. Із II півріччя 2023 року цінові обмеження були диференційовані для трьох режимів навантаження: пікового, напівпікового та позапікового. Цінову динаміку БР наведено на *рис. 4.27*.

На початковому етапі функціонування РЕЕ, попри суттєве переважання обсягів розвантаження над завантаженням, ціни на БР були відносно помірними. Базова ціна завантаження становила 1025 грн/МВт·год, тоді як розвантаження – 871 грн/МВт·год. У піковому періоді ціни були очікувано вищими: 1461 грн/МВт·год та

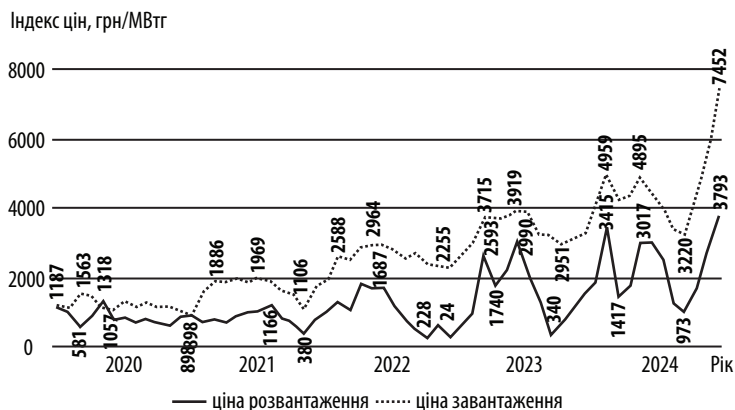


Рис. 4.27. Динаміка індексів цін на БР України
у II півріччі 2019 р. – I півріччі 2024 р.

Джерело: побудовано автором за [13]

996 грн/МВт·год, а позапікові години ціни були нижчими: 773 грн/МВт·год та 618 грн/МВт·год на завантаження та розвантаження відповідно. Цінова динаміка на БР була обумовлена змінами в обсягах і профілях електроспоживання, що призвело до зростання ціни на завантаження до 1425 грн/МВт·год (базові ціни), 1668 грн/МВт·год (пікові) та 1071 грн/МВт·год (позапікові) та водночас скорочення цін на розвантаження до 781 грн/МВт·год (базові), 897 грн/МВт·год (пікові) та 605 грн/МВт·год (позапікові). Протягом постпандемійного відновлення цінові обмеження на БР зростали у 4 рази (02.03.2021, 18.06.2021, 01.08.2021 та 10.08.2010), у зв'язку з чим середні ціни піднялися для завантаження до 1857 грн/МВт·год (базова), 2222 грн/МВт·год (пікова) та 1297 грн/МВт·год (позапікова), ціни розвантаження становили 890 грн/МВт·год (базова), 998 грн/МВт·год (пікова) та 512 грн/МВт·год (позапікова). На тлі розгортання європейської енергетичної кризи ціни БР продовжили зростання, відображаючи посилену потребу в маневруванні та балансуванні. Середня ціна завантаження сягла 2948 грн/МВт·год (базова), 3482 грн/МВт·год (пікова) та 1674 грн/МВт·год (позапі-

кова). Ціни розвантаження становили 1736 грн/МВт-год (базова), 2086 грн/МВт-год (пікова) та 788 грн/МВт-год (позапікова), що продемонструвало складність функціонування БР під ціновим тиском.

З початком агресії спостерігалось різке падіння електроспоживання та порушення ринкових процесів, що призвело до значного зростання потреби у врегулюванні дисбалансів. Середні ціни завантаження становили 2710 грн/МВт-год (базова), 3209 грн/МВт-год (пікова) та 1935 грн/МВт-год (позапікова). Ціни розвантаження склали 847 грн/МВт-год (базова), 1018 грн/МВт-год (пікова) та 677 грн/МВт-год (позапікова), що відображало шоківий характер впливу війни та зміну пріоритетів диспетчеризації.

I фаза енергетичного терору характеризувалася суттєвим переважанням обсягів завантаження над розвантаженням, а отже, ціни на завантаження зросли до 3862 грн/МВт-год (базова), 4478 грн/МВт-год (пікова) та 2453 грн/МВт-год (позапікова), а ціни розвантаження склали 1985 грн/МВт-год (базова), 2073 грн/МВт-год (пікова) та 1349 грн/МВт-год (позапікова), відображаючи постійний дефіцит потужності та необхідність її покриття. У фазі адаптації спостерігалось значне покращення збалансованості БР. З середини 2023 р. фіксовані прайс-кепи були диференційовані на три режими, включаючи напівпікові продукти. Середні ціни завантаження становили 3968 грн/МВт-год (базова), 4625 грн/МВт-год (пікова) та 2819 грн/МВт-год (позапікова). Ціни розвантаження склали 1761 грн/МВт-год (базова), 1875 грн/МВт-год (пікова) та 1325 грн/МВт-год (позапікова). Для напівпікових продуктів ціни на завантаження в середньому становили 4609 грн/МВт-год, а на розвантаження – 2292 грн/МВт-год. Протягом II фази енергетичного терору ціни на БР досягли найвищих значень за весь період. Середня ціна завантаження становила 5783 грн/МВт-год (базова), 7276 грн/МВт-год (пікова) та 4435 грн/МВт-год (позапікова). Для напівпікових продуктів середня ціна завантаження складала 6058 грн/МВт-год. Ціни розвантаження досягли 2743 грн/МВт-год (базова), 5018 грн/МВт-год (пікова), 2316 грн/МВт-год (позапікова) та 2041 грн/МВт-год (напівпікова).

Таким чином, цінова динаміка на БР України відображала його трансформацію від механізму врегулювання надлишку пропозиції на початкових етапах до інструменту покриття дефіциту попиту під час кризових періодів. Зростання цін, особливо на завантаження та розвантаження в пікові та напівпікові години, підкреслює зростаючу вартість забезпечення балансу електроенергетичної системи в умовах безпрецедентних зовнішніх шоків і постійних примусових втручань оператора системи передачі.

За результатами аналізу цінових профілів балансуючого ринку можна оцінити спроможність електроенергетичної системи до комерційно ефективного фізичного балансування у різні періоди (рис. 4.28). На етапі відкриття конкурентного РЕЕ в Україні ціновий профіль БР на завантаження демонстрував чітку добову динаміку. У позапіковий період спостерігалось тяжіння до нижчих цінових рівнів, із середньою ціною завантаження 781 грн/МВт-год. При цьому о 0 годині ціна завантаження у 671 грн/МВт-год пробила середній ціновий мінімум у 518 грн/МВт-год; і о 8 годині ціна у 1498 грн/МВт-год пробила середній ціновий максимум у 1334 грн/МВт-год, що є свідченням профіциту та дефіциту заявок на завантаження відповідно. У піковий період ціни на завантаження мали різку волатильність. Зокрема, відбувалося багаторазове пробиття цінового максимуму з 16 по 21 годину, досягаючи свого піку у 2005 грн/МВт-год о 21 годині. Це вказувало на гострий дефіцит пропозицій у постачальників послуг балансування та нагальну необхідність оператора системи передачі застосовувати заходи редиспетчеризації системи для забезпечення стабільності. Водночас ціновий профіль на розвантаження протягом доби демонстрував тяжіння до нижніх цінових обмежень. Найбільш помітним було пробиття цінового мінімуму о 23 годині, коли ціна розвантаження становила 454 грн/МВт-год проти середнього цінового мінімуму у 804 грн/МВт-год.

Це свідчить про значний надлишок пропозицій розвантаження в цей час. Особливо варто зазначити, що о 12 годині ціни на завантаження (872 грн/МВт-год) та ціни на розвантаження (838 грн/МВт-год) були максимально наближені одна до одної, що свідчить про пері-

РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ...

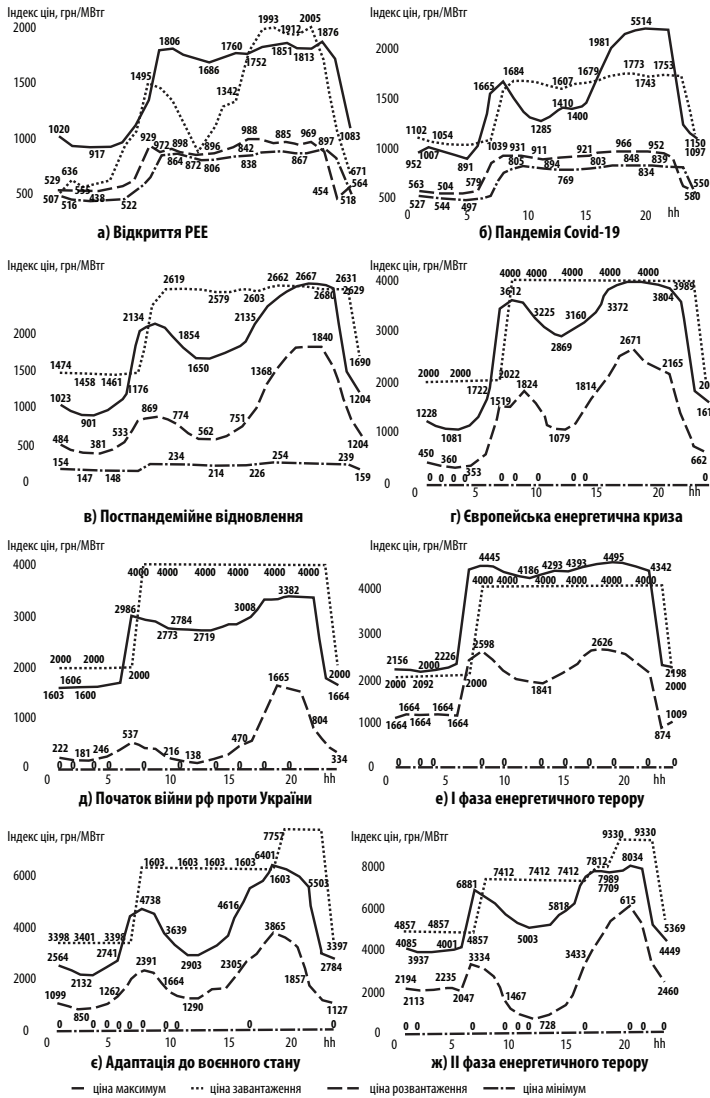


Рис. 4.28. Цінові профілі БР за годинами навантаження у II півріччі 2019 р. – I півріччі 2024 р.

Джерело: побудовано автором за [13]

од відносно активної конкуренції за балансуєчу енергію, особливо з боку пропозицій на завантаження, що дозволяло БР функціонувати ближче до рівноважного стану.

У період пандемії Covid-19 ціни на завантаження у позапіковий період тяжіли до верхніх цінових рівнів, із середньою ціною завантаження 1046 грн/МВт·год. При цьому о 7 годині ціна завантаження у 1535 грн/МВт·год пробила середній ціновий максимум у 1087 грн/МВт·год. У піковий період відбувалося багаторазове пробиття цінового максимуму з 16 по 22 годину, досягаючи свого піку у 2214 грн/МВт·год о 20 годині. Ціновий профіль на розвантаження протягом доби демонстрував тяжіння до нижніх цінових обмежень, о 23 годині мало місце пробиття нижніх цінових обмежень у 608 грн/МВт·год проти 827 грн/МВт·год

Постпандемійне відновлення обумовило «U-подібні» цінові профілі БР як на завантаження, так і на розвантаження із провалом у денні та нічні години та зростанням у ранковий та вечірній піки. Для профілю на завантаження у позапіковий період спостерігалось тяжіння до верхніх цінових рівнів, із середньою ціною завантаження 1185 грн/МВт·год, а у піковий період ціни на завантаження мали різку волатильність. Зокрема, відбувалося незначне пробиття цінового максимуму з 20 по 21 годину, досягаючи свого піку у 2667 грн/МВт·год о 20 годині. Подібну цінову динаміку виражали і ціни на розвантаження: у позапіковий період спостерігалось тяжіння до нижчих цінових рівнів, із середньою ціною розвантаження 508 грн/МВт·год, а у піковий період ціни на розвантаження мали виражену «U-подібну» волатильність.

Європейська енергетична криза загострила «U-подібні» цінові профілі на завантаження та розвантаження на БР. Для профілю на завантаження у позапіковий період середня ціна на завантаження становила 1564 грн/МВт·год із пробиттям цінових обмежень, о 7 годині ціна завантаження у 3413 грн/МВт·год пробила встановлений ціновий максимум у 2022 грн/МВт·год. У піковий період ціни на завантаження мали різку волатильність, досягаючи свого піку у 3936 грн/МВт·год о 18 годині максимально наближених до ціно-

вого максимуму у 4000 грн/МВт-год. Критичну волатильність виражали і ціни на розвантаження: У позапіковий період спостерігалось тяжіння до нижчих цінових рівнів, із середньою ціною розвантаження 594 грн/МВт-год, а у піковий період ціни досягали свого піку у 2671 грн/МВт-год о 18 годині.

На початку повномасштабної війни РФ проти України для цінового профілю БР на завантаження спостерігалось тяжіння до верхніх цінових рівнів у позапіковий період, із середньою ціною завантаження 1875 грн/МВт-год. При цьому о 7 годині ціна завантаження у 2986 грн/МВт-год пробила встановлений ціновий максимум у 2000 грн/МВт-год, що свідчило про значний дефіцит заявок на завантаження у перехідні години. У піковий період ціни на завантаження трималися на високих рівнях, досягаючи свого піку у 3382 грн/МВт-год о 20 годині. Цінова динаміка на розвантаження тяжіла до 0 до 16 години, і лише у вечірні пікові години зростала, досягаючи піку в 1665 грн/МВт-год о 19 годині.

Під час I фази енергетичного терору цінові профілі БР на завантаження і на розвантаження демонстрували екстремальні умови функціонування ринку. Для профілю на завантаження спостерігалось стабільне та значне перевищення цінових обмежень. У позапіковий період середня ціна завантаження становила 2428 грн/МВт-год, а у піковий – 4097 грн/МВт-год. Це свідчило про критичний дефіцит заявок на завантаження у постачальників послуг балансування та необхідність запровадження системних обмежень оператором систем передачі. Для заявок на розвантаження середня ціна становила 1160 грн/МВт-год у позапіковий період, тоді як у піковий період спостерігалася висока волатильність: максимальне значення досягало 2626 грн/МВт-год о 18-й годині.

По припиненню енергетичного терору та адаптації до війни та атак на енергетичну інфраструктуру цінові профілі БР повернулися до «U-подібного» виду. Для цінового профілю на завантаження середня ціна склала 2461 грн/МВт-год із пробиттям о 7 годині у 4458 грн/МВт-год, а у піковий період досягали найвищих значень у 6401 грн/МВт-год о 19 годині із незначним пробиттям. Ціни на роз-

вантаження демонстрували тяжіння до нижчих цінових рівнів, із середньою ціною розвантаження 1160 грн/МВт-год у позапіковий період, і також сягали піку у 3865 грн/МВт-год о 19 годині для пікового періоду.

Під час II фази енергетичного терору цінові профілі БР на завантаження і на розвантаження демонстрували екстремальні умови функціонування ринку, хоча характеризувались вираженим денним провалом цін із 9 години до 17 години. Для профілю на завантаження спостерігалось тяжіння до високих цінових рівнів і значне перевищення цінових максимумів. У позапіковий період середня ціна завантаження становила 4438 грн/МВт-год, а у піковий – 4300 грн/МВт-год. Це свідчило про постійний дефіцит заявок на завантаження та необхідність запровадження системних обмежень оператором систем передачі. Для заявок на розвантаження цінові середні становили 2313 грн/МВт-год у позапіковий період, тоді як у піковий період вони мали високу волатильність, досягаючи свого піку у 6152 грн/МВт-год о 21 годині.

Отже, цінові профілі на БР в умовно нормальні періоди демонстрували більш передбачувані динаміки, формуючи «U-подібний» вид (з певними варіаціями), тоді як в кризові періоди вони набували добові профілі більш складних, хаотичних форм з вираженими плато із певними денними провалами, що свідчить про порушення звичних комерційно ефективного фізичного балансування електроенергетичної системи України.

Таким чином, за 5 років функціонування БР в Україні він трансформувався від механізму врегулювання надлишку пропозиції до інструменту покриття дефіциту попиту під час системних шоків та кризових періодів, демонструючи при цьому високу чутливість до стану електроенергетичної системи. Ця трансформація супроводжувалася поглибленням системної кризи, що вимагало постійних примусових втручань та системних обмежень з боку оператора системи передачі для управління критичними дисбалансами. Цінові рівні на БР суттєво зросли, особливо в пікові та напівпікові години, підкреслюючи зростаючу вартість забезпечення балансу електроенергетичної системи в

умовах безпрецедентних зовнішніх шоків. Система цінових обмежень БР адаптувалася від початкових жорстких фіксованих до гнучких та диференційованих за трьома режимами навантаження. Водночас, незважаючи на зусилля, системні небаланси часто залишалися суттєвими, і збалансованість БР переважно досягалася за рахунок активної редиспетчеризації постачальників послуг балансування та у кризових випадках – введення системних обмежень, включно з графіками аварійних відключень та обмежень потужностей.

4.3. Методичний підхід до оцінки результативності ринку електричної енергії

Підписавши Угоду про асоціацію між Україною та ЄС, Україна прийняла на себе зобов'язання щодо впровадження європейських засад конкурентної політики. У ст. 254 цієї Угоди підкреслюється важливість створення вільної та неспотвореної конкуренції у торговельних відносинах, і встановлюються керівні принципи конкурентної політики, якими є несумісні антиконкурентні господарські дії, які можуть спотворити належне функціонування ринків та зменшити позитивні наслідки лібералізації торгівлі [17]. Розвиток конкурентних відносин в енергетичній сфері потребував окремих засад формування конкурентної політики на енергетичних ринках, якими стали: Регламент ЄС № 1227/2011 від 25.10.2011 щодо доброчесності та прозорості оптового енергетичного ринку (REMIT) [18] та Регламент ЄС № 543/2013 від 14.07.2013 про подання та публікацію даних на РЕЕ [19]. Імплементация цих регламентів стала обов'язковою для України на підставі внесення змін Рішенням Ради ЄС № 2019/466 від 18.03.2019 до Додатка XXVII Угоди про асоціацію України з ЄС [20]. Однією з функцій реалізації конкурентної політики на ринку електричної енергії є здійснення його моніторингу, що віднесено до повноважень енергетичного регулятора — Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) [21, ст. 8 п. 2 пп. 10], що включає функціонування ринку та його сегментів, рівня та ефективності відкриття РЕЕ, прозо-

рості та конкуренції на ринку. Нормативно-правова основа моніторингу РЕЕ забезпечується Постановою НКРЕКП 14.09.2017 № 1120 «Про затвердження Порядку здійснення НКРЕКП, моніторингу ринків у сферах енергетики та комунальних послуг» [22]. Здійснення моніторингу повинно відбуватися за відповідними інструкціями з моніторингу, які міститимуть [22]: (1) перелік об'єктів та предметів моніторингу; (2) перелік індикаторів/показників оцінки функціонування об'єктів та/або предметів моніторингу; (3) цільові значення або допустимий діапазон індикаторів/показників оцінки та методологічні підходи щодо їх визначення; (4) період моніторингу певного об'єкта та предмета моніторингу; (5) перелік джерел даних, що використовуються для моніторингу об'єкта та предмета моніторингу, а також періоди їх збору/оновлення; (6) перелік інформації з обмеженим доступом; (7) методи реєстрації інформації, отриманої з відкритих джерел; (8) перелік результатів моніторингу, що підлягають оприлюдненню [22].

Таких інструкцій щодо проведення моніторингу НКРЕКП ще не розроблено та здійснення моніторингу спирається на Постанову НКРЕКП 14.09.2017 № 1120, яка регламентує порядок його проведення та Постанову НКРЕКП від 29.03.2019 № 450 щодо затвердження форм звітності учасників РЕЕ [22; 23]. Тобто наразі відсутня методична основа проведення моніторингу. А перелік показників моніторингу РЕЕ, наведений у [22], є безсистемним (не відображає економічну сутність предмета їх моніторингу), одночасно надлишковим (деякі показники дублюються за економічним змістом) і недостатнім (відсутні суттєві показники), а також необґрунтованим (окремі показники не мають змістового навантаження). Переважно цей перелік показників є кількісним і передбачає лише агрегацію цих форм статистичної звітності учасників РЕЕ, поданих до НКРЕКП, та визначення темпів їх змін, лише окремі з показників відображають якісний рівень функціонування РЕЕ. Слід зазначити, що НКРЕКП також ще не визначилося із цільовими значеннями цих показників, допустимим діапазоном їх коливань та методами розрахунку. Отже, можна вважати, що методика моніторингу РЕЕ України відсутня, що ускладнює його

оперування ним та уповільнює його зрушення у напрямку цільового вектора розвитку.

Як інструмент моніторингу оптового РЕЕ пропонується методичний підхід до оцінки його результативності, який передбачає складання якісної характеристики рівня розвитку конкуренції за ознаками збалансованості, варіабельності, динамічності та пропорційності, що дозволяє приймати управлінські рішення за цілями розвитку ринку [24]. Такий моніторинг можна проводити як у календарному розрізі (як щодобово, так і щотижнево, щомісячно, щоквартально тощо) або за когортними періодами, для яких притаманний вплив певних фундаментальних чинників. Методологічною основою цього підходу є теорія ключових показників результативності (KPI-Key Performance Indicators), яка набула розвитку у працях [25–27].

Згідно з ISO 9000:2005 та ISO 9000:2008 під результативністю розуміється ступінь реалізації запланованої діяльності, досягнення запланованих результатів [28; 29]. При цьому, як зазначається в роботі [30], управління результативністю ставить своїм завданням стимулювати продуктивну довільну поведінку, яка проявляється у самостійному виборі людини (в цьому контексті учасниками ринку – прим. авт.) своєї роботи. В цілому результативність представляє поведінковий аспект та підтримує цінності організації [31]. Результативність функціонування ринку найчастіше пов'язується із аналізом ринкових структур, а компонентами результативності прийнято вважати ефективність використання обмежених ресурсів, прогресивність поведінки виробників, забезпечення повної зайнятості, справедливості розподілу доходів, що виражають техніко-економічні аспекти його функціонування [31]. Кожний галузевий ринок має специфічні особливості будови та функціонування, що обумовлює відсутність універсального підходу до оцінки їх результативності. Тому, як зазначається в роботах [32; 33], результативність функціонування ринку визначається за поведінкою його учасників, а оцінка результативності повинна виражатися в розробці логічної системи її показників.

KPI - це числові показники діяльності, які допомагають виміряти ступінь досягнення цілей або оптимальності процесу [34], і є вимір-

никами бізнес-процесів, а система показників – це інструмент управління бізнесом, реалізація концепції управління за цілями, яка бере початок з теорії управління системами [32]. Їх прийнято ділити на цільові (ступінь наближення до цілі), процесні (ефективності процесу), проєктні (ефективність та результативність проєкту) КРІ є вимірниками результативності, ефективності, продуктивності бізнес-процесів. Існують три типи показників результативності [34]: ключові показники результату (Key Result Indicator- KRI); показники ефективності (Performance Indicator - PI та безпосередньо КРІ. КРІ є найважливішими індикаторами для поточного та майбутнього успіху організації, а склад таких показників повинен налічувати близько 10 індикаторів. Хоча КРІ, PI та КРІ характеризують як показники минулого, поточного чи майбутнього, концепція КРІ передбачає їх моніторинг 24/7 або щоденно [34; 35].

У праці [36] визначено, що розробка системи КРІ передбачає визначення таких її компонент: описової, що містить загальну інформацію про індикатор; управлінської, яка спрямована на встановлення відповідальності за реалізацію; інформаційної, що передбачає формалізацію методики обчислення.

Актуальність питання результативності РЕЕ пов'язана із необхідністю відстеження ступеня досягнення головної мети його реформування, визначеної у Законі України «Про ринок електричної енергії» від 13.04.2017 № 2019-VIII [21]. Отже, постає завдання розробки методичного підходу до оцінки результативності РЕЕ (рис. 4.29), який дозволить виміряти її якісно та проводити постійний моніторинг на різних сегментах РЕЕ, оперативно виявляти порушення в його роботі. На першому етапі дослідження результативності РЕЕ побудовано структурно-логічну модель її оцінки (рис. 4.30). РЕЕ представлено у виді трикутника, сторонами в якому є складові попиту (D) та пропозиції (S), та виділено 3 його рівні:

- фізичний, який характеризують реальні фізичні обсяги попиту (D) та пропозиції (S) РЕЕ;
- заявлений, який визначають обсяги попиту (Dd) та пропозиції (Sd) заявлені до купівлі-продажу на РЕЕ;

РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ...

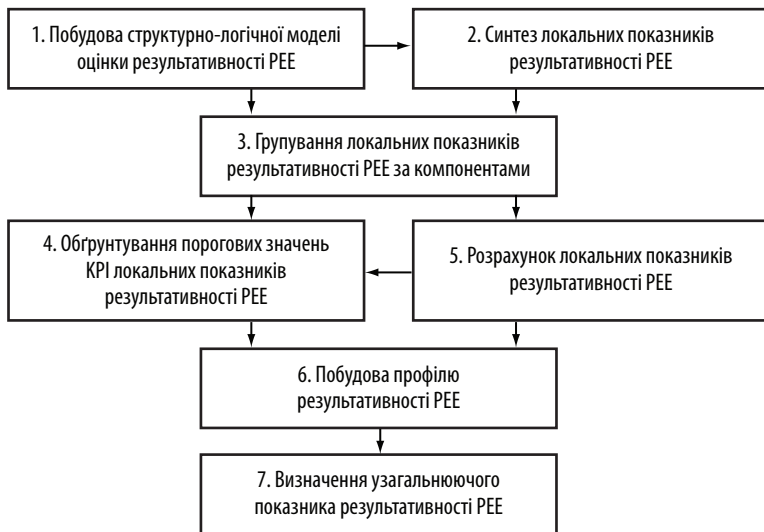


Рис. 4.29. Структурно-логічна схема методичного підходу до оцінки результативності РЕЕ

Джерело: авторська розробка

- акцептований, який формують обсяги ЕЕ, купленої (D_a) та проданої (S_a) на РЕЕ.

На вершині цього трикутника акцептована ціна ЕЕ (P_a), яка встановлюється за результатами торгів на РЕЕ.

Для оцінки результативності РЕЕ обрано 16 показників (табл. 4.3).

На другому етапі синтезовано із структурно-логічної моделі локальні показники, які згодом згруповано за 4 визначальними компонентами ринкової кон'юнктури (рис. 4.31).

За кожною компонентою робиться якісна інтерпретація результативності функціонування РЕЕ, як наведено у табл. 4.4.

Керуючись економічною логікою, було обрано еталонне значення для кожного локального показника. Обґрунтування порогових зна-

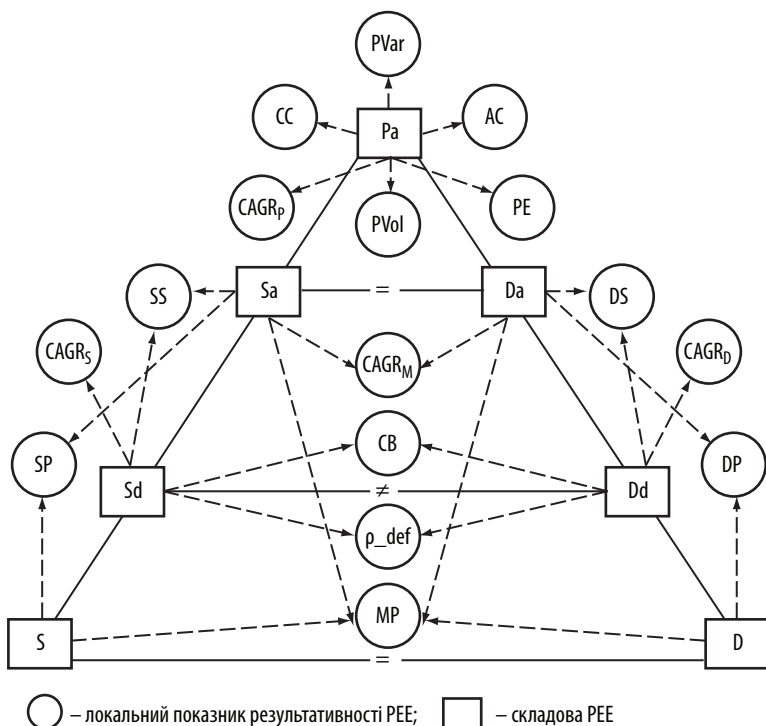


Рис. 4.30. Структурно-логічна модель оцінки результативності РЕЕ

Джерело: авторська розробка

Примітка: інтерпретацію локальних показників наведено у табл. 4.3

чень локальних показників було здійснено за методом мінімальної результативності [32] на рівні 80 % від еталонного значення показника.

Розрахунок результативності РЕЕ доцільно проводити як для кожного сегмента РЕЕ, так і за окремими режимами навантаження.

Оскільки показники результативності вимірюють ступінь реалізації запланованих дій, то їх доцільно представити у відсотковому виразі, для чого проводиться процедура їх нормування за формулою (4.1):

Таблиця 4.3

Компоненти та локальні показники результативності РЕЕ

Показник	Формула розрахунку	Порогові значення КРІ, %
1	2	3
Динамічність		
Темп зростання ринку ($CAGR_M$)	$CAGR_M = \sqrt[N-1]{\prod_{t=1}^N D_{a_1} \times D_{a_2} \times \dots \times D_{a_{t-1}} \times D_{a_t}} \times 100\% - 100\%$	[-5%; +5%]
Темп зростання заявленого попиту ($CAGR_{D_d}$)	$CAGR_{D_d} = \sqrt[N-1]{\prod_{t=1}^N D_{d_1} \times D_{d_2} \times \dots \times D_{d_{t-1}} \times D_{d_t}} \times 100\% - 100\%$	[-5%; +5%]
темп зростання заявленої пропозиції ($CAGR_{S_d}$)	$CAGR_{S_d} = \sqrt[N-1]{\prod_{t=1}^N S_{d_1} \times S_{d_2} \times \dots \times S_{d_{t-1}} \times S_{d_t}} \times 100\% - 100\%$	[-5%; +5%]
Темп зростання цін ($CAGR_{P_d}$)	$CAGR_{P_d} = \sqrt[N-1]{\prod_{t=1}^N P_{a_1} \times P_{a_2} \times \dots \times P_{a_{t-1}} \times P_{a_t}} \times 100\% - 100\%$	[-5%; +5%]
Збалансованість		
Споживчий надлишок (DS)	$DS = \frac{D_d - D_a}{D_d} \times 100\%$	[0%; 20 %]

Продовження табл. 4.3

1	2	3
Виробничий надлишок (SS)	$SS = \frac{S_d - S_a}{S_d} \times 100\%$	$[-1; +1]$
Кон'юнктурний баланс (CB)	$CB = \frac{S_d}{D_d} \times 100\%$	$[80\%; 120\%]$
Вірогідність дефіциту пропозиції (p_{def})	$p_{def} = \frac{\sum_{t=1}^T 1(D_{d_t} > S_{d_t})}{T} \times 100\%$ T – кількість годин в досліджуваному періоді; $\sum_{t=1}^T 1(D_{d_t} > S_{d_t})$ – кількість годин, в яких заявлений попит перевищує заявлену пропозицію	$[0\%; 20\%]$
Варіабельність		
Цінова варіабельність (PVar)	$PVar = \frac{\sigma_{Pa}}{Pa}$ σ_{Pa} – стандартне відхилення за акцептованими цінами; Pa – середньоарифметичне значення акцептованих цін за період	$[0\%; 20\%]$

Продовження табл. 4.3

1	2	3
Коефіцієнт ексцесу цін (KC_p)	$KC_p = \frac{\mu_4 - 3}{\sigma^4}$ μ_4 – центральний момент четвертого порядку; σ^4 – дисперсія акцептованих цін	$[-1; +1]$
Коефіцієнт асиметрії цін (ACP)	$AC_p = \frac{\mu_3}{\sigma^3}$ μ_3 – центральний момент четвертого порядку	$[-0,2; +0,2]$
Цінова волатильність ($PVol$)	$PVol = \sigma_{PGR} \times 100\%$ σ_{PGR} – стандартне відхилення за темпами приросту цін ЕЕ (PGR), який до- рівнює: $PGR = \frac{P_{a_t} - P_{a_{t-1}}}{P_{a_{t-1}}} \times 100\%$ P_t, P_{t-1} – ціна ЕЕ у період t і $t-1$ відповідно	$[0\%; 20\%]$
Пропорційність		
Пропорційність ринку (MP)	$MP = \frac{D_{a_t}}{D_{a_{t-1}}} \div \frac{D_t}{D_{t-1}}$ D_t, D_{t-1} – обсяг споживання ЕЕ у період t і $t-1$ відповідно	$[0,8; 1,2]$

Закінчення табл. 4.3

1	2	3
Пропорційність попиту (DP)	$DP = \frac{D_{d_t}}{D_{d_{t-1}}} \div \frac{D_t}{D_{t-1}}$	$[0,8; 1,2]$
Пропорційність пропозиції (SP)	$SP = \frac{S_{d_t}}{S_{d_{t-1}}} \div \frac{D_t}{D_{t-1}}$	$[0,8; 1,2]$
Еластичність ціни (PE)	$MP = \frac{(P_{a_t} - P_{a_{t-1}})(D_{a_t} -)}{P_{a_{t-1}} D_{a_{t-1}}}$	$[-0,2; +0,2]$

Джерело: авторська розробка

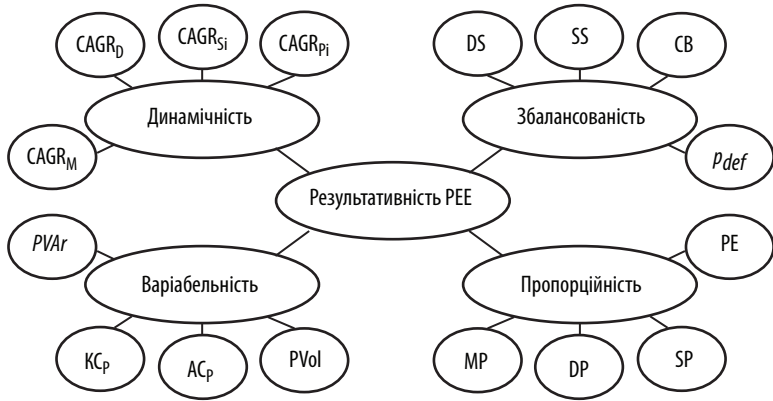


Рис. 4.31. Групування локальних показників результативності РЕЕ за компонентами

Джерело: авторська розробка

Таблиця 4.4

Якісна інтерпретація компонент результативності РЕЕ

Компонента результативності РЕЕ	Нижче порогового значення	У діапазоні від еталону до порогового значення	Перевищує порогове значення
Збалансованість	Дефіцитна	Урівноважена	Профіцитна
Варіабельність	Низька	Середня	Висока
Динамічність	Спадаюча	Стійка	Зростаюча
Пропорційність	Спекулятивна	Консервативна	Агресивна

Джерело: авторська розробка

$$p_{ki} = \begin{cases} 1, & l_{ki} \leq x_{ki} \leq u_{ki} \\ \frac{x_{ki} - u_{ki}}{u_{ki} - l_{ki}}, & u_{ki} < x_{ki} < u_{ki} + (u_{ki} - l_{ki}) \\ \frac{u_{ki} - x_{ki}}{u_{ki} - l_{ki}}, & x_{ki} \geq u_{ki} + (u_{ki} - l_{ki}) \\ \frac{x_{ki} - l_{ki}}{u_{ki} - l_{ki}}, & l_{ki} - (u_{ki} - l_{ki}) < x_{ki} < l_{ki} \\ \frac{l_{ki} - x_{ki}}{u_{ki} - l_{ki}}, & x_{ki} \leq l_{ki} - (u_{ki} - l_{ki}) \end{cases}, \quad (4.1)$$

де p_{ki} – стандартизована результативність за i -м локальним показником k -ї компоненти;

x_{ki} – фактичне значення i -го локального показниками k -ї компоненти;

l_{ki} – значення нижнього КРІ i -го локальними показниками k -ї компоненти;

u_{ki} – значення верхнього КРІ i -го локальними показниками k -ї компоненти.

Формула (4.1) створює багаторівневу систему оцінки результативності РЕЕ, яка нормалізує фактичні значення у діапазоні від 0 до 1, а також відображає ступінь «невідповідності» фактичних значень КРІ. Вона вважає «ідеальними» значення, що знаходяться в діапазоні $[l_{ki}, u_{ki}]$, та для невеликих відхилень застосовує лінійну нормалізацію, а для значних відхилень – пропорційно обернену нормалізацію, що швидко знижує оцінку до нуля. Це дозволяє більш детально аналізувати складові результативності РЕЕ відносно його цільових меж.

Профіль результативності РЕЕ може бути побудовано у виді діаграми-радару, на якому відображаються всі локальні нормовані показники. Результативність РЕЕ визначається як відношення площі побудованого багатокутника до еталонної площі радару та розраховується за формулами:

$$S_k = \frac{1}{2}(p_{ki}p_{kj} + p_{kj}p_{ky} + p_{kl}p_{ky} + p_{ki}p_{kl})\sin\frac{\pi}{16}, \quad (4.2)$$

$$P_k = \frac{S_K}{S_K^E} \times 100\% \quad (4.3)$$

де S_K – площа радара результативності за k -ю компонентою;

$p_{ki}, p_{kj}, p_{ky}, p_{kl}$ – стандартизована результативність за локальними показниками k -ї компоненти;

S_K^E – еталонна площа радара за k -ю компонентою, яка є константою та вираховується виходячи з того, що результативність всіх локальних показників дорівнює 100 %.

Загальна результативність РЕЕ враховує всіх компоненти та вираховується за формулою:

$$ME = \frac{\sum_{K=1}^N S_K}{\sum_{K=1}^N S_K^E} \times 100\%. \quad (4.4)$$

Враховуючи, що мінімальний пороговий рівень результативності було встановлено на рівні 70 %, то можна запропонувати таку градацію підсумкових рівнів результативності (табл. 4.5).

Таблиця 4.5

Якісна інтерпретація рівня результативності РЕЕ

Значення	Інтерпретація
[1,00; 0,8)	Висока
[0,8; 0,70)	Середня
[0,70 0,6)	Задовільна
[0,6 0,5)	Низька
[0,5 0,0]	Критична

Джерело: авторська розробка

Апробацію цього методичного підходу було здійснено для РДН України в II півріччі 2019 р. – I півріччі 2024 р. за даними ПрАТ «НЕК

Розділ 4. Діагностика функціонування ринку електричної енергії України ...

Укренерго» [13], АТ «Оператор ринку» [12] за виділеними у 4.2 когортними періодами.

Динамічність РДН (табл. 4.6) відображає темпи зростання його місткості, заявлених обсягів попиту та пропозиції, а також маржинальних цін, дозволяючи оцінити, наскільки ринок здатен зберігати рівновагу та адаптуватися до зовнішніх викликів в умовах як нормального функціонування, так і періодів глибоких трансформацій.

Відкриття конкурентного РЕЕ в Україні супроводжувалося запуском РДН із часткою близько 40 % від фізичного електроспоживання в ОЕС України. Протягом цього етапу динамічність місткості РДН поступово знижувалася (-0,8 %/міс.), що було зумовлено перетіканням комерційних потоків ЕЕ на інші сегменти ринку. Основною причиною стало скорочення заявленого попиту (-1,6 %/міс.), тоді як висока комерційна привабливість РДН стимулювала зростання заявленої пропозиції (+6,0 %/міс.). Такий дисбаланс спричинив помірне зниження цін РДН (-2,0 %/міс.), створивши умови для поступового формування конкурентного ринкового середовища за індикативними цінами.

Таблиця 4.6

Оцінка динамічності РДН України у II півріччі 2019 – I півріччі 2024 р., %/міс.

Етап	CAGR _м	CAGR _д	CAGR _с	CAGR _р
Відкриття конкурентного РЕЕ в Україні	-0,8	-1,6	6,0	-2,0
Пандемія Covid-19	-4,4	-4,2	-6,6	0,8
Постпандемійне відновлення	-0,7	-0,3	-1,8	3,7
Європейська енергетична криза	4,4	6,0	9,2	0,1
Початок війни РФ проти України	-20,4	-22,1	-19,5	6,4
I фаза енергетичного терору	14,3	13,9	11,6	1,2
Адаптації до війни під тиском атак	0,4	0,5	-0,2	-0,6
II фаза енергетичного терору	-2,1	0,6	-10,6	19,7

Джерело: авторські розрахунки

Пандемія Covid-19 стала першим серйозним зовнішнім викликом для РДН, яка зумовила скорочення його місткості (-4,4 %/міс.) через зниження заявленого попиту (-4,2 %/міс.) та пропозиції (-6,6 %/міс.). Попри це, середня ціна РДН зростала (+0,8 %/міс.), що свідчило про наявність цінової інерції в умовах карантинних обмежень. Постпандемійне відновлення супроводжувалося стабілізацією динаміки РДН: темп зростання місткості був практично нульовим (-0,7 %/міс.), що вказувало на повернення до звичних обсягів торгів, заявлений попит залишався майже незмінним (-0,3 %/міс.), тоді як пропозиція скорочувалася помірно (-1,8 %/міс.), що могло бути наслідком адаптації до нових графіків навантаження електроенергетичної системи. Попри ці коливання, середня ціна на РДН демонструвала зростання (+3,7 %/міс.), залишившись у межах критичного діапазону.

Період європейської енергетичної кризи позначився поживавленням торгової активності на РДН України. Місткість ринку зростала на +4,4 % /міс. на фоні зростання попиту (+6,0 %/міс.) та ще більш вираженого зростання пропозиції (+9,2 %/міс.). Це вказувало на підвищену комерційну привабливість РДН як з боку покупців, так і з боку продавців ЕЕ. Водночас середня ціна залишалася стабільною (+0,1 %/міс.) через збереження ринкової рівноваги попри зростаючий тиск з боку європейських ринків енергоресурсів.

На початку повномасштабної війни рф проти України динаміка РДН зазнала найгострішого спаду за весь період дослідження. Місткість РДН скорочувалася на -20,4 % /міс., що було зумовлено синхронним падінням попиту (-2,1 %/міс.) і пропозиції (-19,5 %/міс.). Це свідчило про загальне шокове пригнічення торгової активності як з боку покупців, так і з боку продавців ЕЕ, які не мали фізичні, технічні або організаційні можливості для участі в РДН. Попри це, середня ціна зросла на +6,4 %/міс., у т. ч. через встановлення нижніх цінових обмежень та інфляцію, спричинену зростанням безпекових ризиків.

Під час I фази енергетичного терору РДН продемонстрував ознаки стрімкого зростання, зумовленого перетіканням обсягів торгів із інших сегментів РЕЕ, передусім РДД. Місткість ринку збільшувалася на +14,3 %/міс., що відображало зростання активності учасників. За-

явлений попит зростав на +13,9 %/міс., а пропозиція – на +11,6 %/міс., що свідчило про високу комерційну привабливість торгів на РДН. Водночас середня ціна залишалася відносно стабільною (+1,2 %/міс.), що вказувало на тимчасовий баланс між попитом і пропозицією навіть в умовах зростаючих ризиків.

На етапі адаптації до воєнного стану під тиском енергетичних атак динаміка РДН стабілізувалася. Місткість ринку залишалася майже незмінною (+0,4 %/міс.), що свідчило про відновлення ринкової рівноваги після попередніх шоків, заявлений попит демонстрував обережне зростання (+0,5 %/міс.), тоді як заявлена пропозиція практично не змінювалася (-0,2 %/міс.). Середня ціна РДН залишалася стабільною (-0,6 %/міс.), вказуючи на інерційний характер ринкової поведінки учасників та поступову адаптацію до умов тривалої загрози.

У період II фази енергетичного терору динаміка РДН набула мінливого характеру. Загальна місткість ринку скорочувалася (-2,1 %/міс.), що свідчило про зниження обсягів торгів на тлі нової хвилі атак. Водночас заявлений попит демонстрував незначне зростання (+0,6 %/міс.) через посилення конкуренції серед покупців ЕЕ на фоні очікуваного дефіциту. Найбільше зменшувалася пропозиція (-10,6 %/міс.) через втрату генеруючих потужностей та фізичну неспроможність продавців ЕЕ запропонувати достатні обсяги генерації на РДН. Ціни РДН різко зростали (+19,7 %/міс.) в умовах загострення дефіциту ЕЕ.

Таким чином, за 5 років функціонування РДН він засвідчив, що динамічність його розвитку в умовно нормальні періоди функціонування характеризувалися стриманою динамікою, а темпи зростання місткості, попиту, пропозиції та цін залишалися в межах критичного діапазону коливання, вказуючи на здатність ринку до саморегуляції.

Натомість у кризові періоди динамічність РДН різко змінювалася, спостерігалися як раптові падіння місткості та пропозиції, так і різкі стрибки попиту й цін, що свідчило про високий рівень нестабільності, втрату інерції до ринкової саморегуляції.

Оцінка збалансованості РДН в Україні вивчає співвідношення його кон'юнктурних складових та їх трансформацію під впливом різних чинних впливу (табл. 4.7).

Таблиця 4.7

Оцінка збалансованості РДН України
у II півріччі 2019 р. – I півріччі 2024 р., %

Етапи	SS	DS	CB	<i>pdef</i>
Відкриття конкурентного РЕЕ в Україні	37	6	132	20
Пандемія Covid-19	132	1	229	1
Постпандемійне відновлення	77	2	175	7
Європейська енергетична криза	49	6	142	16
Початок війни РФ проти України	489	1	588	3
I фаза енергетичного терору	52	5	149	18
Адаптації до війни під тиском атак	53	3	150	13
II фаза енергетичного терору	23	10	116	32

Джерело: авторські розрахунки

На початковому етапі відкриття конкурентного РЕЕ в Україні спостерігалися значні дисбаланси РДН. Зокрема, виробничий надлишок у середньому перевищував акцептований обсяг на 37 % (у піковий період – на 35%, у позапіковий – на 39%). Водночас споживчий попит був майже повністю задоволений, а споживчий надлишок становив 6% (у піковий період – 2%, у позапіковий – 12%). Кон'юнктурний баланс РДН був профіцитним і в середньому становив 132% (133% у піковий та 131% у позапіковий період). Однак ймовірність дефіциту пропозиції протягом доби знаходилася на високому рівні у 20%, зокрема для пікового періоду – на рівні 12%, тоді як для позапікового періоду вона була значно вищою і становила 33%.

Період пандемії Covid-19 РДН характеризувався глибоким дисбалансом, спричиненим різким падінням попиту ЕЕ на тлі наявної пропозиції. Виробничий надлишок у цей період був дуже високим, становивши 132 %, у т.ч. 123% у піковий та 149% у позапіковий пері-

оди, що свідчить про те, що більше половини заявленої пропозиції не акцептувалося на РДН. Натомість споживчий надлишок був надзвичайно низьким, становивши 1%, у т. ч. в піковий період – 2%, у позапіковий період – 1%, оскільки споживачі суттєво зменшили свої заявки попиту. Отже, кон'юктурний баланс РДН став високо профіцитним (229%, у т. ч. 220% у піковий та 247% у позапіковий періоди).

Етап постпандемічного відновлення характеризувався поступовим, але ще недостатнім поверненням до збалансованості РДН. Виробничий надлишок залишався високим, хоча й дещо знизився порівняно з періодом пандемії (77%). Споживчий надлишок залишався низьким, як і під час пандемії, (2%). Як наслідок, кон'юктурний баланс РДН був профіцитним, демонструючи деяке зниження порівняно з пандемічним періодом, але все ще значно перевищуючи 100%. Щодо ймовірності дефіциту пропозиції, то вона зросла порівняно із попереднім періодом до 7%, у т. ч. у піковий період – 9%, а у позапіковий – 4%.

Європейська енергетична криза продемонструвала, що РДН, хоча й мав певний запас міцності, почав відчувати вплив зовнішніх шоків. Виробничий надлишок у цей період становив 49%, а споживчий надлишок зріс до 6%, що відображало небажання покупців купувати ЕЕ за підвищеними цінами на ЕЕ. Отже, кон'юктурний баланс РДН залишався профіцитним, але його значення дещо знизилися порівняно з пандемічними періодами до 142 %. Найбільш помітною зміною стала зростання ймовірності дефіциту пропозиції, в середньому вона становила 16%, а у піковий період сягала 22 %, тоді як позапіковий період – лише 5%.

Початок війни РФ проти України став найбільш критичним і руйнівним періодом для українського РЕЕ, кардинально змінивши баланс РДН. Виробничий надлишок досяг екстремально високих значень: у середньому 489%, тоді як споживчий надлишок був практично відсутній. Кон'юктурний баланс РДН досяг безпрецедентних профіцитних значень (588%), що свідчило про катастрофічне перевищення заявленої пропозиції над заявленим попитом. Ймовірності дефіциту

пропозиції залишалася надзвичайно низькою: у середньому 3 %, у т. ч. у піковий період – 1 %, у позапіковий – 6 %.

I фаза енергетичного терору ознаменувала перехід РДН від стану надлишкової пропозиції до стану зростаючої нестабільності та дефіциту. Виробничий надлишок впав до 52 % упродовж доби, тоді як споживчий надлишок зріс до 5 %. Хоча РДН залишався профіцитним, кон'юнктурний баланс становив 149 %, ймовірність дефіциту зросла до 18 % (17 % у позапіковий період та 22 % у позапіковий період), що обумовило системну проблему з покриттям попиту на ЕЕ навіть у години низького навантаження.

Припинення енергетичного терору дозволило адаптувати РДН до воєнного стану та атак на енергетичну інфраструктуру. Хоча системні проблеми з дисбалансом між заявленими та акцептованими обсягами, а також надлишком заявленої пропозиції над попитом залишилися, спостерігалось значне покращення за критичним показником ймовірності дефіциту. Виробничий надлишок та кон'юнктурний баланс залишилися майже на рівні попереднього періоду, у середньому 53 % та 150 % відповідно, споживчий надлишок скоротився до 3 %, а ймовірність дефіциту знизилася до 13 %.

II фаза енергетичного терору стала періодом системного дефіциту пропозиції на РДН. Незважаючи на те, що кон'юнктурний баланс наблизився до «оптимального» діапазону (116 %), це відбувалося на тлі критично низького виробничого надлишку (23 %) та зростаючого споживчого надлишку (10 %), особливо у піковий період доби (15 %). Ймовірність дефіциту пропозиції сягла 32 %, у т.ч. 50 % у піковий, 39 % позапіковий та 10 % напівпіковий періоди.

Таким чином, функціонування РДН в умовно нормальні періоди характеризувалося наявністю профіциту пропозиції, помірними виробничими й споживчими надлишками, а також відносно невисокими ризиками дефіциту пропозиції. Хоча кон'юнктурна збалансованість залишалася порушеною, РДН демонстрував здатність підтримувати ринкову рівновагу. Натомість у кризові фази кон'юнктурний баланс РДН істотно погіршувався. У різні періоди спостерігались або над-

Розділ 4. Діагностика функціонування ринку електричної енергії України ...

мірні виробничі надлишки, або гострий дефіцит пропозиції, а ймовірність незабезпечення попиту пропозицією сягала критичних значень, що свідчить про втрату ринкової рівноваги в умовах зовнішніх шоків.

Оцінка варіабельності цін РДН (табл. 4.8) включає аналіз варіації, волатильності, асиметрії та ексцесу цін на ЕЕ, яка дозволяє оцінити рівень його цінової стабільності, чутливості до коливань попиту й пропозиції, а також ефективність цінових сигналів.

На початковому етапі функціонування конкурентного РЕЕ в Україні РДН мав помірну варіабельність цін (варіація цін становила від 13 % до 17 %, а їх волатильність від 19 % до 24%), що відображало процес становлення ринкових механізмів. Однак значна лівосторонню асиметрія (від -0.74 до -1.62) у всіх цінових сегментах вказувала на схильність до різких падінь цін, а для позапікових цін також спостерігалася підвищена ймовірність екстремальних значень (ексцес 1.98).

Таблиця 4.8

Оцінка варіабельності цін на РДН України у II півріччі 2019 – I півріччі 2024 р.

Етап	$PVar$	KC_p	AC_p	$PVol, \%$
Відкриття конкурентного РЕЕ в Україні	0,15	0,29	-0,89	22,6
Пандемія Covid-19	0,16	0,14	-0,52	18,7
Постпандемійне відновлення	0,26	0,95	-0,25	34,6
Європейська енергетична криза	0,17	-0,27	-0,43	173,6
Початок війни РФ проти України	0,11	0,27	1,28	20,2
I фаза енергетичного терору	0,06	7,99	-2,62	22,4
Адаптації до війни під тиском атак	0,22	0,04	-0,23	256,4
II фаза енергетичного терору	0,27	-0,26	-0,2	154,1

Джерело: авторські розрахунки

Період пандемії Covid-19 на РДН характеризувався помірною відносною варіабельністю цін (варіація цін 16-19 %) та волатильністю (14,0%-20,0%), що свідчила про адаптацію до нових умов. Однак

значна лівостороння асиметрія (від -0.52 до -1.28) у всіх сегментах вказувала на схильність до різких падінь цін. Особливо помітним була наявність значних аномалій у позапікових цінах (ексцес 3.83). Етап постпандемічного відновлення відзначився для РДН суттєвим зростанням відносної та абсолютної волатильності цін у всіх сегментах (варіація перевищила 26 % а волатильність складала у середньому 35 %, що вказувало на непередбачуваність ринку у відповідь на відновлення економічної активності після пандемії. Хоча розподіл цін за ексцесом наблизився до нормального, асиметрія залишалася вираженою для позапікових періодів.

Європейська енергетична криза обумовила зростання цінової волатильності на РДН (у середньому 175 %). Незважаючи на це, варіація цін була помітною для базових та пікових цін (17-18 %), але високою для позапікових (32 %). На РДН виразилася стійка лівостороння асиметрія (від -0.43 до -0.85) у всіх сегментах, що підкреслювала схильність ринку до падіння цін.

Початок повномасштабної війни обумовив «заморожування» цін РДН та зазначився помітною їх низькою варіабельністю (варіація була в межах 10–17 %, а волатильність цін – 16–20 %), що було наслідком функціонування РДН в умовах значно зниженого попиту та встановлених нижніх цінових обмежень. Проте сильна правостороння асиметрія (від 0.89 до 1.68) у всіх цінових сегментах та позитивний ексцес для пікових цін (1.95) вказували на стійку тенденцію до високих цінових стрибків.

І фаза енергетичного терору охарактеризувалася надзвичайно низькою варіабельністю цін (в межах 6–8 %), але волатильність залишалася помітною (17–24%). Найбільш значущою ознакою цього періоду є надзвичайно високий позитивний ексцес (від 5.77 до 8.43) та сильна лівостороння асиметрія (від -2.47 до -2.66) у всіх цінових сегментах, тобто ціни концентрувалися навколо певного високого рівня, але при цьому часто з'являлися аномально низькі ціни. Період адаптації характеризувався високою варіабельністю цін (від 22 % до 32 %), а також волатильністю, яка перевищувала 100%, окрім пікових продуктів. Незважаючи на це, розподіли цін були близькими до нор-

Розділ 4. Діагностика функціонування ринку електричної енергії України ...

мального за ексцесом, а позапікові та напівпікові ціни демонстрували симетричну асиметрію, що свідчило про те, що диверсифікація за трьома режимами навантаження вирівняла ринковий баланс РДН.

II фаза енергетичного терору характеризувалася для РДН подальшим збереженням та зростанням високої варіабельності (від 24 % до 43 %) та волатильності цін (у середньому 154 %), що доводило про функціонування РДН в умовах глибокого дефіциту та екстремального цінового тиску.

Таким чином, варіабельність цін на РДН в умовно нормальних періодах демонструвала відносну передбачуваність, помірну волатильність і обмежену кількість аномальних цінових відхилень. Асиметрія та ексцеси зменшувалися або наближалися до нормального розподілу. Натомість у кризових фазах спостерігалися різке посилення волатильності, значні зсуви у цінових розподілах та схильність до цінових аномалій.

Оцінка пропорційності РДН на основі індексів пропорційності торгів, попиту й пропозиції, а також цінової еластичності (табл. 4.9) дає змогу визначити ступінь відповідності між динамікою ринкових процесів (комерційних потоків ЕЕ) та фізичним електроспоживан-

Таблиця 4.9

Оцінка пропорційності РДН України у II півріччі 2019 р. – I півріччі 2024 р.

Етап	MP	DP	SP	PE
Відкриття конкурентного РЕЕ в Україні	0,98	0,97	1,09	-0,20
Пандемія Covid-19	0,95	0,95	1,00	-0,34
Постпандемійне відновлення	1,03	1,03	0,97	-0,12
Європейська енергетична криза	1,05	1,06	1,05	-1,32
Початок війни РФ проти України	0,89	0,89	1,26	0,14
I фаза енергетичного терору	1,25	1,25	0,97	-97,56
Адаптації до війни під тиском атак	1,00	1,00	1,02	1,99
II фаза енергетичного терору	1,20	1,23	0,76	-0,51

Джерело: авторські розрахунки

ням і виявити ознаки перегріву, дисбалансу чи спекулятивної поведінки учасників в умовах трансформаційних зрушень.

На етапі відкриття конкурентного РЕЕ в Україні пропорційність РДН можна визначити як консервативну (0,98), покупці ЕЕ змінювали свої заявлені обсяги купівлі ЕЕ залежно від зміни електроспоживання в електроенергетичній системі (0,97), тоді як у заявках-пропозиції існував легкий запас потужностей (1,09). Натомість еластичність РДН знаходилася на консервативній межі (-0,2), і незначне зменшення ціни обумовлювали значне зростання акцептованих обсягів, і навпаки. На етапі пандемії Covid-19 пропорційність РДН також залишалася консервативною (0,95), що свідчило про адаптивне скорочення обсягів торгів відповідно до зниження загального електроспоживання. Пропорційність попиту також зменшилася (0,95), тоді як пропозиція залишалася пропорційно збалансованою (1,00). Водночас еластичність цін РДН (-0,34) свідчила про агресивний характер поведінки учасників ринку: в умовах високої невизначеності навіть незначне скорочення акцептованого обсягу призводило до стрімкого зростання ціни, і навпаки. Постпандемійне відновлення зумовило консервативну пропорційність РДН за всіма індикаторами, що свідчило про поступове відновлення ринку відповідно до зростання електроспоживання в електроенергетичній системі. Зміна цін спричиняла пропорційні коливання акцептованих обсягів (-0,12), а поведінка учасників ринку залишалася стриманою та прогнозованою.

Під час європейської енергетичної кризи пропорційність РДН залишалася консервативною за всіма індикаторами, що свідчило про збалансовану взаємодію попиту та пропозиції в умовах підвищеної напруги. Водночас еластичність за ціною була високо агресивною (-1,32), що вказує на високочутливу поведінку учасників: навіть незначне зростання цін призводило до різкого скорочення акцептованого обсягу на тлі очікувань подальшого зростання цін на енергоносіїв.

На початку повномасштабної агресії РФ проти України спостерігалось незначне спотворення торгівлі на РДН (0,89), зумовлене зниженням пропорційності попиту (0,89), натомість пропорційність пропозиції була агресивною (1,26), що свідчило про перегрів гене-

рацію та прагнення виробників утримати свої позиції на РДН попри невизначеність. Еластичність за ціною набула позитивного значення (0,14), однак залишалася в межах консервативного діапазону, що вказувало на односпрямоване зростання цін та обсягів через воєнний шок.

У період I фази енергетичного терору РДН вийшов за межі пропорційності: індекси пропорційності торгів (1,25) та попиту (1,25) вказували на агресивні зміни, що свідчило про перегрів ринку. Водночас пропорційність заявленої пропозиції залишалася на консервативному рівні (0,97), оскільки генерація була не в змозі адекватно реагувати на зростання попиту через фізичні обмеження, спричинені атаками. Еластичність за ціною була аномально агресивною (-97,56), що свідчило про повний розрив між ціною та комерційними обсягами: РДН реагував нерівномірно, з ознаками паніки та втрати передбачуваності в умовах енергетичного терору.

На етапі адаптації до воєнного стану під натиском атак на енергетичну інфраструктуру пропорційність РДН стабілізувалася на консервативному рівні за всіма індикаторами, що свідчило про відновлення пропорційної поведінки учасників відповідно до змін у їхніх профілях електроспоживання. Це вказувало на поступове пристосування як покупців, так і продавців ЕЕ до умов тривалої загрози. Водночас еластичність за ціною перейшла в спекулятивну зону (1,99), що відображало високу чутливість учасників РДН до цінових сигналів: вони були готові оперативно підвищувати ціни за умов появи та зростання обсягів торгів, і навпаки.

На етапі II фази енергетичного терору пропорційність торгів на РДН зросла до агресивного рівня (1,20), що свідчило про перегрів ринку, зумовлений зростанням обсягів торгів на тлі триваючих атак. Пропорційність попиту також була агресивною (1,23) в очікуванні дефіциту ЕЕ. Натомість пропорційність заявленої пропозиції істотно знизилася до спекулятивного рівня (0,76), що вказувало на фізичну неспроможність продавців ЕЕ повною мірою забезпечити потреби РДН. Водночас еластичність за ціною залишалася на агресивному рівні (-0,51), що свідчило про нестабільну цінову поведінку учасників:

попит не реагував пропорційно на зміну ціни, демонструючи ознаки ринкової дезорієнтації в умовах глибокої кризи.

Таким чином, в умовно нормальних умовах РДН функціонував як саморегульована система, де динаміка попиту й пропозиції була пропорційною до зміни в динаміці електроспоживання, тоді як кризові фази призводили до порушення пропорційності РДН – або через надлишок пропозиції в умовах падіння попиту, або через дефіцит потужностей у відповідь на перегрітий попит, що підсилювалося спекулятивною або панічною поведінкою учасників.

Оцінка локальних показників результативності РЕЕ дозволяє побудувати його профіль за нормалізованими індикаторами за формулою (4.1) та визначити загальний рівень за формулами (4.2–4.4), наведений на *рис. 4.32*.

На етапі відкриття конкурентного РЕЕ в Україні РДН продемонстрував задовільний рівень результативності з інтегрованою оцінкою 0,63. Переважна більшість ключових показників знаходилися в межах встановлених КРІ, що свідчило про загальну сталість і контрольованість цінової та структурної динаміки. Водночас спостерігалися суттєві відхилення за окремими показниками, зокрема низький рівень кон'юнктурного балансу (0,30), недостатній темп зростання пропозиції (0,10), а також відхилення за асиметрією та волатильністю, що свідчило про диспропорції у взаємодії попиту і пропозиції.

У період пандемії Covid-19 РДН підвищив рівень результативності до 0,68, незважаючи на зовнішній шок і різке падіння попиту. Водночас критичні відхилення фіксувалися за виробничим надлишком (0,18), кон'юнктурним балансом (0,37) і темпом зростання пропозиції (0,16), що відображало профіцит пропозиції та невикористані виробничі резерви. Додатковими зонами ризику залишалися цінова асиметрія, еластичність за ціною, що свідчило про нестійкий розподіл цін і знижену чутливість ринку до цінових сигналів. На етапі постпандемічного відновлення результативність РДН знаходилася на межі задовільного та середнього рівнів (0,70), демонструючи поступову стабілізацію до зміни профілів електроспоживання. Істотні відхилен-

Розділ 4. Діагностика функціонування ринку електричної енергії України ...

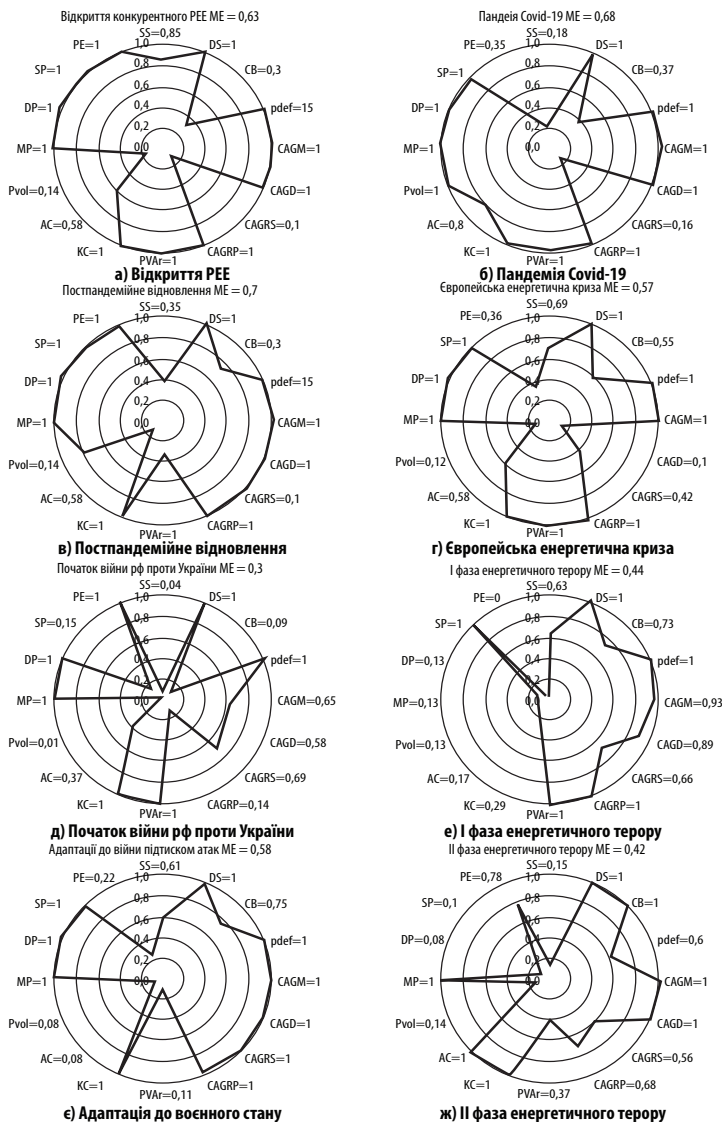


Рис. 4.32. Результативність РДН у II півріччі 2019 р. – I півріччі 2024 р.

Джерело: авторські розрахунки

ня зберігалися за виробничим надлишком (0,35), кон'юктурним балансом (0,73), що вказувало на його надлишкову профіцитність і підвищену відносну нестабільність цін. Додаткові відхилення у варіації (0,32), волатильності (0,77) та асиметрії (0,13) також свідчили про те, що РДН функціонував в умовах підвищених цінових ризиків і маніпуляцій.

Під час європейської енергетичної кризи РДН характеризувався низьким рівнем результативності (0,57), що свідчить про істотний вплив зовнішнього цінового шоку на його функціонування. Попри те, що значна частина індикаторів залишалася стабільною, критичні відхилення спостерігалися у таких показниках, як темпи зростання попиту (0,10) та пропозиції (0,42), а також у ціновій волатильності (0,12).

I фаза енергетичного терору характеризувалася критичним рівнем асиметрії (0,58) та еластичності (0,36), що свідчило про цінові маніпуляції та порушення усталених ринкових механізмів.

Із початком війни рф проти України РДН опинився у стані критичної результативності (0,30). Ключові індикатори збалансованості (виробничий надлишок, кон'юктурний баланс), темпи зростання пропозиції та цін, волатильність і пропорційність пропозиції зазнали критичних відхилень від КРІ, вказуючи на масштабну дисфункцію ринку. На РДН відбувся шок, пов'язаний із різким падінням попиту та форсованим переходом до воєнної економіки. Рівень результативності для РДН становив 0,44, хоча він дещо зріс порівняно з початком війни у зв'язку з обмеженням пропозиції. Значна частина локальних показників мала низькі або критичні значення, серед яких особливу стурбованість викликає еластичність за ціною та аномальний розподіл цін, що свідчить про втрату взаємозв'язку між цінами та взаємодією попиту та пропозиції.

На етапі адаптації до війни під тиском атак РДН перейшов до діапазону низької результативності з інтегральною оцінкою 0,58, що свідчить про часткове відновлення функціональності після критичних збоїв. Водночас зберігались значущі відхилення у таких показниках, як виробничий надлишок (0,61), кон'юктурний баланс (0,75), варіація

цін (0,11), асиметрії цін (0,08), волатильність цін (0,08) та еластичність за ціною (0,22), що було наслідком зміни цінової динаміки через диференціацію погодинних продуктів за режимами навантаження.

У II фазі енергетичного терору РДН знову опинився на критичному рівні результативності з інтегральною оцінкою 0,42. Найгірші оцінки спостерігались у виробничому надлишку (0,15), індексах пропорційності попиту (0,08) і пропозиції (0,10), коефіцієнті варіації (0,37) та волатильності цін (0,14), що вказує на дезорганізацію ринку через фізичні втрати генерації та логістики. Підвищена ймовірність дефіциту (0,60) та нестабільність цінової динаміки свідчили про розбалансування попиту й пропозиції, тоді як знижена еластичність (0,78) – про обмежену реакцію ринку на цінові сигнали.

Таким чином, оцінку результативності функціонування РДН в Україні демонструє перехід від задовільного рівня результативності у 2020–2021 рр. до критичних значень у 2022–2024 рр., зумовлених шокowymi впливами. Дослідження засвідчує, що результативність РДН є чутливим індикатором системної стабільності енергетичного сектору, а розроблений індекс може бути використаний як інструмент моніторингу, стратегічного аналізу та оцінки ефективності регуляторних впливів.

Висновки до розділу 4

Згідно з проведеним у цьому розділі дослідженням отримано такі результати:

1. Розроблено аналітичне забезпечення діагностики функціонування РЕЕ в Україні, яке, на відміну від наявних підходів, орієнтованих переважно на агрегований статистичний опис біржових котирувань, забезпечує модульну ідентифікацію структурних змін у поведінці ринкових учасників та дозволяє відстежувати когортну динаміку торгів, продуктову диверсифікацію, ринкову рівновагу, цінову динаміку з урахуванням фундаментальних факторів впливу внутрішнього та зовнішнього середовищ. Таке аналітичне забезпечення містить такі ключові елементи:

- на відміну від наявних моделей, що зосереджуються на середньозважених цінах чи обсягах торгів, запропоноване рішення базується на модульному підході, який охоплює чотири інтегровані модулі: динаміка торгів, продуктова диверсифікація, ринкова рівновага та цінові профілі;
- на відміну від традиційного календарного аналізу, застосовано когортний аналіз періодів ринкової трансформації, який передбачає агрегацію за фазами розвитку РЕЕ України: відкриття конкурентного РЕЕ в Україні, пандемія COVID-19, постпандемійне відновлення, європейська енергетична криза, початок повномасштабної агресії РФ, I фаза енергетичного терору, адаптація енергосистем до війни в умовах атак на енергетичну інфраструктуру, II фаза енергетичного терору, що дозволяє виявити зміни у поведінці учасників РЕЕ в умовно нормальних умовах функціонування та під впливом надзвичайних подій та кризових явищ;
- аналітичне забезпечення побудовано з урахуванням принципів прозорості, повторюваності та масштабованості, що дозволяє впровадити його у формі інтерактивної системи моніторингу на основі Power BI, Excel Power Query / Pivot, з можливістю адаптації до потреб регулятора, оператора ринку чи учасників торгів.

Особливості застосування цього аналітичного забезпечення відрізняються за сегментами РЕЕ:

- специфіка РДД виражається в торгівлі широким спектром продуктів, включаючи базові, пікові, позапікові, індивідуальні та блочно-змішані продукти, які укладаються через односторонні аукціони за відсутності цінових обмежень;
- специфіка РДН – у наявності простих і блочних погодинних продуктів, які торгуються на добу наперед на двосторонніх «залпових» аукціонах із маржинальним методом ціноутворення;
- ВДР спирається на торгівлю погодинними продуктами впродовж доби постачання на двосторонніх безперервних аукціонах із заявленим методом ціноутворення;

Розділ 4. Діагностика функціонування ринку електричної енергії України ...

- БР забезпечує торгівлю продуктами на розвантаження та завантаження, які мають бути узгоджені із негативними та позитивними небалансами електроенергетичної системи в реальному часі на односторонніх аукціонах із маржинальним методом ціноутворення.

2. Запропоновано методичний підхід до оцінки результативності РЕЕ, який, на відміну від наявних, охоплює комплекс КРІ-показників динамічності, збалансованості, варіабельності та пропорційності і дозволяє здійснювати якісну оцінку ступеня відповідності ринкових параметрів цільовим орієнтирам розвитку. Ключовими аспектами підходу є:

- Інтеграція багатовимірної системи показників результативності РЕЕ в єдину оціночну модель, яка враховує як структурні (пропорційність, збалансованість), так і поведінкові (динамічність, варіабельність) параметри ринку;
- Запровадження уніфікованої процедури нормалізації показників у шкалі $[0;1]$ на основі КРІ-діапазонів, що забезпечує порівнянність різнорідних індикаторів і формування інтегральної оцінки результативності ринку.
- Формування стратегічного моніторингу розвитку РЕЕ, що виявляє ознаки маніпулювання ринковою владою учасниками ринку та дозволяє приймати превентивні управлінські рішення, підтримуючи стабільність комерційних потоків ЕЕ.

Уперше було реалізовано ретроспективну оцінку когортної динаміки РДН в Україні через призму результативності, що дозволяє виявити кризові періоди втрати його результативності та чинники її відновлення.

Список використаних джерел до розділу 4

1. Про ринок електричної енергії : Закон України від 13.04.2017 № 2019-VIII (із змінами на 30.06.2024). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#Text>

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

3. Білов І. В. Проблеми функціонування та розвитку нової моделі ринку електричної енергії в Україні: За матеріалами наукової доповіді на засіданні Президії НАН України 3 лютого 2021 року. *Вісник Національної академії наук України*. 2021. № 3. С. 20–28. DOI: <https://doi.org/10.15407/visn2021.03.020>

4. Білов І., Парус С., Шкарупило В. Структура та моделі інформаційної взаємодії учасників ринку електричної енергії : монографія. Київ : Publishing house «UKRLOGOS Group», 2021. 114 с. DOI: <https://doi.org/10.36074/stmivryee-monograph.2021>

5. Борукаєв З. Х., Євдокімов В. А., Остапченко К. Б. Обчислювальний метод вузлової трансформації процесу ціноутворення на ринку електроенергії. *Технічна електродинаміка*. 2022. № 5. С. 67–76. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.05.067>

6. Шашков С. В. Становлення існуючої моделі ринку електричної енергії в Україні. *Вісник ЛТЕУ. Економічні науки*. 2024. № 75. С. 134–139. DOI: <https://doi.org/10.32782/2522-1205-2024-75-18>

7. Метеленко Н., Сіліна І., Радзівіло І. Функціонування сучасного ринку електричної енергії в Україні та особливості ціноутворення на його сегментах. *Review Of Transport Economics And Management*. 2024. Т. 10, № 26. С. 15–33. DOI: <https://doi.org/10.15802/rtem2023/300012>

8. Результати аукціонів з продажу електричної енергії. *Українська енергетична біржа*. URL: <https://www.ueex.com.ua/exchange-quotations/electric-power/> (дата звернення: 01.08.2024)

9. Power Query. Microsoft Corp. URL: <https://powerquery.microsoft.com/en-us/> (дата звернення: 01.08.2024)

10. Салашенко Т. І. Еволюція торгівлі на ринку двосторонніх договорів електроенергії України: проблеми, зміни та перспективи. *Проблеми економіки*. 2024. № 4. С. 89–99. DOI: <https://doi.org/10.32983/2222-0712-2024-4-89-99>

11. АТ «Оператор ринку». URL: <https://www.oree.com.ua/>

12. ПрАТ «НЕК Укренерго». URL: <https://ua.energy/>

13. Салашенко Т. І. Енергетика України та світу в умовах пандемії: наслідки та заходи боротьби. *Економіка та держава*. 2020. № 5. С. 137–142. DOI: [10.32702/2306-6806.2020.5.137](https://doi.org/10.32702/2306-6806.2020.5.137)

14. Salashenko T., Rubino A., Khaustova V., Lippolis S., Ilyash O., Capozza C. Identification of the energy crisis in the EU electricity markets. *3rd International*

Розділ 4. Діагностика функціонування ринку електричної енергії України ...

Conference on Environmental Sustainability in Natural Resources Management 2023. Batumi, Georgia, October 20, 2023. (*Scopus*)

15. Салашенко Т. І. Наукове забезпечення лібералізації ринку електричної енергії України : монографія. Харків : ФОП Лібуркіна Л. М., 2020. 432 с. (31,6 ум. друк. арк.)

16. Про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони : Угода (ратифіковано із заявою Законом № 1678-VII від 16.09.2014). URL: http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/984_011

17. Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency. *EUROLEX*. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32011R1227>

18. 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. *EUROLEX*. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32013R0543/>

19. Рішення № 984/2019 Ради Асоціації між Україною та ЄС від 06.06.2019 року про внесення змін і доповнень до Додатка XXVII до Угоди про асоціацію між Європейським Союзом і Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з однієї сторони, та між Україною, з іншої сторони. *Законодавство України*. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/984_001-19#n2

20. Про затвердження Порядку здійснення Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, моніторингу ринків у сферах енергетики та комунальних послуг : Постанова НКРЕКП від 14.09.2017 № 1120. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v1120874-17#Text>

21. Про затвердження форм звітності з моніторингу для учасників ринку електричної енергії та інструкцій щодо їх заповнення : Постанова НКРЕКП від 29.03.2019 № 450. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0450874-19#Text>

22. Салашенко Т.І. Оцінка результативності ринку електричної енергії України. *Бізнес Інформ*. 2022. № 7. С. 234–246. DOI: <https://doi.org/10.32983/2222-4459-2022-7-234-246>

23. Rockart J. F. Chief executives define their own data needs. *Harvard Business Review*. 1979. Vol. 57, № 2. P. 81–93. URL: <https://hbr.org/1979/03/chief-executives-define-their-own-data-needs>

24. Guynes C. S., Vanecek M. T. Critical success factors in data management. *Information & Management*. 1996. Vol. 30. No. 4. P. 201–209. DOI: [https://doi.org/10.1016/0378-7206\(95\)00053-4](https://doi.org/10.1016/0378-7206(95)00053-4)
25. Kaplan R. S., Norton D. P. The balanced scorecard: measures that drive performance. *Harvard Business Review*. 2005. Vol. 70. P. 71–79. URL: <https://hbr.org/1992/01/the-balanced-scorecard-measures-that-drive-performance-2>
26. ISO 9000:2015. Quality management systems – Fundamentals and vocabulary. Geneva : International Organization for Standardization, 2015. 57 p. URL: <https://www.iso.org/standard/45481.html>
27. ISO 9001:2015. Quality management systems – Requirements. Geneva : International Organization for Standardization, 2015. 29 p. URL: <https://www.iso.org/standard/62085.html>
28. Purcell J., Kinnie K., Hutchinson S., Rayton B., Swart J. Understanding the People and Performance Link: Unlocking the black box. London : CIPD, 2003.
29. Armstrong M. Armstrong's handbook of performance management: An evidence-based guide to delivering high performance. London : Kogan Page Publishers, 2009.
30. Personal E., Guerrero J. I., Garcia A., Pena M., Leon C. Key performance indicators: A useful tool to assess Smart Grid goals. *Energy*. 2014. Vol. 76. P. 976–988. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.09.015>
31. Sultana S., Akter S., Kyriazis E. How data-driven innovation capability is shaping the future of market agility and competitive performance? *Technological Forecasting and Social Change*. 2022. Vol. 174. P. 121260. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2021.121260>
32. Parmenter D. Key performance indicators: developing, implementing, and using winning KPIs. 3rd ed. United States of America, 2014. 444 p.
33. Olabode O. E., Boso N., Hultman M., Leonidou C. N. Big data analytics capability and market performance: The roles of disruptive business models and competitive intensity. *Journal of Business Research*. 2022. Vol. 139. P. 1218–1230. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jbusres.2021.10.042>
34. Письменна О. О. Теоретичні основи та методичний інструментарій формування кадрової стратегії підприємства : автореф. дис. ... канд. екон. наук : 08.00.04. Львів, 2014. 20 с.

Наукове видання

САЛАШЕНКО Тетяна Ігорівна

**Розвиток конкурентного ринку
електроенергії України:
теоретико-методичні засади сталого розвитку
в умовах європейської інтеграції**

Монографія

Частина I

Підписано до друку 11.06.2026 р. Формат 60 x 84/16. Папір офсетний.
Гарнітура ArnoPro. Друк цифровий. Ум. друк. арк. 25.1.
Обл.-вид. арк. 31,6. Наклад 70 прим. Зам. № 48.

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

61003, м. Харків, Університетська, 3, к. 9.

Надруковано у ФОП Озеров Г. В.